

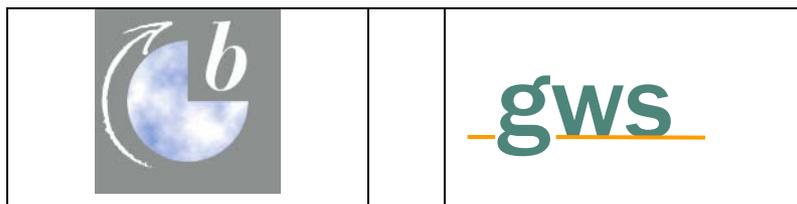
**ERNEUERBARE ENERGIEN UND ENERGIEEFFIZIENZ ALS ZENTRALER
BEITRAG ZUR EUROPÄISCHEN ENERGIESICHERHEIT**

ENDBERICHT DES PROJEKTES

„ERNEUERBARE ENERGIEN UND ENERGIEEFFIZIENZ ALS ZENTRALER BEITRAG ZUR EUROPÄISCHEN ENERGIESICHER- HEIT“

STUDIE IM AUFTRAG DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ
UND REAKTORSICHERHEIT

Dezember 2010



Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

www.lbst.de

B E R I C H T

Haftungsausschluss

Der Mitarbeiterstab der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH und der Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung haben diesen Bericht erstellt.

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeiter der Institute. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, noch die Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung mbH, irgendeiner ihrer Mitarbeiter, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie, oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses, oder versichert, dass deren Nutzung private Rechte nicht verletzen würden.

Die Studie wurde erstellt von:

Dipl.-Ing. Volker Blandow, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

Dr. Ulrike Lehr, Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung mbH, Osnabrück

Dr. Christian Lutz, Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung mbH, Osnabrück

M. Sc. Kirsten Wiebe, Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung mbH, Osnabrück

Dipl.-Ing. Werner Weindorf, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

Dr. Werner Zittel, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

INHALTSVERZEICHNIS

ABKÜRZUNGEN	2
KURZFASSUNG.....	4
1 EINLEITUNG	7
2 RESERVEN UND FÖRDERMÖGLICHKEITEN FOSSILER ENERGIETRÄGER UND VON URAN BIS 2050	9
2.1 Erdöl	9
2.2 Erdgas	12
2.3 Kohle	16
2.4 Uran	20
3 ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN ERNEUERBARER ENERGIEN UND DER ENERGIEEFFIZIENZ	25
3.1 Politische Zielsetzungen	25
3.2 Erneuerbare Energien	25
3.3 Energieeffizienz.....	27
4 ABSCHÄTZUNG DER PREISENTWICKLUNG BIS 2020	30
5 LITERATUR.....	34
6 ANHANG	35

ABKÜRZUNGEN

ASPO – Association for the study of peak oil and gas

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

BP – British Petroleum

CCS – Carbon Capture and Storage

CERA – Cambridge Energy Research Association

CH₄ – Methan

CO - Kohlenmonoxid

CO₂ – Kohlendioxid

E[R] – Energy Revolution Szenario

EU – European Union

EU27 – Europäische Union mit 27 Mitgliedstaaten

GINFORS – Modellierungssoftware zur Erstellung ökonomischer Modell-
rechnungen auf Basis von Input-Output Analysen

GW – Gigawatt

GWh – Gigawattstunde

GWh_{el} – Gigawattstunde Strom

Gws Osnabrück– Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung Osnabrück

HEU – highly enriched uranium

IEA – Internationale Energieagentur

IAEA – International Atomic Energy Agency

IR – inferred resources

kgU – Kilogramm Uran

LBST – Ludwig-Bölkow Systemtechnik GmbH

Mb/Tag – Millionen Barrel pro Tag

mg – Milligramm

Mio. – Millionen

MOX – Mischoxid Brennelemente

Mrd. – Milliarden

Mrd. m³/Jahr – Milliarden Kubikmeter pro Jahr

Mtoe – Millionen Tonnen Öläquivalent

NEA – Nuclear Energy Agency

NMVOOC – Non methane volatile organic compounds

NO_x - Stickoxide

OECD – Organisation for Economic Cooperation and Development

PJ – Petajoule

ppm – Parts per Million

RAR – Reasonably assured resources

RepU – reprocessed uranium

SO₂ – Schwefeldioxid

t – Tonnen

THG – Treibhausgase

TWh – Terawattstunden

TWh_{el} – Terawattstunden Strom

UBA - Umweltbundesamt

UN – United Nations

USD – U.S. Dollar

USA – United States of America

WEO – World Energy Outlook

WETO CCC – World Energy Technology Outlook, Carbon Constraint Case

ZTB – Zentrum für Transformation der Bundeswehr

\$/bbl – U.S. Dollar je Barrel

°C – Grad Celsius

KURZFASSUNG

In dieser Arbeit wurde die Verfügbarkeit von Primärenergieträgern bis zum Jahr 2050 auf Basis von Szenarien und Literaturstudien einer kritischen Prüfung unterzogen. Desweiteren wurde versucht, den sich einstellenden Ölpreis bis zum Jahr 2020 auf Basis verschiedener Annahmen zu skizzieren und den Preiskorridor einzuengen.

In ersten Teil wurden fossile und nukleare Energieträger analysiert. Die Analyse von Reserven, historischer Entwicklung von Funden und Förderung, sowie die kritische Berücksichtigung von bekannten Projektentwicklungen deuten darauf hin, dass bereits sehr bald ein steigender Bedarf nicht mehr durch ein entsprechend ausgeweitetes Angebot gedeckt werden kann. Insbesondere bei Erdöl deutet sich das weltweite Fördermaximum an. Die Verdoppelung des Ölpreises zwischen 2005 und 2008 ohne nennenswerte Ausweitung des Angebots lässt zusammen mit anderen Indizien den Schluss zu, dass die Ölförderung künftig zurückgehen wird. Möglicherweise wird sie 2030 nur noch halb so groß sein wie 2008. Die auf dem Weltmarkt verfügbaren Mengen werden deutlich schneller zurückgehen.

Das weltweite Maximum der Erdgasförderung auf Basis heute bekannter und in Trendfortschreibung zu erwartender Funde lässt sich auf den Zeitraum 2020 – 2030 eingrenzen. Unabhängig davon werden regionale Versorgungsprobleme – insbesondere in Europa – bereits wesentlich früher einsetzen.

Die weltweiten Kohlereserven wurden in den vergangenen 20 Jahren deutlich abgewertet, so sank die statische Reichweite von über 400 Jahren im Jahr 1987 auf ca. 130 Jahre im Jahr 2009. Die Kombination lokaler Reserveentwicklungen mit zeitlichen Förderprofilen weist darauf hin, dass nur noch wenige Staaten in der Lage sind, große Kohlemengen für den Weltmarkt verfügbar zu machen. Indonesien kommt hier eine Schlüsselrolle zu, da es den steigenden Importbedarf Indiens und Chinas in den vergangenen 10 Jahren bereitstellen konnte. Vermutlich wird das Fördermaximum Indonesiens bis 2012 erreicht werden. Dies könnte mit großen Verfügbarkeitsproblemen auf dem Weltkohlemarkt verbunden sein, ungeachtet dessen, dass einzelne Staaten noch große Kohlereserven bergen.

Die Statistiken für Uran zeigen, dass die meisten Vorräte vor mehreren Jahrzehnten gefunden wurden. Die ökonomisch günstig erschließbaren Vorkommen haben weitgehend den Höhepunkt überschritten und müssen stetig durch schlechtere Vorkommen ersetzt werden. Dies lässt vermuten, dass das Fördermaximum im Zeitraum 2020 – 2040, vermutlich jedoch näher bei 2020, zu erwarten ist, ungeachtet großer Ressourcen, deren Datenbelastbarkeit äußerst spekulativ ist.

Im zweiten Teil wurde die Entwicklung von Energieeffizienz und Erneuerbaren Energietechnologien über die vergangenen 20 Jahre seit 1990 betrachtet. Es wurden die Minderungsziele innerhalb Europas und Deutschlands hinsichtlich Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen betrachtet und anhand aus der Literatur verfügbarer Szenarien dargestellt. Innerhalb der vergangenen 20 Jahre zeigte sich ein deutlicher Zubau an regenerativen Energietechnologien mit mittleren Zuwachsraten von 20-30% bei Wind und Solarenergie. Somit erscheinen die Ziele bzgl. des Anteils regenerativer Stromerzeugung innerhalb Europas leichter realisierbar als die entsprechenden Ziele im Wärme und Kraftstoffsektor.

In einem dritten Teil wurden mittels einer modellgestützten Analyse Antworten auf die Frage gesucht, was es ökonomisch bedeuten könnte, wenn das Fördermaximum bei Öl bereits heute erreicht ist und die Ölförderung in den kommenden 10 Jahren weltweit deutlich zurückgehen wird. In das globale ökonomische Modell GINFORS wurden dazu die ermittelten Angebotsentwicklungen für die konventionellen Energieträger bis zum Jahr 2020 eingestellt.

Die Szenarienrechnungen mit dem Modell GINFORS zeigen, dass die weltweite Ölnachfrage zumindest kurz- und mittelfristig nur wenig preisreagibel ist. Dadurch besteht die Gefahr starker Preisschwankungen, wie sie in den letzten Jahren bereits beobachtet wurden. Eine zukünftige Ölknappheit wirkt zunächst und vor allem im Verkehrssektor, aber mittelfristig reagiert das gesamte globale Energiesystem mit Einspar- und Substitutionsprozessen auf die Verknappung von Öl. Die Ölknappheit und die dadurch ausgelösten Preissteigerungen könnten massive ökonomische Folgen haben, die in ihrer Dimension mit der Finanz- und Wirtschaftskrise in 2008 vergleichbar sein könnten und zu einer massiven Verschiebung der globalen Gewichte von den ölimportierenden Ländern hin zu den ölexportierenden Ländern führen könnten.

Damit ist Ölknappheit bzw. die Knappheit fossiler Energieträger bzw. Energiesicherheit insgesamt ein zusätzliches Argument für weltweite Klimaschutzmaßnahmen in Form von Steigerungen der Energieeffizienz und zum Ausbau erneuerbarer Energien. Ob die Knappheit durch ein Fördermaximum ausgelöst wird oder durch andere Ursachen wie z.B. militärische Konflikte oder Terroranschläge in wichtigen Ölfördergebieten ist zweitrangig.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist jedoch zu beachten, dass das Modell GINFORS Veränderungen nur in monetärer Form wiedergeben kann. Zudem konnten im Rahmen dieses Projektes keine umfangreichen Parametervariationen in den Annahmen und möglichen Entwicklungspfaden getroffen werden, so dass diese Ergebnisse als vorläufig betrachtet werden müs-

sen, die wertvolle Hinweise geben, in welcher Richtung künftige Analysen vertieft werden sollten.

1 EINLEITUNG

Diese Studie beschreibt die künftige Entwicklung der Energieversorgung unter besonderer Betonung des Aspektes der Versorgungssicherheit. Zu diesem Zweck werden vor allem Verfügbarkeitsrisiken hervorgehoben. Die Arbeit ist in sechs Teilberichte untergliedert, wobei jeder Teilbericht kurz beschrieben wird und im Anhang als eigenständiger Bericht ausführlich dargestellt ist.

Desweiteren erfolgt die Untergliederung der Analyse in endliche fossile und nukleare Energieträger einerseits und erneuerbare Energien sowie Effizienz andererseits. In einem abschließenden Teilbericht sind ökonomische Input-Outputrechnung zu einem Weltszenario zusammengefasst, wobei der Fokus auf der Analyse wirtschaftlicher Veränderungen liegt. Im Unterschied zur üblichen

Kapitel 2.1 befasst sich mit der Analyse der Verfügbarkeit von Erdöl, Kapitel 2.2 mit der Verfügbarkeit von Erdgas, Kapitel 2.3 mit der Verfügbarkeit von Kohle und Kapitel 2.4 mit Uran. Der Betrachtungshorizont wurde jeweils bis zum Jahr 2050 gespannt.

Insbesondere werden die fossilen und nuklearen Energieträger auf Analysen historischer Zeitreihen aufbauend mit einer „Hubbert-Analyse“ extrapoliert. Die Analyse zielt primär darauf ab, ein potenzielles Fördermaximum zeitlich zu verorten, um im Sinne einer Risikoanalyse damit verbundene Verfügbarkeitsrisiken zu ermitteln. Diese Analysen lehnen sich sehr eng an gängige Analysen der ASPO (Association for the Study of Peak Oil and Gas) an, wobei diese mit aktuellen Daten aktualisiert werden. Diese wurden verschiedentlich veröffentlicht, erstmals im deutschen Sprachraum in einer Untersuchung für das Büro für Technikfolgenabschätzung des deutschen Bundestages im Jahr 2000. Die grundsätzlichen Aussagen zur künftigen Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas können im Vergleich zur damaligen Studie heute mit wesentlich besseren Daten und längeren Zeitreihen erhärtet werden. Dieser Vergleich zeigt, dass die wesentlichen Aussagen sich über die vergangenen 10 Jahre kaum verändert haben.

Der Beitrag erneuerbarer Energien und von Effizienztechnologien wird anhand gängiger Szenarien untersucht, wobei insbesondere folgende Studien zugrunde gelegt wurden:

- World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur
- Energy[r]evolution, Szenariorechnungen im Auftrag von Greenpeace
- BMU-Leitszenario, Szenariorechnungen zur Vollversorgung Deutschlands mit Erneuerbaren Energien bis 2050 im Auftrag des Bundesumweltministeriums.

Die abschließenden gesamtwirtschaftlichen Modellrechnungen nehmen die These eines Ölfördermaximums im Jahr 2008 als Ausgangspunkt. Die im ersten Teil errechneten Versorgungsszenarien mit fossilen Energieträgern finden als exogene Parameter in die ökonomischen Input-Output Rechnungen eingang, wobei in einem iterativen Vorgehen der Erdölpreis errechnet wird, bei dem die weltweite Nachfrage in Einklang mit der vorgegebenen Energiebereitstellung liegt.

2 RESERVEN UND FÖRDERMÖGLICHKEITEN FOSSILER ENERGIETRÄGER UND VON URAN BIS 2050

2.1 Erdöl

Im Teilbericht „Erdöl“ wird die künftige Verfügbarkeit von Erdöl analysiert. Seit einigen Jahren besteht hier eine große Diskrepanz in den Analysen:

Eine Gruppe von Analysen bewertet vor allem historische empirische Trends. Dies führt zu der Einschätzung, dass es stetig aufwändiger wird, Erdöl zu finden, zu fördern und in den Markt zu bringen. Es wird von einem nahen Fördermaximum gesprochen, wobei es möglich ist, dass das bisherige Jahr der maximalen Förderung, 2008, auch das weltweite Fördermaximum darstellt. Es gibt bereits viele regionale Beispiele des Überschreitens des Fördermaximums. Diese summieren sich zu einem weltweiten Fördermaximum, wenn der Förderrückgang in der zunehmenden Zahl von Förderregionen nicht mehr durch entsprechende Förderausweitung in den wenigen verbleibenden Regionen ausgeglichen werden kann.

Argumentiert wird einerseits mit der Analyse typischer Förderprofile und deren Extrapolation. Andererseits findet die historische Zeitreihe des Findens von Erdöl und deren Extrapolation auf die nächsten Jahrzehnte Eingang in die Berechnungen. Darüber hinaus werden „weiche“ Informationen aus Firmenveröffentlichungen und der Abgleich mit tatsächlichen Fördererfolgen berücksichtigt.

Die Darstellung dieser Sichtweise umfasst einen großen Teil dieser Arbeit. Es ist das Anliegen, die Argumentationslinie deutlich zu machen. Hierfür wird eine eigene Abschätzung durchgeführt, die sich in Details, nicht aber in grundsätzlichen Aspekten von den Ergebnissen ähnlicher Analysen unterscheidet. Herausragende Exponenten dieser Sichtweise sind der britische Geologe Colin Campbell (Begründer der Association for the Study of Peak Oil, Irland) und Kjell Aleklett (Leiter einer Arbeitsgruppe an der Universität Uppsala und Präsident von ASPO International).

Demgegenüber wird mehr auf ökonomischen und grundsätzlich geologischen Daten basierend argumentiert, dass keine geologischen Restriktionen einer weiteren Ausweitung der Ölförderung in den kommenden 20 und mehr Jahren entgegenstehen. Eine Begrenzung der Ölförderung werde vielmehr durch ökonomische Randbedingungen erfolgen. Von Vertretern dieser Sichtweise wird in letzter Zeit vor allem von einem „Peak of Demand“ gesprochen, der die künftige Ölförderung dominieren werde – im Gegensatz zum bereits angesprochenen „Peak of Supply“.

Prominenteste Vertreter dieser Sichtweise sind einerseits Daniel Yergin vom CERA (Cambridge Energy Research Associates), die Internationale Energie-

agentur (Fatih Birol) und letztlich prominente Vertreter der Ölfirmen (z.B. der Vorstandsvorsitzende von BP, Tony Hayward) selbst.

Im Kern lassen sich diese Sichtweisen auf die unterschiedliche Interpretation von Reserveangaben zurückführen:

Während ASPO-Vertreter („Peak of Supply“) argumentieren, dass die historische Zeitreihe des Findens von Erdöl wichtige Anhaltspunkte für künftige Explorationserfolge liefert, wird von den mehr ökonomisch argumentierenden Vertretern mehr auf die Basis der veröffentlichten nachgewiesenen Reserven hingewiesen. Diese sind in den letzten Jahrzehnten trotz gestiegener Ölförderung stetig gewachsen, so dass eine Extrapolation des Trends keinen Anhaltspunkt für künftige Engpässe liefert. Künftige Explorationserfolge werden eher anhand geologisch abgeschätzter Ölressourcen und der möglichen Investition in deren Erschließung bemessen als in Fortschreibung historischer Trends des Findens von Erdöl.

Der Unterschied der beiden Sichtweisen liegt vor allem in der Beurteilung von Höherbewertungen des förderbaren Ölgehaltes vor langer Zeit gefundener Ölfelder („Reserve growth“). ASPO Vertreter unterscheiden Ölreserven in neuen Entdeckungen von Reserven in höher bewerteten älteren Feldern mit der Argumentation, dass vor allem neu entdeckte Ölfelder zu einer Förderausweitung beitragen können. Die Höherbewertung des Inhaltes älterer bereits erschlossener Ölfelder habe jedoch kaum einen Einfluss auf deren Förderprofil.

Die zunehmenden Probleme der weltweiten Ölversorgung seit dem Jahr 2000 waren auf der Basis der Analyse der Einzelrends von Förderprofilen und Explorationserfolgen zu erwarten und wurden bereits vor mehr als 10 Jahren thematisiert.

In den letzten Jahren haben sich beide Sichtweisen dahingehend angenähert, dass kaum noch bestritten wird, dass bereits heute große Probleme in der Sicherstellung der künftigen Ölversorgung bestehen.

Während die eine Gruppe (ASPO) dies auf die weit fortgeschrittene Erschließungsgeschichte der Erdölfelder zurückführt, wird von Vertretern der anderen Sichtweise vor allem auf zunehmende finanzielle Aufwendungen hingewiesen und in Frage gestellt, ob diese angesichts sich ändernder Paradigmen jemals auch getätigt werden.

Welche der beiden Sichtweisen letztlich eher zutrifft, wird von der Realität bestimmt werden. Die Konsequenz wird einmal ein steigender Ölpreis bei verknapptem Angebot („Peak of Supply“) oder aber ein tendenziell sinkender oder verträglicher Ölpreis bei sinkender Nachfrage („Peak of Demand“) sein. Der reale Übergang wird sicherlich Supply und Demand Aspekte beinhalten. Allerdings wird die treibende Kraft das Preisgefüge dominieren und die Gefahr potenzieller wirtschaftlicher Verwerfungen erhöhen oder reduzieren.

Dennoch deutet die Beobachtung, dass zwischen 2005 und 2008 trotz einer Verdoppelung des Ölpreises die Förderung nur minimal ausgeweitet wurde – Saudi Arabien sogar weniger förderte und exportierte als 2005 – darauf hin dass die Ölförderung kaum mehr ausgeweitet werden kann.

Vorausschauende Klimapolitik erhält zusätzliche Argumentation, wenn deutlich ist, dass der eingeschlagene Weg der fossilen Energieträger ohnehin nicht mehr lange verfolgt werden kann. Dann werden steigende Preise zusätzlich einen Umstieg auf Alternativen unterstützen, den man als „Klimadivide“ der „Peak Oil“ Diskussion ansehen kann. In beiden Fällen - aus Gründen des Klimaschutzes oder der Ressourcenbegrenzung - wird die frühzeitige Abkehr von fossilen Energieträgern zu einem gesellschaftlich verträglicheren Übergang führen, wohingegen im Falle des Verzögerns steigende soziale, wirtschaftliche und ökologische Verwerfungen erwartet werden müssen.

Eine unstrittige Tendenz aller Szenarien ist, dass die auf dem Weltmarkt verfügbaren Ölmengen zunehmend auf wenige Exportstaaten konzentriert werden. Unterstellt man in Fortschreibung bestehender Trends, dass diese den heimischen Ölverbrauch weiter steigern werden, so wird ein zusätzlicher Druck auf Ölimportstaaten ausgeübt werden.

In diesem Teilbericht werden auch Umweltaspekte thematisiert. Dies sind Emissionen und Landverbrauch einerseits und andererseits der Energieaufwand zur Bereitstellung des Erdöls. Dabei wird exemplarisch an einigen Beispielen deutlich gemacht, dass Energieaufwand und Umweltauswirkungen mit dem Übergang zu unkonventionellen Fördermethoden zunehmen. Auch dies sind Indizien die auf zunehmende Förderbeschränkungen weisen. Letztlich entsteht auch aus dem steigenden Energieaufwand zur Ölförderung eine Grenze, ab der es energetisch wenig sinnvoll wird, weiteres Erdöl zu fördern.

Beispielsweise muss in alten Ölfeldern (z.B. Texas) vor allem Energie zum Pumpen, Abtrennen und zur Reinjektion von Lagerstättenwasser oder anderen Mitteln zur Druckerhöhung (z.B. Einpressen von Erdgas oder CO₂) aufgewendet werden. In Extremfällen ist dieser Aufwand um den Faktor hundert oder mehr größer als in neu erschlossenen Ölfeldern.

Wesentliches Ergebnis dieser Analyse ist,

- dass mit einiger Wahrscheinlichkeit der Höhepunkt der weltweiten Ölverfügbarkeit erreicht ist und künftig tendenziell weniger Öl gefördert wird.
- dass der künftige Förderrückgang in Trendfortschreibung des Förderrückgangs in den Einzelgebieten erwarten lässt, dass im Jahr 2030 nur noch etwa die Hälfte des heute verfügbaren Erdöls gefördert wird. Im Jahr 2050 wird die Förderung deutlich stärker zurückgegangen sein.
- Dass vermutlich die auf dem Weltmarkt verfügbaren Erdölmengen wesentlich stärker zurückgehen werden als die Fördermengen, wenn der

heimische Ölverbrauch der Förderstaaten dem Trend der vergangenen Jahr folgend weiter ansteigt.

- Dass die steigenden Umweltauswirkungen und der zunehmende Energieverbrauch ihrerseits den in der Nettobilanz verfügbaren Energieinhalt der Ölförderung so weit reduzieren, bis der Aufwand den Nutzen übersteigt.

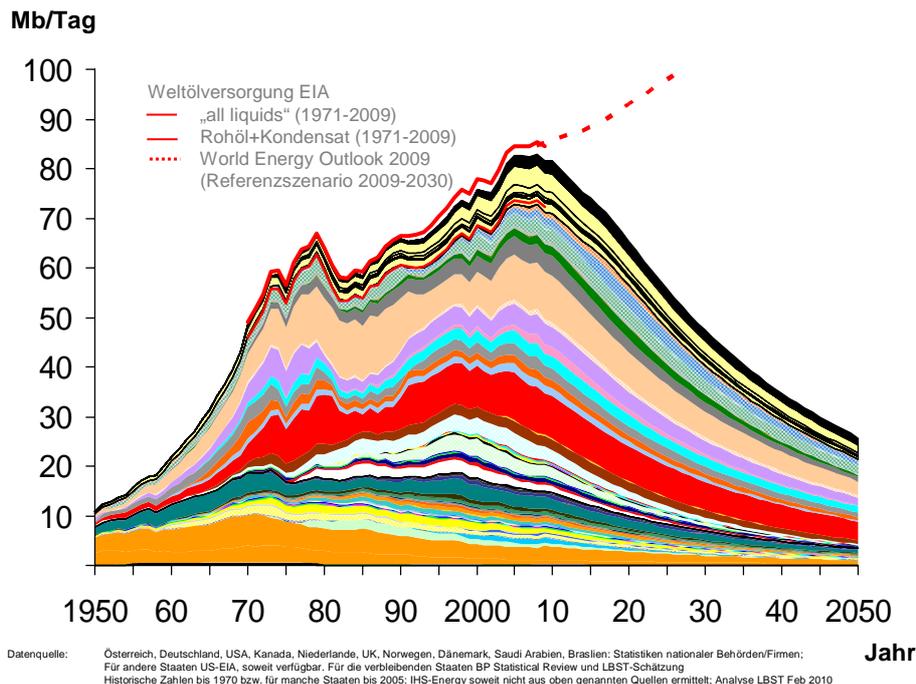


Abbildung 1: Szenariorechnung zur weltweiten Erdölförderung 1950-2050

2.2 Erdgas

Diese Arbeit hat zum Inhalt die künftige Verfügbarkeit von Erdgas zu analysieren. Bekanntermaßen werden in der öffentlichen Diskussion zwei Sichtweisen argumentiert:

Die Extrapolation der Entwicklung der Reserven und die statische Reichweite von über 180 Jahren signalisieren mindestens auf Jahrzehnte, unter Einbeziehung der Erdgasressourcen vermutlich auf Jahrhunderte keinerlei Probleme der Verfügbarkeit. Diese Argumentation wird oft von Vertretern der Kohlenwasserstoffindustrie in der Öffentlichkeit verbreitet.

Dem steht die Argumentation gegenüber, dass nicht die Größe der Reserven oder Ressourcen entscheidend ist, sondern zwei Aspekte gleichrangig bewertet werden müssen: Einmal die Qualität und Quantität der Reserven und ihr Potenzial hinsichtlich einer künftigen Förderausweitung. Zum Zweiten aber auch die Feinstruktur der bestehenden Förderung, da die weltweite oder regionale Förderrate sich aus der Förderrate vieler Felder zusammensetzt.

Diese lassen sich hinsichtlich ihres Erschöpfungszustandes sortieren. In der Nettobilanz müssen alle Felder mit geologisch bedingter rückläufiger Förderrate den Möglichkeiten, mit neuen Feldern die Förderung auszuweiten gegenübergestellt werden. Die Trendextrapolation der Einzeltrends erst erlaubt eine weitgehend belastbare Aussage über die künftige Entwicklung der Förderung. Diese Sichtweise wird vor allem von Mitgliedern des vom britischen Geologen Colin Campbell gegründeten internationalen Wissenschaftlernetzwerkes ASPO (Association for the Study of Peak Oil and Gas) vertreten.

Teil dieser Argumentation ist die Sortierung der Reserven hinsichtlich neuer Funde – denn nur diese tragen durch Erschließung zur Förderausweitung bei – und hinsichtlich der Höherbewertung alter Funde. In der Regel erfolgt die Höherbewertung des förderbaren Inhaltes bereits produzierender Gasfelder in einem Entwicklungsstadium, in dem das Feld das geologisch bedingte Fördermaximum bereits überschritten hat. Der nachlassende Lagerstätten- druck führt zu einem stetigen Rückgang der Förderrate – dieser kann länger- fristig auch nicht durch zusätzliche Fördersonden in einen Anstieg umge- wandelt werden.

Begrifflich kommt die Vermischung von neuen Funden und Höherbewertungen bereits bekannter und produzierender Felder durch die Vermischung unterschiedlicher Reserverdefinitionen zustande, die in der ASPO Argumentati- on getrennt werden. Begrifflich exakt sind wahrscheinliche Reserven (sog. 2P Reserven) von nachgewiesenen Reserven (sog. 1P Reserven) zu unter- scheiden. Erstere beschreiben den vom Geologen im Zuge der Exploration ermittelten wahrscheinlich förderbaren Inhalt eines Gasfeldes über die ge- samte Förderdauer, letztere beziehen sich auf ökonomische und finanztech- nische Regularien börsennotierter Firmen. Nachgewiesene Reserven basie- ren auf den Gasmengen, die mit getätigten oder projektierten Bohrungen ge- fördert werden können. Im Zuge der Erschließung eines Feldes werden stetig Teile der wahrscheinlichen Reserven in nachgewiesene Reserven umge- widmet. Dies suggeriert in der Öffentlichkeit ein Reservewachstum, das je- doch nicht der Realität entspricht – der insgesamt förderbare Inhalt des Fel- des, wie er vorab vom Geologen ermittelt wurde, hat sich dadurch in der Re- gel nicht oder nur unwesentlich verändert.

Die konsequente Analyse der Reserven und der Förderung einzelner Regio- nen und der Welt gemäß dieser Methode führt zu der Erkenntnis,

- dass die Förderbedingungen stetig schwieriger werden, weil neue Funde meist in schwerer zu erschließender Region liegen und/oder kleiner und seltener werden,
- dass in immer mehr Regionen der Welt die günstig erschließbaren Felder rar werden,
- dass ein stetig schwieriger werdender Wettlauf gegen den Förderrückgang der produzierenden Felder geführt werden muss,

- dass immer mehr Regionen das Fördermaximum überschreiten.

Letztlich legt die Berechnung nahe,

- dass das weltweite Fördermaximum von Erdgas ungefähr zwischen 2025 – 2030 erreicht werden wird, wenn nicht unerwartete neue und große Funde sehr schnell gemacht werden. Diese sind nicht auszuschließen, jedoch nach den Erfahrungen der vergangenen Jahrzehnte äußerst unwahrscheinlich.

Energieszenariorechnungen, wie sie z.B. im Rahmen des World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur durchgeführt werden, beginnen ihre Berechnungen mit der Annahme der Energiepreisentwicklung (Importpreise für Erdöl, Erdgas und Kohle) , der gemäß UN zu erwartenden mittleren Bevölkerungsprojektion und einem angenommenen Wirtschaftswachstum über den Betrachtungszeitraum bis 2030.

Anhand dieser Parameter und weiterer Technologieparameter wird der Energiebedarf der einzelnen Regionen und letztlich der Welt berechnet.

Erst in einem zweiten Schritt wird die Deckung des Energiebedarfs über Förderszenarien ermittelt. Bis vor kurzem wurden diese nur über die Reservestatistiken auf ihre Plausibilität hin überprüft, damit am Ende des Betrachtungszeitraums die kumulierte Förderung nicht die Reserven und Ressourcen überstieg. Erst seit wenigen Jahren wird auch auf weitere Parameter wie sie oben beschrieben wurden detaillierter eingegangen, wenn auch in der Hochrechnung zu regionalen Fördermengen kein Zusammenhang mit der Diskussionsdiskussion erkennbar wird.

Offensichtlich wurden und werden bis heute auf diese Weise Szenarien mit stetig wachsendem Verbrauch fossiler Energieträger produziert. Erst die politisch motivierte Beschränkung der Treibhausgasemissionen auf ein Niveau, das zu einer Konzentrationsstabilisierung bei 450 ppm CO₂-Äquivalent führt, resultiert weltweit bis 2030 in einem leicht rückläufigen Kohleverbrauch und für die EU in einem leicht rückläufigen Gasverbrauch. Wegen der geringeren Nachfrage fällt in diesem Szenario der Ölpreis bis 2030 auf 90\$/bbl gegenüber des im Referenzszenario angenommenen Preisanstiegs auf 115 \$/bbl. Der europäische Erdgasimportpreis reduziert sich bis 2030 um 21 Prozent gegenüber dem Referenzszenario.

Es ist ein wesentliches Anliegen dieses Projektes, zu untersuchen, was sich bei einer Umkehrung dieser Szenariobildung ergibt, wenn gleichzeitig Ressourcenbegrenzungen als externe Randbedingung für die Szenariorechnungen eingeführt werden. Zu diesem Zweck werden mittels der oben skizzierten Methoden möglichst realitätsnahe regionale Förderprofile erzeugt, die sich in der Summe zu einem weltweiten Förderprofil mit Fördermaximum und anschließendem Förderrückgang aufbauen. Somit wird in dieser Studie die

Angebotsseite mit ihren Produktionsbeschränkungen stärker in den Mittelpunkt gerückt.

In Kapitel 4 wird darauf aufbauend untersucht, bei welchem Preis im Fall von Angebotsverknappung auf dem Markt Angebot und Nachfrage übereinstimmen. Ein wesentlicher Antrieb für die Preisbildung ist, ob eine reduzierte Nachfrage oder ein beschränktes Angebot ursächlich für eine Marktreaktion ist. Aus klimapolitischer Sichtweise ist dieser Aspekt nachgeordnet, da in beiden Fällen eine Reduktion des Verbrauchs und der Emissionen erfolgt. Aus ökonomischer Sicht ist es jedoch ein wesentlicher Unterschied, da bei Angebotsverknappung die Preise steigen während sie bei einem Rückgang der Nachfrage und Überangebot fallen.

Regional hat die europäische Gasförderung (OECD Europa) das Fördermaximum bereits überschritten. In der Konsequenz führt das dazu, dass innerhalb der kommenden zehn bis zwanzig Jahre mehrere 100 Mrd. m³/a an neuer Importkapazität erschlossen werden müssen. Es ist heute wesentlich wahrscheinlicher, dass diese Importkapazitäten nicht zeitgerecht aufgebaut werden, als dass die Erdgasverfügbarkeit innerhalb Europas stetig ansteigen würde. Russland als heute wichtigster Partner wird mit großer Wahrscheinlichkeit nicht zu einem Anstieg der Importe beitragen können. Der Förderrückgang der eigenen Förderbasis ist so stark, dass sehr schnell große neue Felder erschlossen werden müssten, ansonsten wird die russische Erdgasförderung in den Förderrückgang gehen. Heute ist das Erschließungstempo dieser Felder zu langsam. Doch selbst wenn der Anschluss zeitgerecht erfolgte, wird vermutlich spätestens um 2025 die russische Gasförderung rückläufig sein. Wenn die Förderung konstant gehalten oder leicht ausgeweitet werden kann, treten der steigende heimische Bedarf und neue Exportmöglichkeiten Russlands nach Osten zunehmend in Konkurrenz zum europäischen Importbedarf.

Diese Aussagen stehen teilweise in Einklang, teilweise in Gegensatz zum sog. Referenzszenario des World Energy Outlook 2009 der Internationalen Energieagentur. Dort werden ein stetig wachsender Erdgasverbrauch und dessen Bereitstellung bis mindestens 2030 sowohl für Europa als auch für die Welt dargestellt. Allerdings beschreiben die begleitenden Texte ein sehr viel dramatischeres Szenario wie es eher den hier geschilderten Aspekten entspricht.

Diese Entwicklung dürfte für die Welt insgesamt problematischer sein als für Europa. Die EU hat das Problem durchaus erkannt und verfolgt mit der 20-20-20 Strategie auch das Ziel, die Energiesicherheit zu erhöhen.

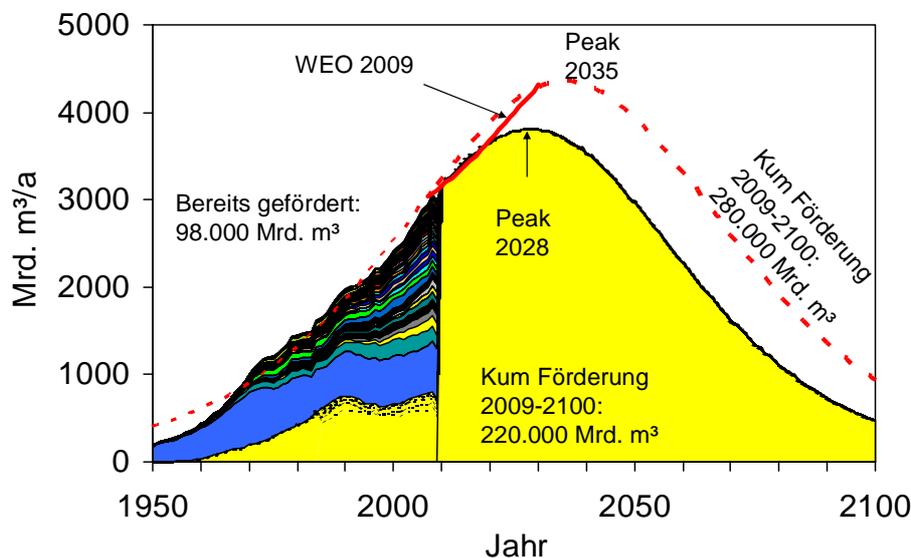


Abbildung 2 Szenariorechnung zur weltweiten Erdgasverfügbarkeit 1905 - 2100

2.3 Kohle

Alte Kohlekraftwerke müssen in Deutschland den kommenden Jahren aus Altersgründen ausgemustert werden. Es ist eine Diskussion entstanden inwieweit diese durch moderne Kohlekraftwerke ersetzt werden können und sollen. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht mag das dann sinnvoll erscheinen, wenn sie über ihre Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten konkurrenzfähig Strom erzeugen können.

Aus klimapolitischer Sicht spricht dagegen, dass der Abbrand von Kohle die höchsten spezifischen Treibhausgasemissionen aufweist. Nicht wenige sind dennoch der Meinung, dass in der Übergangsphase nicht auf diese Kraftwerke verzichtet werden könne. Einen Ausweg aus diesem Dilemma scheint die Abtrennung und Speicherung des beim Abbrand frei werdenden Kohlenstoffs mittels CCS-Technologien zu bieten. Die Technik hierfür ist heute jedoch nicht vorhanden. Daher gibt es Anstrengungen, entsprechende Technologien mit großer finanzieller Unterstützung zur Marktreife zu führen.

Drittens herrscht die Hoffnung, dass die bald rückläufige Ölförderung durch das zeitgerechte Einphasen neuer zum Teil synthetischer Kraftstoffe substituiert werden könnte. Teilweise wird hier gerade der Kohleverflüssigung ein großes Potenzial zugeschrieben und mit Verweis auf südafrikanische oder chinesische Projekte die Dringlichkeit dieses Ansatzes betont.

All diesen Überlegungen liegt die Basisannahme zugrunde, dass Kohle mindestens über die kommenden Jahrzehnte ausreichend und kostengünstig verfügbar sein wird. Die verfügbaren Ressourcenstatistiken scheinen dies auch zu untermauern. Wäre dem nicht so, so würde dies den oben angedeuteten Überlegungen die Basis entziehen und weitere Investitionen in die Entwicklung entsprechender Technologien nicht rechtfertigen.

Die detaillierte Analyse der Reservestatistiken zeigt jedoch, dass genau diese Annahme langfristig ausreichend verfügbarer billiger Kohle keineswegs gerechtfertigt ist. Beispielsweise betragen Ende des Jahres 2007 die weltweit berichteten Kohlereserven 826 Mrd. Tonnen (Weltenergieerat) bzw. 998 Mrd. Tonnen (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe). Bei konstantem Jahresverbrauch von 6,9 Mrd. Tonnen (2009) würden diese Reserven für 120-145 Jahre ausreichen. Berücksichtigt man ein dynamisches Verbrauchs- und Förderprofil unter der Annahme, dass die Förderausweitung der vergangenen Jahre fortgeschrieben wird, so verkürzt dies die mögliche Ausweitung des Kohleverbrauchs auf wenige Jahrzehnte.

Die Entwicklung der vergangenen 20 Jahre hat gezeigt, dass die Kohlereserven wesentlich stärker zurückgegangen sind, als es durch den in dieser Zeit erfolgten Verbrauch erklärbar wäre. Offensichtlich wurden alte Reserveangaben deutlich abgewertet. So sind die berichteten Reserven seit 1987 um etwa 50% bzw. 800 Mrd. Tonnen zurückgegangen. Der Verbrauch über diesen Zeitraum entspricht 100 Mrd. Tonnen. Diese Beobachtung steht entgegen der gängigen Meinung, dass mit steigenden Kohlepreisen und verbesserter Technologie Kohleressourcen in Kohlereserven überführt und diese dadurch zunehmen würden. In Kombination mit der gestiegenen Förderung führte dies auch dazu, dass die statische Reichweite von über 400 Jahren im Jahr 1987 auf 125-145 Jahre bis 2009 zurückging.

Die regionale Differenzierung der Kohlereserven zeigt eine Konzentration auf wenige Staaten: USA, China, Indien, Australien, Südafrika und die Transformationsstaaten (Russland, Kasachstan, Ukraine) besitzen fast 95% der weltweiten Steinkohlereserven. Braunkohle (inkl. Hartbraunkohle) ist ebenfalls zu 95% auf die Staaten USA, Russland, China, Indien und Ukraine konzentriert.

Heute tragen China, USA und Indien zwei Drittel zur weltweiten Kohleförderung bei. Daher wird die Förderentwicklung dieser Staaten das weltweite Förderprofil bestimmen.

Es zeigt sich, dass in vielen Staaten die Reservestatistik nicht nachgeführt wird. So stammen die Reserveangaben für China z.B. aus dem Jahr 1992. Die kumulierte Förderung seit dieser Zeit entspricht etwa 25% dieser Reserven, die statische Reichweite beträgt 38 Jahre bzw. nach Abzug der kumulierten Förderung etwa 30 Jahre. Daher wird in China die Förderung innerhalb weniger Jahre den Höhepunkt überschreiten, sofern hier neue Reserven

nicht zügig erschlossen werden. Heute ist unklar, in welchem Umfang dies möglich ist. Aufgrund dieser Datenlage besteht eine große Wahrscheinlichkeit, dass die Kohleförderung innerhalb weniger Jahre den Höhepunkt überschreiten wird. Es kann allerdings nicht ausgeschlossen werden, dass die Ressourcen eine mittelfristige Ausweitung über ein oder zwei Jahrzehnte noch zulassen.

Eine detaillierte Analyse der USA, dem Land mit der zweitgrößten Förderrate und 30% Anteil an den Kohlereserven, zeigt, dass die für abbauwürdige Reserven ausgewiesenen Angaben deutlich zu hoch sind. Möglicherweise wird die Hälfte davon nie gefördert werden, weil dem gewichtige Gründe entgegenstehen. Die Förderstatistiken zeigen, dass dort die Steinkohleförderung bereits vor 20 Jahren den Höhepunkt überschritten hat. Die noch mögliche Förderausweitung wird vor allem auf energetisch niederwertiger Hartbraunkohle basieren. Auch hier ist es sehr wahrscheinlich, dass das Fördermaximum innerhalb einer Dekade erreicht wird.

Die hier diskutierten weltweiten Förderszenarien weisen darauf hin, dass das weltweite Kohlefördermaximum vermutlich im Zeitraum 2020 bis 2030 bei einem Fördervolumen zwischen 9 -11 Mrd. Tonnen überschritten wird. Im Jahr 2009 betrug die Förderung 6,9 Mrd. Tonnen.

Unabhängig vom weltweiten Förderprofil haben die Staaten mit den großen Kohlereserven nur ein sehr geringes Exportpotenzial. So importierten im Jahr 2009 China und Indien bereits 170 Mrd. Tonnen, das ist mehr als der weltgrößte Kohleimporteur Japan bezog. Noch vor 10 Jahren hatte China über 70 Mrd. Tonnen Kohle exportiert. Dieser Wandel der Export/Importbilanzen führte zu einem Anstieg der auf dem Weltmarkt gehandelten Kohlemengen von 50% seit 2001. Dieser Anstieg wurde vor allem durch die Ausweitung der indonesischen Kohleförderung bereitgestellt. Doch es ist absehbar, dass Indonesien nach Überschreiten des Fördermaximums innerhalb der kommenden 5 Jahre weniger Kohle exportieren wird. Da auch in Südafrika die Kohleexporte stagnieren und gegenüber 2005 gefallen sind, muss ein Ausgleich dieses Defizits vor allem durch die zügige Erhöhung der Exporte der GUS-Staaten, Kolumbiens und Australiens erfolgen.

Der Bedarf Chinas und Indiens wird weiterhin ansteigen. Dadurch wird Kohle auf dem Weltmarkt möglicherweise schon bald knapp und teuer werden. Mit dieser Entwicklung ist zu rechnen. Sie ist wesentlich wahrscheinlicher als anzunehmen, dass in 10 Jahren Kohle auf dem Weltmarkt zu heutigen Preisen in ausreichenden Mengen verfügbar wäre.

Bei der Förderung von Steinkohle trägt die Emission von Methan (CH_4) zu einem Großteil der Treibhausgasemissionen bei. Je tiefer die Kohleflöze, desto höher sind die CH_4 -Emissionen. Der Abbau von Steinkohle im Tagebau weist niedrigere CH_4 -Emissionen auf als die Förderung im Untertagebau. Inklusiv der Nutzung trägt die Emission von CO_2 aus der Verbrennung in

Kohlekraftwerken den Großteil zur Treibhausgasbilanz bei. Auch beim Bezug von Steinkohle aus weit entfernten Regionen (z.B. Australien) und Transport über Schiff trägt der Transport kaum zu den Treibhausgasemissionen bei. In China kommt es häufig zu unkontrollierten Kohlebränden. Der Anteil von Steinkohle aus China an der Steinkohleversorgung in Deutschland ist allerdings gering.

Im Fall von Braunkohle befinden sich die Kraftwerke in unmittelbarer Nähe der Braunkohleabbaugebiete. Ein Transport von Braunkohle über größere Entfernungen fällt nicht an. Der Energieaufwand und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen aus der Förderung von Braunkohle sind gering im Vergleich zu den Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung von Braunkohle. Die Emission von Methan (CH_4) ist bei der Braunkohleförderung erheblich niedriger als bei der Steinkohleförderung.

Aufgrund leistungsfähiger Abgasreinigungsanlagen trägt die Nutzung von Braun- und Steinkohle in der Regel zu einem kleinen Teil zur Emission von Staub und Partikeln bei. Der Großteil der Emission von Staub und Partikeln fällt bei der Förderung der Kohle und dem Transport zum Kraftwerk an. Durch leistungsfähige Rauchgasentschwefelungsanlagen wird die Emission von SO_2 aus Stein- und Braunkohlekraftwerken erheblich reduziert. Trotzdem liegen die Emissionen von SO_2 und NO_x und die damit verbundene Versauerung auf relativ hohem Niveau. Die Emission von NO_x wird durch verbrennungstechnische Maßnahmen und durch Entstickungsanlagen vermindert. Bei SO_2 und NO_x hängt es von der Herkunft der Steinkohle ab, wie hoch der Anteil der Emissionen aus dem Kraftwerksbetrieb ist. Der Transport von Steinkohle per Schiff über lange Distanzen führt zu hohen SO_2 - und NO_x -Emissionen aus der Verbrennung von Schweröl in Dieselmotoren. Die Emissionen von NMVOC und CO liegen sowohl bei Steinkohle, als auch bei Braunkohle auf niedrigem Niveau im Vergleich zu anderen Emittenten wie dem Straßenverkehr.

Bei der Nutzung von Braun- und Steinkohle in Kraftwerken kommt es auch zur Emission von radioaktiven Substanzen, wobei Steinkohlekraftwerke höhere Emissionen aufweisen als Braunkohlekraftwerke. Radioaktive Partikel werden zu einem Großteil durch die Rauchgasreinigung zurückgehalten. Das radioaktive Edelgas Radon trägt zu einem Großteil der Emission von radioaktiven Substanzen bei. Insgesamt ist die daraus resultierende Strahlenbelastung der in der Umgebung des Kraftwerks wohnenden Bevölkerung aber niedriger als beim Betrieb von Kernkraftwerken mit gleicher Leistung. Die Freisetzung radioaktiver Substanzen bei der Förderung von Steinkohle kann je nach Radongehalt der geförderten Steinkohle zu einer erheblichen Belastung der im Steinkohlebergbau Beschäftigten führen.

Trotz leistungsfähiger Rauchgasreinigung von Kohlekraftwerken kommt es zur Emission von toxischen Elementen wie Arsen (As), Blei (Pb), Cadmium (Cd), Quecksilber (Hg) und Thallium (Tl).

Die Erschließung und der Betrieb von Kohleminen haben einen erheblichen Eingriff in den Wasserhaushalt zur Folge.

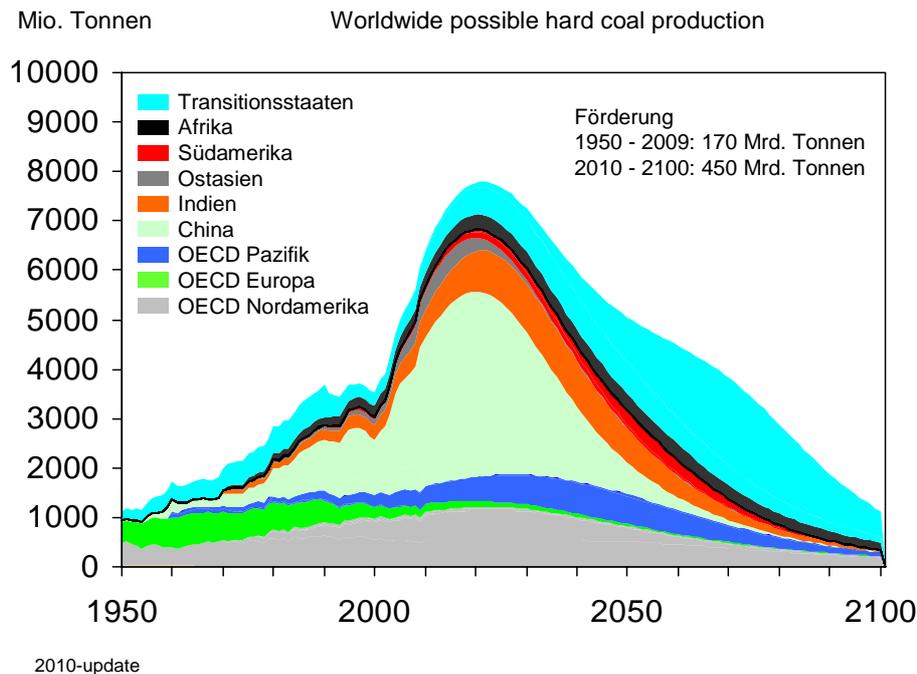


Abbildung 3: Szenario zur weltweiten Verfügbarkeit von Hartkohle (bituminous, subbituminous) 1950 - 2100

2.4 Uran

Die Verfügbarkeit von Uran bildet die Voraussetzung für die weitere Nutzung und einen Ausbau der Kernenergie in den kommenden Jahrzehnten. Der Teilbericht „Uran“ Studie untersucht die globale Verfügbarkeit von Uran auf Basis der bekannten Reserven und identifizierten Ressourcen gemäß den Statistiken der Nuclear Energy Agency (NEA) und der International Atomic Energy Agency (IAEA). Darüber hinaus werden die Möglichkeiten geprüft Uran aus Sekundärquellen bereitzustellen.

Die heute bekannten Reserven und Ressourcen bilden keine Grundlage für eine Uranversorgung der Kernreaktoren über den Zeitraum 2020 bis 2040 hinaus. Bereits vor 2020 können sich Versorgungsengpässe ergeben, falls die zur Neigung gehenden Lagerbestände nicht rechtzeitig durch eine deutliche Ausweitung der Förderung ausgeglichen werden können.

Die Ergebnisse sind in Abbildung a) und Abbildung b) zusammengefasst. Die schwarze Kurve in Abbildung a) zeigt den Uranbedarf für zivile Kernreaktoren

bis 2007 und eine Projektion der IAEA bis 2030. Die Flächen zeigen bisherige und künftig mögliche Produktionsraten von Uran, differenziert nach den folgenden Kategorien der zugrunde gelegten Vorräte: *hinreichend bekannte Vorräte* (RAR – reasonably assured resources) und *weniger gut bekannte Vorräte* (IR – inferred resources). Beide Gruppierungen wiederum werden gemäß den vermuteten Förderkosten in die Klassen Gewinnungskosten <40\$/kgU, <80\$/kgU, <130\$/kgU und <260\$/kgU eingeteilt.

Seit dem Jahr 1990 übersteigt der jährliche Bedarf die jährliche Uranförderung deutlich. Im Jahr 2009 wurden 51.770 t Uran gefördert, aber etwa 61.700 t in Reaktoren verbraucht. Die Differenz muss aus Lagerbeständen und anderen Quellen bereitgestellt werden.

In Abbildung a) sind mehrere Szenarien für mögliche künftige Verläufe der Förderraten bis zum Jahr 2100 eingetragen, die sich auf die förderfähigen Vorräte in den unterschiedlichen Vorratskategorien beziehen. Es zeigt sich, dass die Förderung der Uranreserven mit Gewinnungskosten <80\$/kgU ungefähr ab dem Jahr 2020 nicht mehr ausgeweitet werden kann und die Förderung danach zurückgehen wird. Die Nutzung der Vorräte mit höheren Gewinnungskosten erlaubt für einige Jahre eine weitere Ausweitung der Förderung. Allerdings ist dieser Effekt sehr begrenzt. Eine Erhöhung der abbauwürdigen Uranvorräte von 2,5 Mio. Tonnen auf 4,0 Mio. Tonnen (Förderung der hinreichend bekannten Vorräte <260\$/kgU) würde den Zeitpunkt des Fördermaximums etwa um zehn Jahre auf das Jahr 2030 verschieben. Eine Verdreifachung der förderfähigen Vorräte auf 6,3 Mio. Tonnen, wie es der Gesamtmenge der als bekannt berichteten Ressourcen entspricht, könnte eine Verknappung um einige Jahrzehnte hinausschieben.

Die Analyse der Veränderungen der berichteten Reserven und Ressourcen während der vergangenen 20 Jahre zeigt, dass diese Angaben oft revidiert wurden. In vielen Förderstaaten wurden sie sogar wieder nach unten korrigiert, so dass alle Staaten außerhalb der ehemaligen Sowjetunion, Chinas und Indiens in Summe heute über geringere Uranvorräte verfügen als im Jahr 1982.

Die Analyse zeigt auch, dass nur in sehr wenigen Staaten ein Potenzial für eine deutliche und längerfristige Ausweitung der Uranförderung besteht. Dies sind vor allem Australien, Kasachstan und Namibia. In Kanada, dem weltweit größten Förderstaat mit 9.000 t im Jahr 2008 wird die Förderung weiter zurückgehen, wenn es nicht bald gelingt, neue Vorräte zu erschließen. Eines der weltweit größten Projekte (Cigar Lake) hat hier eine Schlüsselrolle. Ursprünglich sollte diese Mine schon vor dem Jahr 2000 fast 15% zur weltweiten Uranförderung beitragen. Nach mehreren Wassereinbrüchen und Projektverzögerungen wird der Förderbeginn frühestens im Jahr 2013 erwartet.

Die meisten – nicht alle – neuen Minenprojekte in Afrika (vor allem in Namibia und Niger) erschließen zunehmend bereits lange bekannte Lagerstätten

mit sehr geringer Urankonzentration. Dass man diese ehemals aussortierten Lagerstätten jetzt erschließt, ist ein Indiz dafür, dass gute neue Projekte selten werden. Während Kanada das einzige Land ist, in dem Uranerze mit einer Urankonzentration bis zu 20% gefördert werden, müssen in Afrika bereits Minen erschlossen werden mit einer Urankonzentration von 0,02% oder teilweise sogar darunter. Mit sinkender Konzentration steigt der energetische, ökologische und ökonomische Aufwand. So müssen beispielsweise in der projektierten Mine Valencia in Namibia über 100 kg Schwefelsäure eingesetzt werden, um 1 kg Uran zu erschließen. In der australischen Mine Olympic Dam genügen für diesen Prozess etwa 3 kg. Heute niedrige Uranpreise verzögern die Realisierung vieler Projekte.

Aus diesen Gründen kann man skeptisch sein, ob die in der Grafik ausgewiesenen Vorräte (RAR+IR) insgesamt jemals gefördert werden. Vermutlich wird sich die Realität irgendwo zwischen den Grenzen von $RAR < 80 \text{ \$/kgU}$ und RAR+IR abspielen.

Darüber hinaus werden von der NEA/IAEA noch spekulative unentdeckte Ressourcen erhoben, deren Volumen die bekannten Vorräte um ein Mehrfaches übersteigt. In einer seriösen Planung können diese jedoch wegen der großen Datenunsicherheit nicht berücksichtigt werden.

Die Differenz zwischen Uranverbrauch und Uranförderung wurde seit 1990 durch Lagerbestände und so genannte Sekundäruranquellen ausgeglichen. Heute wird die Lücke zwischen Uranbedarf der Reaktoren und Uranförderung vor allem aus Lagerbeständen und aus der Konversion von hoch angereichertem Uran von Nuklearwaffen geschlossen. Mehr als 10.000 t jährlich trägt die Rüstungskonversion zum Schließen der Lücke bei. Kernpunkt ist hier ein amerikanisch-russisches Abkommen, das bis zum Jahr 2013 die Konversion von etwa 9.000 t Natururan entsprechend garantiert.

Mit großer Wahrscheinlichkeit werden ab 2013 etwa 9.000 t Uran aus der Rüstungskonversion fehlen, die anderweitig bereitgestellt werden müssen. Die Annahme, dass Uran oder Plutonium aus der Wiederaufarbeitung (RepU bzw. MOX) diese Menge liefern können, ist nicht realistisch. Die Summe und den Verlauf der wahrscheinlichen Uranlieferungen aus Sekundärquellen bis zum Jahr 2030 zeigt Abbildung b). Die Daten hierfür wurden einem Szenario der IAEA aus dem Jahr 2001 entnommen mit der Anpassung, dass die Konvertierung von hoch angereichertem Uran (HEU) ab 2013 deutlich reduziert wird, wie dies der aktuellen Situation entspricht.

Kurzfristig droht damit ein Versorgungsproblem bereits vor 2020, falls die Förderung nicht schnell genug ausgeweitet werden kann – was keineswegs sicher ist, aber auch nicht ausgeschlossen werden kann. Langfristig droht eine Verknappung nach 2030 oder 2040, falls nicht umfangreiche neue Uranquellen verfügbar gemacht werden und die minderwertigen Vorräte $>130 \text{ \$/kgU}$ sich nicht in förderfähigen Mengen niederschlagen. Auf entspre-

chende neue Funde kann man hoffen, aber man kann nicht mit ihnen rechnen – die Erde ist inzwischen schon sehr lange und gut nach Uran abgesucht worden.

Eine weitere mögliche Quelle für die Uranbereitstellung sind Phosphatvorkommen. Die Uranabtrennung aus Phosphaten ist technisch durchführbar und wurde bereits vor Jahrzehnten durchgeführt. Allerdings wird man aufgrund der niedrigen Konzentration im Phosphat die Uranförderung immer an der Phosphatförderung orientieren. Damit sind die möglichen Förderraten sehr gering. Die IAEA sieht hier einen möglichen Beitrag von bis zu 3.700 t im Jahr.

Uran ist mit etwa 3 mg/m^3 auch im Meerwasser enthalten. Dies summiert sich auf eine Menge von etwa 4,5 Milliarden Tonnen. Alle bisherigen Versuche, dieses Uran abzutrennen und nutzbar zu machen zeigen, dass hierfür gigantische Material- und Energieaufwendungen notwendig wären. So ergibt die Hochrechnung japanischer Experimente auf den Bedarf eines Reaktors einen Materialaufwand von 60.000 Tonnen Kunststofffolien, die entsprechend behandelt und alle paar Wochen mit Laugen und Säuren vom Uran gereinigt werden müssen. Hierbei sind die Prozessenergie und der Materialaufwand für entsprechende Tragekonstruktionen nicht berücksichtigt. Die entsprechenden Kosten sind gegenwärtig nicht bezifferbar, würden aber vermutlich mindestens eine Größenordnung über den heutigen Uranpreisen liegen.

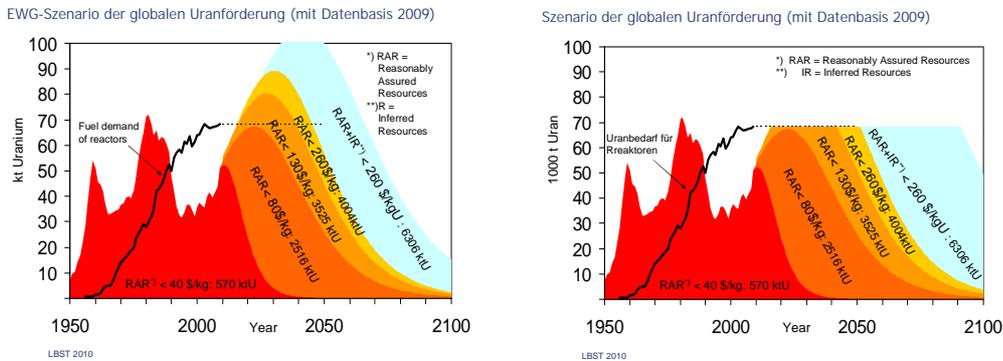
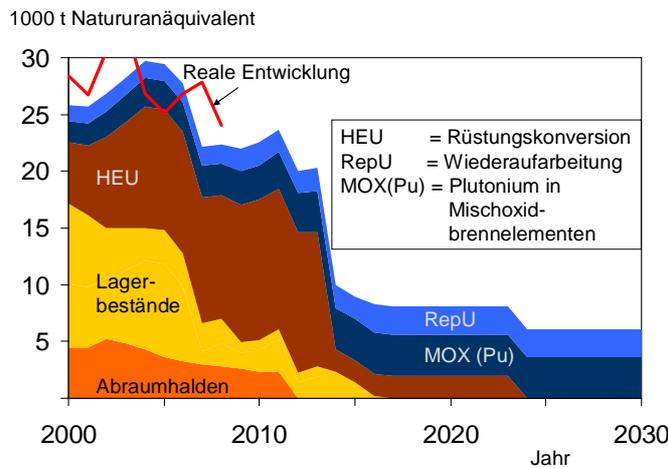


Abbildung 4: Szenarien zur Verfügbarkeit von Uran bis 2100 auf Basis der bekannten Reserven (RAR<40\$/kgU) und bekannten und identifizierten Ressourcen [Datenbasis NEA/IAEA 2010]

Versorgung mit Uran aus Sekundärquellen (Szenario)



Szenario der IAEA, korrigiert um den Stop der russ. HEU Beiträge ab 2014; LBST 2009

Abbildung 5 Szenario zur Verfügbarkeit von Uran aus Sekundärquellen ([Datenbasis IAEA 2001], korrigiert um eine reduzierte HEU-Konversion ab 2014)

3 ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN ERNEUERBARER ENERGIEN UND DER ENERGIEEFFIZIENZ

3.1 Politische Zielsetzungen

Die internationale Staatengemeinschaft sieht in der Eindämmung des anthropogenen Treibhauseffektes die größte energiewirtschaftliche Aufgabe, die eines internationalen im Konsens getroffenen Rahmens bedarf. Auf der aktuellen Konferenz in Cancun wurde das 2°-Ziel als gemeinsames Ziel festgeschrieben. Als bisher konkreteste Maßnahme zur Erreichung dieses Zieles wurde im September 2009 von den G20 Staaten eine Übereinstimmung erzielt, dass ineffiziente Subventionen zum Erwerb fossiler Energieträger zurückzufahren sind.

Auf europäischer Ebene wurde im März 2007 das griffige „20-20-20“-Ziel formuliert:

- Die THG-Emissionen sollen bis zum Jahr 2020 um 20% gegenüber 1990 reduziert werden.
- Der Primärenergieverbrauch soll bis zum Jahr 2020 um 20% gegenüber einer Referenzentwicklung reduziert werden
- Der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch soll bis zum Jahr 2020 mindestens 20% betragen.

Basierend auf Empfehlungen der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ hat die deutsche Politik bereits 1990-1991 ein CO₂-Minderungsprogramm beschlossen, wobei angestrebt wurde, die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 um 25-30% bezogen auf das Emissionsvolumen des Jahres 1987 zu reduzieren.

Das aktuelle Energiekonzept 2010 der Bundesregierung sieht vor, bis zum Jahr 2020 die THG-Emissionen um 40% und bis zum Jahr 2050 um mindestens 80% gegenüber 1990 zu reduzieren. Des Weiteren soll bis zum Jahr 2050 der Primärenergieverbrauch um 50% und der Endenergieverbrauch des Verkehrs um 40% gegenüber 2008 reduziert werden. Der Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch soll bis zum Jahr 2020 auf mindestens 18% und bis 2050 auf mindestens 60% ansteigen.

3.2 Erneuerbare Energien

Weltweit fiel der Anteil erneuerbarer Energien seit 1990 leicht von 12,7% auf 12,4 % bis zum Jahr 2008; der absolute Beitrag stieg über diesen Zeitraum jedoch von 46.000 PJ auf über 60.000 PJ. Der Beitrag zur Stromerzeugung fiel von 18,5% auf 18,1%, der absolute Beitrag stieg von 2195 TWh_{el} im Jahr 1990 auf 3636 TWh_{el} im Jahr 2009 (Datenbasis BP Statistical Review of

World Energy). Den größten relativen Zuwachs hatten dabei Wind und Photovoltaik mit jeweils 26-27% p.a.

Innerhalb der EU 27 stieg der Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung um 80%, der Anteil erhöhte sich von 11,8% (310 TWh_{el}) im Jahr 1990 auf 16,7% (557 TWh_{el}) im Jahr 2009. Der Beitrag an der Wärmeversorgung stieg um 55% von 426 TWh auf 667 TWh, wobei mehr als 90% des Anstiegs von fester Biomasse getragen wurde.

Im Zeitraum 2000-2009 wurden in der EU27 etwa 166 GW an Kraftwerkskapazität zugebaut, Dieser erfolgte fast ausschließlich durch Erdgas (81 GW und erneuerbare Energien (Wind 65GW; PV 13 GW, Biomasse und Abfall 4 GW; Wasser 3 GW), andere fossile und nukleare Kraftwerke wurden in der Nettobilanz zurückgebaut (Erdöl -12,9 GW; Kohle -12 GW; Kernenergie -7,2 GW).

In Deutschland stieg der Beitrag erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung um 450% von 17 GWh_{el} (3,1% Anteil) im Jahr 1990 auf 93 GWh_{el} (16,1%) im Jahr 2009. Der Beitrag zur Wärmebereitstellung erhöhte sich von 32 GWh_{el} (2,1%) im Jahr 1990 auf 115 GWh_{el} (8,8%) im Jahr 2009. Der Beitrag zur Kraftstoffbereitstellung stieg von 0% auf 5,5% Anteil bzw. 33,8th GWh bis zum Jahr 2009.

Im „Reference Scenario“ (Current Policies Scenario) des World Energy Outlook 2010 der IEA erhöht sich der weltweite Beitrag erneuerbarer Energien bis 2030 auf etwa 14%. Dieser Anteil liegt mit 16% etwas höher im „New Policies Scenario“ und mit 22% deutlich höher im 450 ppm-Szenario.

Der Beitrag zur Stromerzeugung verdoppelt sich von 3773 TWh_{el} im Jahr 2008 (Datenbasis IEA) auf 7896 TWh_{el} im Jahr 2030 (Current Policies Scenario), bzw. auf 9455 TWh_{el} (New Policies Scenario) und 11761 TWh_{el} (450 ppm-Szenario).

Bezogen auf die Europäische Union (EU 27) steigt der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch bis 2030 auf 17% (Current Policies Scenario), bzw. 20% (New Policies Scenario) und 25% (450 ppm-Szenario).

Der Beitrag zur Stromerzeugung innerhalb der EU erhöht sich 1317 TWh_{el} (33%) im Current Policies Scenario, bzw. 1448 TWh_{el} (38%) im New Policies Scenario und 1689 TWh_{el} (45%) im 450 ppm-Szenario.

Das Leitszenario des BMU weist für Deutschland bis zum Jahr 2030 folgende Anteile Erneuerbarer Energien am Energieverbrauch aus:

Der Anteil am Primärenergieverbrauch steigt auf 28,8% (2834 PJ) bis 2030 und weiter bis 49,4% (4024 PJ) bis 2050. Der Anteil am Stromverbrauch steigt auf 63,7% bzw. 284 TWh bis 2030 und 90,1% bzw. 399 TWh bis 2050.

3.3 Energieeffizienz

Der Erfolg des Erreichens von Klimaschutzziele hängt ebenso wie die Senkung der Importabhängigkeit nicht nur kritisch von der Angebotsseite, d. h. vom unterstellten Energiemix und der Verfügbarkeit der eingesetzten Ressourcen ab, sondern auch in ganz erheblichem Umfang von der Nachfrageseite. Energieeffizienz ist somit ein unabdingbarer Baustein ebenso zur Entkopplung von Wachstum und CO₂-Ausstoß wie auch zum Erreichen der Zielvorgaben für den Anteil erneuerbarer Energien an der Energiebereitstellung. In jüngerer Zeit wurde die Realisierung von Effizienzpotenzialen und die damit verbundenen Kosten und notwendigen Maßnahmen wieder intensiv vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele diskutiert. Weltweit wird derzeit (IEA 2010) ohne weitere Politikmaßnahmen immer noch ein Anstieg des Primärenergieeinsatzes bis 2035 erwartet, wobei zunehmend die Entwicklungs- und Schwellenländer als Treiber dieses Anstiegs gesehen werden. Effizienzsteigerungen stellen einen Weg dar, das Wachstum in diesen Regionen vom Energieeinsatz zu entkoppeln.

Ex post sind die beiden Bestimmungsfaktoren eines sinkenden Energieeinsatzes - die verhaltensbestimmte Nachfrageänderung, die sich in geringeren Fahrleistungen, geringeren Wohnungsgrößen oder einer niedrigeren Raumtemperatur und die Effizienzsteigerung, bei der derselbe Output mit verringertem Energieinput gewährleistet werden kann - durch Beobachtung des Energieverbrauchs nicht voneinander zu trennen. Ex ante werden die Effizienz- und Einsparpotenziale in der Literatur entweder mit einem Ansatz zum Verlauf des Endenergieverbrauchs oder des Primärenergieeinsatzes (top-down) oder einem konkreten Maßnahmenmix in den energieeinsetzenden Sektoren (bottom-up) geschätzt. Der Bottom-up Ansatz erlaubt es, realisierte Effizienzpotenziale von verhaltensbestimmten Verbrauchsrückgängen zu trennen.

Im top-down Ansatz werden typischerweise zielorientierte Projektionen zukünftiger Energieverbräuche entwickelt und einer von der Entwicklung wirtschaftlicher und demographischer Rahmendaten getriebenen Referenzentwicklung gegenübergestellt. Die Differenz der Energieverbräuche gibt dann die notwendige Energieeinsparung zur Erreichung eines bestimmten Klimaschutzziels, wie zum Beispiel die Erderwärmung auf maximal 2° zu beschränken oder den Treibhausgasausstoß auf 450 ppm zu begrenzen. Bei bottom-up Ansätzen hingegen werden sektorspezifische technische Effizienzpotenziale definiert und entsprechend ihrer Verwendbarkeit aggregiert.

Die aktuellsten Szenarien zur weltweiten Endenergienachfrage finden sich im World Energy Outlook (WEO) (IEA 2009, IEA 2010) und bei UBA (2009b). WEO 2009 enthält ein Referenzszenario und ein Zielerreichungsszenario für 450 ppm. Das Referenzszenario zeigt eine Entwicklung auf, wie sie unter Fortführung der bislang beobachtbaren Trends denkbar ist. Es versteht sich

selbst explizit nicht als Prognose (IEA 2009, S. 73), sondern hält emissionsmindernde weitere Politiken für notwendig und denkbar. Der weltweite Primärenergieverbrauch steigt nach dem WEO 2009 Referenzszenario bis 2030 um 40% verglichen mit 2007. Dies entspricht einem jährlichen Anstieg von durchschnittlich 1,5%. China und Indien sind die Regionen mit dem stärksten Anstieg, gefolgt vom Nahen Osten. WEO 2010 sagt sogar einen noch stärkeren Anstieg in den Entwicklungs- und Schwellenländern voraus.

Deutlich stärker als der Primärenergieverbrauch steigt der Stromverbrauch mit 80% bis 2030. Auch hier finden sich in China die stärksten Anstiege. Insgesamt fallen die Anstiege im Energieverbrauch weltweit etwas geringer aus als noch im WEO2008 angenommen, dies sind die wirtschaftlichen Auswirkungen der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise. In den OECD-Ländern ist dieser Rückgang deutlich stärker ausgeprägt als in den Schwellenländern. Das zielorientierte 450 ppm Szenario soll die zukünftigen CO₂-Emissionen auf ein Niveau reduzieren, das die globale Erwärmung auf 2°C begrenzt. Der Anstieg des Primärenergieverbrauchs in diesem Szenario halbiert sich auf 20% bis 2030. CO₂-Minderung und Primärenergieeinsparung sind in diesem Szenario vor allem auf einen Energieträgerwechsel zu erneuerbaren Energien unter stärkerer Nutzung der Kernkraft in einigen Regionen zurückzuführen.

Vergleicht man den Primärenergieeinsatz in den verschiedenen WEO Szenarien, so unterscheiden sich die höchste Projektion mit 16.941 Mio. t Öläquivalenten (Mtoe) von dem 450 ppm Szenario mit 14.584 Mtoe um 2.357 Mtoe oder fast 14% in 2030. In BMU (2010) werden publizierte Klimaschutzszenarien ausführlich verglichen. Neben dem Energy [r]evolution Szenario sind dies das 450 ppm Szenario ("WEO 450"), [IEA 2009], das BLUE Map Szenario der IEA ("ETP BLUE Map"); [IEA 2008] und das European Commission - World Energy Technology Outlook 2006, Carbon Constraint Case Szenario ("WETO CCC"), [EC 2006]. Die vergleichend dargestellten Szenarien sind zielorientierte Klimaschutzszenarien, die sich an der Schwelle einer Stabilisierung der Konzentration von CO₂-Äquivalenten in der Atmosphäre bei 450 ppm ausrichten. Allerdings weicht der Carbon Constraint Case im World Energy Technology Outlook der Europäischen Kommission davon ab und lässt eine Konzentration von 550 ppm CO₂-Äquivalenten zu. Fast alle Szenarien beschreiben die Entwicklung des Energiesystems bis 2030. ETP BLUE Map, E[R] und WETO CCC decken den Zeitraum bis 2050 ab, teilweise jedoch ohne ausgewiesene Zwischenschritte. Das E[R]-Szenario unterstellt die stärkste Effizienzzunahme, bis 2050 fällt der Primärenergieverbrauch unter das Niveau von 2007.

Die Steigerung der Energieeffizienz ist in allen klimaschutzorientierten Szenarien angelegt, sei es auf globaler Ebene, sei es auf regionaler Ebene wie Europa oder Deutschland. Für die EU und ihre Mitgliedstaaten liegen bis 2020 Zielvorgaben fest, die nach derzeitiger Einschätzung auch durchaus

noch als ambitioniert gelten. Eine zusätzliche Anstrengung über die gesetzten Ziele hinaus ist im Betrachtungszeitraum bis 2020 nicht zu erwarten. Weltweit liegen für einzelne Regionen politische Maßnahmenkataloge und Zielsetzungen vor, die jedoch überwiegend hinter den EU Zielen zurück bleiben. Der Anstieg des Energieverbrauchs wird jedoch überwiegend in den Schwellenländern stattfinden, selbst bis 2020 ist hier bereits eine Zunahme zu erwarten.

4 ABSCHÄTZUNG DER PREISENTWICKLUNG BIS 2020

Die starken Schwankungen der internationalen Energiepreise in den letzten Jahren haben zusammen mit zeitweiligen Lieferengpässen die Energiesicherheit neben Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit zu einem zentralen Kriterium der zukünftigen Energieversorgung in Deutschland wie in Europa gemacht. Gleichzeitig gibt es eine verstärkte sicherheitspolitische Diskussion um die zukünftige Energieversorgung. Die Studie des Zentrums für Transformation der Bundeswehr (ZTB 2010) verdeutlicht, dass fossile Energieträger und insbesondere Öl nicht nur die Schmiermittel der Weltwirtschaft, sondern auch zentral für militärische Sicherheit sind.

Im Rahmen des Forschungsprojekts sind von der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) mögliche zukünftige weltweite Förderpfade der fossilen Energieträger Kohle, Öl und Gas ermittelt worden, die niedriger liegen als die von vielen nationalen und internationalen Organisationen erwarteten Fördermöglichkeiten. Beim Vergleich weltweiter Nachfragekurven in Anlehnung an die Referenzentwicklung des World Energy Outlook (IEA 2009) der IEA mit den Angebotskurven zeigt sich, dass die Verfügbarkeit von Kohle und Gas bis 2020 weltweit zu keiner Knappheit führen wird. Bei Öl, für das das Fördermaximum von LBST bereits aktuell gesehen wird, weitet sich die Angebotslücke bis zum Jahr 2020 stark aus. Anders ausgedrückt passen in diesem Fall weltweites Ölangebot und weltweite Ölnachfrage bei den von der IEA ermittelten Rohölpreisen nicht zusammen.

Vor diesem Hintergrund sucht die folgende modellgestützte Analyse Antworten auf die Frage, was es ökonomisch bedeuten könnte, wenn das Fördermaximum bei Öl bereits heute erreicht ist und die Ölförderung in den kommenden 10 Jahren weltweit deutlich zurückgehen wird. In das globale ökonomische Modell GINFORS werden dazu die ermittelten Angebotsentwicklungen für die konventionellen Energieträger bis zum Jahr 2020 eingestellt. Zusätzlich werden Potenziale für Effizienzentwicklungen und Erneuerbare Energien, deren Entwicklung sich einer ökonomischen Analyse entzieht, in Szenarien berücksichtigt. GINFORS ermittelt endogen die entsprechende weltweite Energienachfrage und die entsprechenden Energiepreise. Modelltechnisch werden die Energiepreise so lange erhöht, bis Energieangebot und Energienachfrage weltweit im Gleichgewicht sind. Damit ist eine Abschätzung der weltweiten Preisentwicklungen bis 2020 möglich, die die angebots- und nachfrageseitigen Restriktionen angemessen berücksichtigt. Die Analyse erhebt nicht den Anspruch, die wahrscheinlichste Entwicklung der internationalen Ölpreise zu beschreiben. Es handelt sich vielmehr um eine Wenn-Dann-Analyse in einem Forschungsfeld, in dem noch umfassender Forschungsbedarf besteht. Angesichts der Annahme eines mittelfristig starren Ölangebots dürften die tatsächlichen Effekte überzeichnet sein.

In das Modell GINFORS werden insgesamt 3 Szenarien eingestellt, die sich bzgl. der verfügbaren Ölförderung und der globalen Energienachfrage unterscheiden. Das 1. Szenario „Referenz“ orientiert sich an der Referenzentwicklung des IEA World Energy Outlook (IEA-WEO 2009). Danach steigt die Weltenergienachfrage in Zukunft weiter deutlich an, wobei der Zuwachs vor allem in den Schwellenländern stattfindet. Knappheiten der Ölförderung sieht die IEA bis zum Jahr 2030 nicht. Der Rohölpreis wird danach auf 100 US \$ in heutigen Preisen im Jahr 2020 und auf 115 US \$ im Jahr 2030 ansteigen. Der aktuelle WEO (IEA-WEO 2010) bestätigt dieses Szenario im Grundsatz. Allerdings wird verstärkt darauf hingewiesen, dass globale Klimaschutzbemühungen die Energienachfrage und damit auch die gleichgewichtigen Energiepreise in Zukunft deutlich beeinflussen könnten.

Das 2. Szenario „Peak oil“ stützt sich nachfrageseitig ebenfalls auf den IEA-WEO 2009. Angebotsseitig wird aber, wie in Zwischenbericht 4 ausführlich dargestellt, angenommen, dass das globale Ölfördermaximum (peak oil) bereits überschritten ist und die weltweite Ölförderung bis 2020 gegenüber heute deutlich zurückgehen wird. Die globale Ölförderung reicht danach nicht mehr aus, das Ölangebot zu decken.

Dies wird im Modell wie folgt abgebildet: Das weltweite Ölangebot wird als mittelfristig preisunabhängig und ab 2010 sinkend unterstellt¹. Der Rohölpreis wird solange angehoben, bis die preisabhängige Ölnachfrage dem Ölangebot entspricht. Als Folge steigen die Rohölpreise im Vergleich zur Referenz ab 2015 drastisch an, um die Lücke zu schließen. Bei Erdgas ist dagegen beim Vergleich von erwarteter Nachfrage nach IEA und maximalem Angebot nach LBST keine Knappheit bis 2020 zu erwarten.

Das 3. Szenario „Peak oil 450ppm“ unterstellt wie Szenario „Peak oil“ auf der Angebotsseite, dass peak oil bereits erreicht ist und das globale Ölangebot in den kommenden Jahren deutlich zurückgehen wird. Nachfrageseitig wird angenommen, dass weltweit umfassende Bemühungen zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau der Erneuerbaren Energien unternommen werden. Dabei stützt sich die Entwicklung auf das 450 ppm-Szenario des IEA-WEO 2009, das bereits in Kapitel 3 kurz beschrieben wurde.

Im Fall eines rückläufigen globalen Erdölangebots in den kommenden Jahren sind drastische Steigerungen des Rohölpreises zu erwarten, um die Nachfrage, die in der Referenz bis zum Jahr 2020 gegenüber heute weiter steigen wird, an das Angebot anzupassen. Im Szenario 2 „Peak oil“, d.h. ohne weitgehende Maßnahmen bei Effizienz- und Erneuerbaren, würden die Knappheiten ab etwa 2015 massiv zu Tage treten und zu einem Anstieg des Rohölpreises auf 600 USD pro Barrel im Jahr 2020 gegenüber heute etwa 85

¹ Die Annahme eines weitgehend starren Ölangebots ist wegen der langen Zeiträume zur Erschließung neuer Ölfelder kurz- und mittelfristig nicht unrealistisch. Langfristig ist das Ölangebot stärker preisabhängig, was in weitergehenden und längerfristigen Analysen einbezogen und bei der Interpretation der Ergebnisse auch berücksichtigt werden muss.

USD bzw. rund 120 USD, die die IEA in 2020 erwartet, führen. In konstanten Preisen würde der Preis auf rund 420 USD in 2020 steigen, wenn der deutsche Preisindex der Lebenshaltung als Preisbasis verwendet wird. Da das Preisniveau in anderen Ländern schneller steigen wird als in Deutschland, wird der Preisanstieg in den üblicherweise ausgewiesenen konstanten Preisen geringer ausfallen.

Im Szenario 3 „Peak oil 450 ppm“ ist ebenfalls ein deutlicher Preisanstieg auf 300 USD/Barrel im Jahr 2020 zu erwarten. Preisbereinigt würde der Rohölpreis im Jahresdurchschnitt mit 240 USD/Barrel immerhin noch etwa 3mal so hoch wie heute und weit über dem bisherigen Allzeithoch von knapp 150 USD aus dem Jahr 2008 liegen.

Der drastische Ölpreisanstieg in Szenario 2 „Peak oil“ hat starken Einfluss auf die Wirtschaftsentwicklung einzelner Länder. So können Russland und die Gruppe der OPEC-Staaten im Szenario S2 „Peak oil“ ein um rund 35% höheres BIP erzielen als in der Referenz. Zwar gehen die Ölexporte in physischen Einheiten leicht zurück, gleichzeitig steigen aber die Einnahmen aus den Ölexporten sehr stark an. Großbritannien und die USA werden im Jahr 2020 Nettoölimporteure sein, verfügen aber zugleich noch über eine nennenswerte inländische Förderung. Ölimportierende Staaten wie Frankreich, Japan, China und Indien müssen dagegen deutliche Wachstumseinbußen gegenüber der Referenz befürchten. Die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten bleiben aber mit Ausnahme Japans im positiven Bereich.

Die Effekte auf Deutschland sind gering. Die hohe Öleffizienz, die Konzentration auf energieeffiziente Investitionsgüter und die Handelsbeziehungen zu den Ölförderstaaten sind dafür wichtige Gründe.

Verstärkte weltweite Effizienzmaßnahmen und ein beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien könnten den Ölpreisanstieg und die damit verbundenen ökonomischen Effekte deutlich abmildern. Die Abweichungen gegenüber der Referenz sind in den meisten Ländern im Vergleich mit anderen Simulationsrechnungen sehr hoch, aber deutlich niedriger als ohne umfassenden weltweiten Klimaschutz.

Die Szenarienrechnungen mit dem Modell GINFORS zeigen, dass die weltweite Ölnachfrage zumindest kurz- und mittelfristig nur wenig preisreagibel ist. Dadurch besteht die Gefahr starker Preisschwankungen, wie sie in den letzten Jahren bereits beobachtet wurden. Eine zukünftige Ölknappheit wirkt zunächst und vor allem im Verkehrssektor, aber mittelfristig reagiert das gesamte globale Energiesystem mit Einspar- und Substitutionsprozessen auf die Verknappung von Öl. Die Ölknappheit und die dadurch ausgelösten Preissteigerungen könnten massive ökonomische Folgen haben, die in ihrer Dimension mit der Finanz- und Wirtschaftskrise in 2008 vergleichbar sein könnten und zu einer massiven Verschiebung der globalen Gewichte von den ölimportierenden Ländern hin zu den ölexportierenden Ländern führen

könnten. Damit ist Ölknappheit bzw. die Knappheit fossiler Energieträger bzw. Energiesicherheit insgesamt ein zusätzliches Argument für weltweite Klimaschutzmaßnahmen in Form von Steigerungen der Energieeffizienz und zum Ausbau erneuerbarer Energien. Ob die Knappheit durch ein Fördermaximum ausgelöst wird oder durch andere Ursachen wie z.B. militärische Konflikte oder Terroranschläge in wichtigen Ölfördergebieten ist zweitrangig. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass das Modell GINFORS Veränderungen nur in monetärer Form wiedergeben kann.

Die Ergebnisse sind von einer ganzen Reihe von Annahmen abhängig, die in Zukunft genauer untersucht werden sollten. Zentral ist die Prüfung der Preisabhängigkeit der globalen Öllangebotskurve in zeitlicher Perspektive. Bei welchen Preisen lohnt sich zusätzliche Ölförderung, konventionell wie unkonventionell, wie schnell ist sie möglich und welche Hindernisse wie fehlende Finanzierung oder gegenläufige Interessen nationaler Ölgesellschaften stehen ihr im Wege. Auch die IEA (2010, S.125) weist in ihrem aktuellen WEO auf entsprechende Unsicherheiten hin. Zugleich stellt sich die Frage nach längerfristigen Alternativen zum Öleinsatz und ihrer Kostenentwicklung. Neben Effizienzmaßnahmen und dem vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien insgesamt sind im Verkehrsbereich insbesondere die Potentiale von Biokraftstoffen und Elektromobilität, Möglichkeiten der Kohleverflüssigung (Coal to liquids) oder die Nutzung von Erdgas zu untersuchen.

Schließlich wird ein Teil der in der Literatur beschriebenen Effekte von Ölpreissteigerungen nicht im Modell erfasst bzw. ist die Unsicherheit über das zukünftige Verhalten so groß, dass sich Sensitivitätsrechnungen anbieten, um die Bandbreite denkbarer Effekte abzugreifen. Hier ist ein ganzes Bündel entsprechender Punkte zu nennen:

- Mögliches „Vorsorgespargen“ der Verbraucher in Zeiten allgemeiner Unsicherheit,
- das Verhalten der Notenbanken, die stark steigende Ölpreise teilweise akkommodieren (wie in den Rechnungen unterstellt) oder durch strikte Stabilitätspolitik Inflation verhindern könnten,
- Wechselkursveränderungen,
- Protektionismus,
- das Verhalten der ölexportierenden Länder (geben sie die zusätzlichen Petrodollars aus?),
- Knappheiten mit entsprechenden Preissteigerungen bei anderen Rohstoffen wie Lebensmitteln etc.,

die Preisentwicklung bei Kohle und Gas, u.a. mit Blick auf Erwartungen über Peak Coal und Peak Gas, sobald Peak Oil sichtbar wird.

5 LITERATUR

Die Literaturhinweise werden in jedem Teilbericht explizit aufgeführt

6 ANHANG

A1 Anhang 1: Teilbericht Erdöl

A2 Anhang 2: Teilbericht Erdgas

A3 Anhang 3: Teilbereich Kohle

A4 Anhang 4: Teilbericht Uran

A5 Anhang 5: Teilbericht Erneuerbare Energien und Energieeffizienz

A6 Anhang 6: Teilbericht Abschätzung der Preisentwicklung bis 2020

LUDWIG-BÖLKOW-SYSTEMTECHNIK GMBH

Die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) ist ein Beratungsunternehmen für Energie und Umwelt. Unsere internationalen Kunden aus Industrie, Finanzsektor, Politik und Verbänden unterstützen wir bei Fragen zu Technologie, Strategie und Nachhaltigkeit.

Zwei Jahrzehnte kontinuierlicher Erfahrung des interdisziplinären Teams renommierter Experten bilden die Basis der umfassenden Kompetenz der LBST.

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Daimlerstr. 15
85521 Ottobrunn
Telefon +49 89 6081100, Fax +49 89 6099731
Email: info@lbst.de
Web: <http://www.lbst.de>

GESELLSCHAFT FÜR WIRTSCHAFTLICHE STRUKTURFORSCHUNG OSNABRÜCK GMBH

Die gws mbH ist ein unabhängiges Wirtschaftsforschungs- und Beratungsunternehmen. Tätigkeitsschwerpunkt ist die ökonomische Analyse von Branchen, Regionen und technologischem Wandel. Großen Wert legen wir hierbei auf empirische Fundierung. Hierbei ist statistische Expertise und der Einsatz modernster Informationstechnologie unabdingbar

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH
Heinrichstraße 30
49080 Osnabrück
Telefon: +49(541) 40933-0, Fax: +49(541) 40933-10
Email: Name[AT]gws-os.com
Web: <http://gws-os.com>

RESERVEN UND FÖRDERMÖGLICHKEITEN VON ERDÖL BIS 2050

4. ZWISCHENBERICHT DES PROJEKTES

„ERNEUERBARE ENERGIEN UND ENERGIEEFFIZIENZ ALS ZENTRALER BAUSTEIN ZUR EUROPÄISCHEN ENERGIESICHERHEIT“

**STUDIE IM AUFTRAG DES BUNDEMINISTERIUMS FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND
REAKTORSICHERHEIT**

Entwurf vom 18. April 2010

Werner Zittel

April 2010



Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

www.lbst.de

BERICHT

Haftungsausschluss

Der Mitarbeiterstab der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH hat diesen Bericht erstellt.

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeiter der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH noch irgendeiner ihrer Mitarbeiter, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie, oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses, oder versichert, dass deren Nutzung private Rechte nicht verletzen würden.

INHALTSVERZEICHNIS

ABKÜRZUNGEN	1-3
KURZFASSUNG.....	1-4
1 EINLEITUNG.....	1-7
2 KURZER HISTORISCHER ABRISS DER ENERGIEVERSORGUNG MIT FOKUS ERDÖL	2-9
3 DIE AKTUELLE DISKUSSION.....	3-13
4 ANALYSE DER KÜNFTIGEN FÖRDERMÖGLICHKEITEN VON ERDÖL	4-16
4.1 Beschreibung der Analysemethode	4-16
4.2 Kritische Aspekte dieser Förderanalyse	4-22
4.2.1 Zeitliche Festlegung des Fördermaximums eine Region.....	4-22
4.2.2 Berücksichtigung noch nicht bekannter Regionen.....	4-22
4.2.3 Berücksichtigung neuer Technologien	4-23
4.2.4 Berücksichtigung ökonomischer Aspekte.....	4-24
4.3 Reserven und Ressourcen.....	4-24
4.4 Historische Förderung und Extrapolation	4-32
4.5 Auf dem Weltmarkt verfügbare Ölmengen	4-41
4.6 Vergleich mit anderen Analysen und Diskussion des World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur	4-43
4.6.1 Die Sichtweise der ASPO (Colin Campbell).....	4-43
4.6.2 Die Sichtweise der ASPO (K. Aleklett, Universität Uppsala).....	4-44
4.6.3 Die Sichtweise der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	4-44
4.6.4 Die Sichtweise der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH	4-44
4.6.5 Die Sichtweise der Internationalen Energieagentur.....	4-44
5 UMWELTASPEKTE	5-50
5.1 Energieaufwand zur Förderung von Erdöl	5-50
5.1.1 Steigender finanzieller Aufwand für Exploration und Förderung	5-50
5.1.2 Abschätzung des weltweit steigenden Energieaufwandes der Erdölförderung	5-53

5.1.3	Beispiele für den (steigenden) Energieaufwand	5-54
5.2	Umweltauswirkungen.....	5-60
5.2.1	Naturally occuring radioactive materials (N.O.R.M.).....	5-60
5.2.2	Teersandförderung.....	5-60
5.2.3	Ölschiefer.....	5-60
5.2.4	CO ₂ -Emissionen.....	5-60
6	ZUSAMMENFASSUNG.....	6-61
7	LITERATUR.....	7-62

ABKÜRZUNGEN

ASPO	Association for the Study of PEak Oil and Gas
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BP	British Petroleum Company
IEA	Internationale Energieagentur mit Sitz in Paris
Mb/Tag	Millionen Fass Öl pro Tag
Mrd.	Milliarden
m ³	Kubikmeter
NFW	New Field Wildcat (Erfolgreiche Explorationsbohrung nach Erdöl oder Erdgas)
WEO	World Energy Outlook
USGS	US Geological Survey

KURZFASSUNG

In diesem Bericht wird die künftige Verfügbarkeit von Erdöl analysiert. Seit einigen Jahren besteht hier eine große Diskrepanz in den Analysen:

Eine Gruppe von Analysen bewertet vor allem historische empirische Trends. Dies führt zu der Einschätzung, dass es stetig aufwändiger wird, Erdöl zu finden, zu fördern und in den Markt zu bringen. Es wird von einem nahen Fördermaximum gesprochen, wobei es möglich ist, dass das bisherige Jahr der maximalen Förderung, 2008, auch das weltweite Fördermaximum darstellt. Es gibt bereits viele regionale Beispiele des Überschreitens des Fördermaximums. Diese summieren sich zu einem weltweiten Fördemaximum, wenn der Förderrückgang in der zunehmenden Zahl von Förderregionen nicht mehr durch entsprechende Förderausweitung in den wenigen verbleibenden Regionen ausgeglichen werden kann.

Argumentiert wird einerseits mit der Analyse typischer Förderprofile und deren Extrapolation. Andererseits findet die historische Zeitreihe des Findens von Erdöl und deren Extrapolation auf die nächsten Jahrzehnte Eingang in die Berechnungen. Darüber hinaus werden „weiche“ Informationen aus Firmenveröffentlichungen und der Abgleich mit tatsächlichen Fördererfolgen berücksichtigt.

Die Darstellung dieser Sichtweise umfasst einen großen Teil dieser Arbeit. Es ist das Anliegen, die Argumentationslinie deutlich zu machen. Hierfür wird eine eigene Abschätzung durchgeführt, die sich in Details, nicht aber in grundsätzlichen Aspekten von den Ergebnissen ähnlicher Analysen unterscheidet. Herausragende Exponenten dieser Sichtweise sind der britische Geologe Colin Campbell (Begründer der Association for the Study of Peak Oil, Irland) und Kjell Aleklett (Leiter einer Arbeitsgruppe an der Universität Uppsala und Präsident von ASPO International).

Demgegenüber wird mehr auf ökonomischen und grundsätzlich geologischen Daten basierend argumentiert, dass auf geologischen Restriktionen basierend die Ölförderung auch noch die kommenden 20 und mehr Jahre wachsen könne. Eine Begrenzung der Ölförderung werde vielmehr durch ökonomische Randbedingungen erfolgen. Von Vertretern dieser Sichtweise wird in letzter Zeit vor allem von einem „Peak of Demand“ gesprochen, der die künftige Ölförderung dominieren werde – im Gegensatz zum bereits angesprochenen „Peak of Supply“.

Prominenteste Vertreter dieser Sichtweise sind einerseits Daniel Yergin vom CERA (Cambridge Energy Research Associates), die Internationale Energieagentur (Fatih Birol) und letztlich prominente Vertreter der Ölfirmen (z.B. der Vorstandsvorsitzende von BP, Tony Hayward) selbst.

Im Kern lassen sich diese Sichtweisen auf die unterschiedliche Interpretation von Reserveangaben zurückführen:

Während ASPO-Vertreter („Peak of Supply“) argumentieren, dass die historische Zeitreihe des Findens von Erdöl wichtige Anhaltspunkte für künftige Explorationserfolge liefert, wird von den mehr ökonomisch argumentierenden Vertretern mehr auf die Basis der veröffentlichten nachgewiesenen Reserven hingewiesen. Diese sind in den letzten Jahrzehnten trotz gesteigener Ölförderung stetig gewachsen, so dass eine Extrapolation des Trends keinen Anhaltspunkt für künftige Engpässe liefert. Künftige Explorationserfolge werden eher anhand geologisch abgeschätzter Ölressourcen und dem möglichen Investment in deren Erschließung bemessen als in Fortschreibung historischer Trends des Findens von Erdöl.

Der Unterschied der beiden Sichtweisen liegt vor allem in der Beurteilung von Höherbewertungen des förderbaren Ölgehaltes vor langer Zeit gefundener Ölfelder („Reserve growth“). ASPO Vertreter unterscheiden Ölreserven in neuen Entdeckungen von Reserven in höher bewerteten älteren Feldern mit der Argumentation, dass vor allem neu entdeckte Ölfelder zu einer Förderausweitung beitragen können. Die Höherbewertung des Inhaltes älterer bereits erschlossener Ölfelder habe jedoch kaum einen Einfluss auf deren Förderprofil.

Die zunehmenden Probleme der weltweiten Ölversorgung seit dem Jahr 2000 waren auf der Basis der Analyse der Einzelrends von Förderprofilen und Explorationserfolgen zu erwarten und wurden bereits vor mehr als 10 Jahren thematisiert.

In den letzten Jahren haben sich beide Sichtweisen dahingehend angenähert, dass kaum noch bestritten wird, dass bereits heute große Probleme in der Sicherstellung der künftigen Ölversorgung bestehen.

Während die eine Gruppe (ASPO) dies auf die weit fortgeschrittene Erschließungsgeschichte der Erdölfelder zurückführt, wird von Vertretern der anderen Sichtweise vor allem auf zunehmende finanzielle Aufwendungen hingewiesen und in Frage gestellt, ob diese angesichts sich ändernder Paradigmen jemals auch getätigt werden.

Welche der beiden Sichtweisen letztlich eher zutrifft, wird von der Realität bestimmt werden. Die Konsequenz wird einmal ein steigender Ölpreis bei verknapptem Angebot („Peak of Supply“) oder aber ein tendenziell sinkender oder verträglicher Ölpreis bei sinkender Nachfrage („Peak of Demand“) sein. Der reale Übergang wird sicherlich beide Aspekte beinhalten. Allerdings wird die treibende Kraft das Preisgefüge dominieren und die Gefahr potenzieller wirtschaftlicher Verwerfungen erhöhen oder reduzieren..

Vorausschauende Klimapolitik erhält zusätzliche Argumentation, wenn deutlich ist, dass der eingeschlagene Weg der fossilen Energieträger ohnehin nicht mehr lange verfolgt werden kann. Dann werden steigende Preise zusätzlich einen Umstieg auf Alternativen unterstützen, den man als „Klimadividende“ der „Peak Oil“ Diskussion ansehen kann. In beiden Fällen - aus Gründen des Klimaschutzes oder der Ressourcenbegrenzung - wird die frühzeitige

Abkehr von fossilen Energieträgern zu einem gesellschaftlich verträglicheren Übergang führen, wohingegen im Falle des Verzögerns steigende soziale, wirtschaftliche und ökologische Verwerfungen erwartet werden müssen.

Eine unstrittige Tendenz aller Szenarien ist, dass die auf dem Weltmarkt verfügbaren Ölmengen zunehmend auf wenige Exportstaaten konzentriert werden. Unterstellt man in Fortschreibung bestehender Trends, dass diese den heimischen Ölverbrauch weiter steigern werden, so wird ein zusätzlicher Druck auf Ölimportstaaten ausgeübt werden.

In diesem Bericht werden auch Umweltaspekte thematisiert. Dies sind Emissionen und Landverbrauch einerseits und andererseits der Energieaufwand zur Bereitstellung des Erdöls. Dabei wird exemplarisch an einigen Beispielen deutlich gemacht, dass Energieaufwand und Umweltauswirkungen mit dem Übergang zu unkonventionellen Fördermethoden zunehmen. Auch dies sind Indizien die auf zunehmende Förderbeschränkungen weisen. Letztlich entsteht auch aus dem steigenden Energieaufwand zur Ölförderung eine Grenze, ab der es energetisch wenig sinnvoll wird, weiteres Erdöl zu fördern.

Beispielsweise muss in alten Ölfördern (z.B. Texas) vor allem Energie zum Pumpen, Abtrennen und zur Reinjektion von Lagerstättenwasser oder anderen Mitteln zur Druckerhöhung (z..B. Einpressen von Erdgas oder CO₂) aufgewendet werden. In Extremfällen ist dieser Aufwand um den Faktor hundert oder mehr größer als in neu erschlossenen Ölfeldern.

Wesentliches Ergebnis dieser Analyse ist,

- dass mit einiger Wahrscheinlichkeit der Höhepunkt der weltweiten Ölverfügbarkeit erreicht ist und künftig tendenziell weniger Öl gefördert wird
- dass der künftige Förderrückgang in Trendfortschreibung des Förderrückgangs in den Einzelgebieten erwarten lässt, dass im Jahr 2030 nur noch etwa die Hälfte des heute verfügbaren Erdöls gefördert wird. Im Jahr 2050 wird die Förderung deutlich stärker zurückgegangen sein.
- Dass vermutlich die auf dem Weltmarkt verfügbaren Erdölmengen wesentlich stärker zurückgehen werden als die Fördermengen, wenn der heimische Ölverbrauch der Förderstaaten dem Trend der vergangenen Jahr folgend weiter ansteigt.
- Dass die steigenden Umweltauswirkungen und der zunehmende Energieverbrauch Ihrererseits den in der Nettobilanz verfügbaren Energieinhalt der Ölförderung so weit reduzieren, bis der Aufwand den Nutzen übersteigt.

1 EINLEITUNG

In diesem Arbeitspaket wird der Frage nachgegangen, wie schnell sich die Endlichkeit der fossilen Energieträger bemerkbar machen wird. Tatsächlich erleben wir seit dem Jahr 2000 zunehmend Ölpreisfluktuationen mit stark steigendem Ölpreis, eine entgegen der gängigen ökonomischen Theorie trotz hoher und weiter steigender Ölpreise seit 2005 stagnierende Ölförderung und – zufällige Koinzidenz oder nicht, das sei an dieser Stelle dahingestellt – seit Mitte des Jahres 2008 den Beginn einer weltweiten Wirtschaftskrise mit nachfolgender Rezession von wieder sinkendem Ölpreis begleitet. Hierzu ist anzumerken, dass der Ölpreis mit 60 – 70\$ pro Fass Rohöl während der Rezessionsphase bereits als niedrig empfunden wurde, wiewohl derselbe Preis zwei Jahre vorher während der Aufschwungphase noch unerwartet hoch interpretiert wurde.

Viele Erklärungen wurden in der Diskussion der letzten Jahre als Begründung des unerwartet schnell gestiegenen Ölpreises angeführt. Nur eine geologisch technisch begründete Beschränkung der Förderung wurde lange als nicht von den Fundamentaldaten gerechtfertigt abgelehnt. Und doch ist dies die einzig plausible und stimmige Erklärung, die nicht auf nachträglich begründete immer wieder wechselnde Erklärungsmuster zurückgreifen musste.

Die grundsätzliche Diskussion, ob der Rückgang des Ölverbrauchs eher durch die steigende Attraktivität alternativer Energieträger und Energietechnologien getrieben wird oder durch den Mangel an fossilen Rohstoffen erzwungen wird, ist deshalb bedeutend, da die Auswirkungen unterschiedlich sein werden:

- Ein „freiwilliger Rückgang der Nachfrage nach fossilen Energieträgern (Peak of Demand) würde dadurch getrieben, dass alternative Angebote attraktivere Eigenschaften hätten. Dieser Übergang würde vermutlich von einem Überangebot fossiler Energieträger und tendenziell sinkenden Preisen geprägt. Ein gleitender Übergang in eine postfossile Welt ist wahrscheinlich.
- Ein erzwungener Rückgang der Nachfrage durch sinkendes Angebot fossiler Energieträger (Peak of Supply) würde eher durch einen Angebotsmangel getrieben. Dieser Übergang wird vermutlich durch tendenziell steigende Preise und Verwerfungen mit allen möglichen wirtschaftlichen, politischen und gesellschaftlichen Konsequenzen, geprägt sein.

Der reale Übergang wird sicher beide Aspekte beinhalten, wiewohl die treibende Kraft den künftigen Spielraum prägen wird.

Im ersten Kapitel werden in aller Kürze der Aufstieg und die Bedeutung des Erdöls nachvollzogen.

Die beiden folgenden Kapitel befassen sich mit der Analyse der künftigen Fördermöglichkeiten, wobei zunächst die Analysemethode dargestellt wird.

Es ist der Anspruch, die unterschiedlichen Sichtweisen zur künftigen Bedeutung von Erdöl, nachvollziehbar darzustellen und deutlich zu machen, warum die weltweite Erdölförderung mit großer Sicherheit ihren Höhepunkt erreicht oder sogar bereits überschritten hat. Aus der Analyse von grundsätzlichen empirisch belegbaren Mustern des Findens und Förderns von Erdöl wird die wahrscheinliche Entwicklung über die kommenden Jahrzehnte abgeleitet.

Diese Analyse schließt mit einer kurzen Zusammenfassung der Veränderung der Einschätzung der Internationalen Energieagentur über die vergangenen zehn Jahre,

In einem eigenen Kapitel werden die Umweltauswirkungen der Erdölförderung diskutiert, wobei ein Teilkapitel den steigenden Energieaufwand zur Förderung thematisiert. Dies wird mit Beispielen belegt.

2 KURZER HISTORISCHER ABRISS DER ENERGIEVERSORGUNG MIT FOKUS ERDÖL

In der Mitte des 19. Jahrhunderts wurden innerhalb weniger Jahre erste Kohlenwasserstoffvorkommen in Aserbaidschan, Europa und USA entdeckt und kommerziell verwertet. Am bekanntesten wurden die Anfänge der Ölförderung in Baku/Aserbaidschan am Kaspischen Meer (1848) – die Brüder Nobel verdienten dort durch die Raffination und den Export von Erdöl rasch ein Vermögen – und in Pennsylvania/USA, wo Oberst Edwin L. Drake 1859 mit einer Bohrung erfolgreich war. In beiden Regionen lösten die Ölfunde einen Boom aus. Zunächst suchten die Ölgesellschaften in der näheren Umgebung und im eigenen Land nach Erdöl. Später wurde die Suche auf neue Regionen ausgedehnt.

Anfangs diente Erdöl in den USA vor allem als Kerosin zur Beleuchtung, das bis dahin aus Walfischfett oder Kohle gewonnen worden war.

Anfang des 20. Jahrhunderts wurde Texas zum Zentrum der rasch wachsenden Ölindustrie. Doch bereits 1930 waren Texas und die anderen Staaten der USA soweit erforscht, dass die Neufunde geringer wurden. In den USA folgte dem Maximum der Funde von Erdöl vierzig Jahre später das Maximum der Förderung. Seit 1971 geht die Erdölförderung stetig zurück und liegt heute auf dem Niveau der 1930er Jahre.

Nachlassende Funde zwangen die Ölfirmen in neue Regionen: 1949 wurde die erste Offshore-Plattform gebaut. Sie diente der Ölsuche im flachen Gewässer des Golfs von Mexiko vor der Küste von Texas und Louisiana und markiert den Beginn der Ölsuche im Offshore-Bereich.

Gut zehn Jahre später wurde Alaska exploriert, 1969 entdeckte man dort mit Prudhoe Bay das größte Ölfeld der USA. Ende der 1970er Jahre dehnte sich die Suche dann in den tiefen Teil des Golfs von Mexiko aus.

Unabhängig dazu erlebte Aserbaidschan einen frühen Aufschwung. Um das Jahr 1900 stieg es mit einem Anteil von 40% am Weltölhandel zum zweiten bedeutenden Zentrum auf. Diesem frühen Aufbruch folgten zwei abrupte Einbrüche: Nach der bolschewistischen Revolution brach die Ölförderung weitgehend zusammen, bis schließlich der Zweite Weltkrieg die Förderung dort ganz beendete: Aus Angst vor einer deutschen Invasion wurden die Ölanlagen dort abgebaut und zwischen Wolga und Ural wieder aufgebaut. Ab etwa 1950 wurde die Gegend um Orenburg zum Zentrum der russischen Öl- und Gasindustrie. Nach Erschöpfung der dort vorhandenen Ressourcen wanderte sie den Neufunden folgend immer weiter nach Norden und Osten. Aserbaidschans Ölindustrie erholte sich erst wieder in den späten 1980er Jahren, als die Suche nach Erdöl mit neuen Technologien und neuem Kapital auf das Kaspische Meer ausgedehnt wurde.

Die texanischen Ölfirmen weiteten ihre Aktivitäten sehr früh nach Mexiko aus, wo man bereits 1904 ein großes Ölfeld entdeckte. 1916 war Mexiko das zweitgrößte Ölförderland, 1938 wurde die Ölindustrie verstaatlicht und in der Firma Petroleos Mexicana (Pemex) gebündelt.

Seit 1914 lag auch Venezuela im Öltrausch. Zunächst wurden europäische Firmen vor amerikanischen bevorzugt. Das venezolanische Öl war billig – teilweise billiger als texanisches Erdöl – und bereits 1928 wurde Venezuela zum weltgrößten Exportland. Den Preisunterschied konnte die amerikanische Industrie lange durch die Ausweitung der mexikanischen Ölförderung ausgleichen. Dafür war es notwendig, dass die mexikanische Ölförderung weitgehend unter der Kontrolle amerikanischer Interessen war, um diese mit der texanischen Ölförderung zu koordinieren.

Doch immer wieder kam es zu Preiszusammenbrüchen, da die vielen unabhängigen Akteure in Texas sich nicht an Absprachen hielten und ihre Förderung ausweiteten. Diese Probleme führten zur Kartellbildung innerhalb der Texas Railroad Commission (RRC). Die Kommission selbst war bereits einige Zeit vorher gegründet worden, um den Transport des geförderten Öls sicherzustellen. Die RRC regulierte auf den texanischen Feldern die Förderrate teilweise mit Waffengewalt. Später bildete sie das Vorbild zur Gründung der OPEC.

Doch immer wieder wurden die Förderquoten missachtet. Dies zeigte sich in irregulären Preiszusammenbrüchen. Nicht zuletzt deshalb wurde viel Aufwand betrieben, zugleich mit der Ausweitung der Förderung auch neue Anwendungen für Erdöl zu propagieren und damit den Absatz sicherzustellen.

Der Durchbruch der Ölanwendung kam unzweifelhaft durch die Automatisierung der noch jungen Automobilindustrie. Henry Ford führte 1914 die Fließbandproduktion ein und konnte billiger als andere und in wesentlich größerer Stückzahl die berühmt gewordene „Tin Lizzie“ fertigen. Damit wurde der Grundstein für rasch steigenden Ölverbrauch gelegt.

In Brasilien begann die Ölsuche in den 1940er Jahren. Doch große Erfolge blieben aus, die Suche musste früh in den Flachwasserbereich vor der Küste ausgedehnt werden. Auch das blieb erfolglos. Aus der Notlage heraus forcierte die Staatsfirma Petrobras die Tiefsee-Exploration und wurde führend auf diesem Gebiet. Heute noch ist das tiefe Meer vor Brasilien eine der wichtigsten Regionen, wo noch für einige Jahre auf eine Förderausweitung gehofft werden kann.

Europa nutzte vor allem seine Kolonien zur Erschließung von Ölvorkommen. Bereits 1890 wurde das Unternehmen Shell zum Zweck der Ölsuche auf Sumatra gegründet. Indonesien ist damit eine der ältesten Ölförderregionen.

Eher per Zufall entdeckten 1903 deutsche Ingenieure bei Vermessungsarbeiten erstmals Erdöl im Irak. Die drei größten Felder wurden 1927, 1946 und zuletzt 1967 entdeckt, sie beinhalten bis heute mehr als die Hälfte aller Ölfunde im Irak. Der Zufallsfund im Jahr 1903 löste Interesse auch in den benachbarten Regionen aus. Doch relativ spät erst wurden dort die

beiden weltgrößten Ölfelder (1938 in Kuwait und 1948 in Saudi Arabien) entdeckt. Diese beinhalten etwa 6-7% allen Erdöls, das bis heute in mittlerweile mehr als 50.000 Ölfeldern gefunden wurde.

In China wurde die Suche nach Erdöl 1950 begonnen. Im Jahr 1959 wurde das größte Feld, Daqing, entdeckt, das bis vor wenigen Jahren mehr als die Hälfte der chinesischen Erdölförderung beitrug. Inzwischen kann auch mit mehr als 60.000 Fördersonden der Rückgang der Förderung in Daqing nicht mehr aufgehalten werden.

Frankreich begann nach dem Zweiten Weltkrieg mit der Ölsuche in seinen Kolonien in Afrika. Als eine der letzten Regionen wurde die Ölsuche in Europa in der Nordsee begonnen. Bis heute stellt sie mit etwa 60 Mrd. Fass Öl die größte in den vergangenen 50 Jahren neu entdeckte und erschlossene Förderregion dar.

Die hohe Energiedichte von Erdöl machte es attraktiv für mobile Anwendungen. Großbritannien erkannte schnell die Vorteile für Kriegsschiffe, da die reduzierte Rauchentwicklung Schiffe länger am Horizont „unsichtbar“ ließ. Zur Versorgung der britischen Marine beteiligte sich 1914 die Regierung an der Anglo-Persian Oil Company, deren Nachfolger später British Petroleum wurde. Die Aktivitäten waren zunächst auf Persien bzw. das heutige Gebiet des Iran fokussiert. Sie bildeten den Auftakt der Ölfunde im Mittleren Osten.

Die modernen Anwendungen zur Beschleunigung und Erweiterung des Straßenverkehrs, vor allem aber des Luftverkehrs wären ohne Erdöl kaum denkbar gewesen. Der Ölverbrauch zwischen 1920 und 1970 stieg hauptsächlich aus diesem Grund im Mittel um fast 7% pro Jahr.

Eine abrupte Unterbrechung dieses Booms brachte die Ölpreiskrise 1973. Möglich wurden deren starke Auswirkungen, weil 1970 die USA als größtes Erdölförderland das Fördermaximum erreichten. Die Texas Railroad Commission, die bis dahin die Förderung in Texas kontrollierte, ermunterte ab diesem Zeitpunkt erstmals in ihrer Geschichte dazu, bis an die Kapazitätsgrenze Erdöl zu fördern. Damit verlor sie ihre Bedeutung als Kartellbehörde und die Abhängigkeit der USA von ausländischer Förderung wuchs.

Das Erreichen des amerikanischen Fördermaximums markierte in der Tat einen globalen Wendepunkt. Denn auch nachdem die Ölpreiskrisen der 1970er Jahre überwunden waren, stieg die weltweite Ölförderung mit 1-2% pro Jahr wesentlich langsamer als vorher. Denn ein Teil der neuen Kapazität musste zunächst den Förderrückgang der USA ausgleichen, bevor ein Nettozuwachs möglich wurde. Man mag darüber spekulieren, ob das erwachende Umweltbewusstsein oder die Kapazitätsbegrenzungen eines schwieriger werdenden Förderumfeldes hierzu mehr beigetragen haben. Tatsächlich aber ging beides zeitgleich einher.

Der Ölpreissprung in den 1970er Jahren erst machte die Förderung teuren Erdöls in Alaska oder der Nordsee rentabel – bekannt waren die Vorräte bereits wesentlich länger. Als 1985

der Ölpreis wieder einbrach, wurde die OPEC von der westlichen Presse – vielleicht voreilig – als „zahnloser Tiger“ verhöhnt [Suntum 2005].

Die Geschichte der Erdölsuche und -förderung kann man folglich in kurzen Worten mit einem Weg, der „vom Einfachen zum Schwierigen“ führt, charakterisieren. Dieser Aspekt zieht sich wie ein roter Faden durch die gesamte Entwicklung und wird letztlich auch den Zeitpunkt der maximalen Verfügbarkeit bestimmen.

3 DIE AKTUELLE DISKUSSION

Im Jahr 2000 begannen die Ölpreise nach einer längeren stabilen Niedrigpreisphase erstmals seit langem zu steigen. Bereits einige Jahre vorher wurde dies vom britischen Geologen Colin Campbell erwartet. Er hatte aus der Analyse der Statistiken des Findens und Förderns von Erdöl geschlossen, dass zwischen 2000 und 2010 das weltweite Fördermaximum eintreten werde – mit entsprechenden ökonomischen Konsequenzen. Der genaue Zeitpunkt werde von den tatsächlichen Fördermöglichkeiten der OPEC-Staaten im Mittleren Osten abhängen, deren Reservezahlen nicht hinreichend genau bekannt seien [Campbell 1995].

Im Winter des Jahres 2000 zogen die Ölpreise erstmals auf knapp 30 USD/Fass an. Der amerikanische Energieminister Richardson reiste nach Saudi Arabien. Als im November der Preis auf 35 USD/Fass anstieg, appellierte er an die OPEC, die Förderquoten zu erhöhen, da ein Preis von 30 USD/Fass unvertretbar hoch sei, wohingegen er 20-25 USD/Fass als angemessen bezeichnete [Handelsblatt 2000].

Als Reaktion verkündete im selben Jahr die OPEC ein Preisband für den Ölpreis von 22-28 USD/Fass. Falle der Ölpreis mehr als 20 Tage nach oben oder unten aus dem Rahmen, dann werde die Fördermenge automatisch angepasst. Damit werde ein stabiler Ölpreis garantiert. Im Jahr 2003 lag der Ölpreis allerdings fast ständig über 30 USD/Fass. Doch anstatt die Förderung zu erhöhen, öffneten die OPEC-Staaten den „automatischen Preisbandmechanismus“ nach oben: „Ein fairer Preis läge zwischen 28-30\$“, wurde der kuweitische Ölminister zitiert [SZ 2004]. Auch wenn viel Rhetorik um diesen Preisbandmechanismus geführt wurde, im Endeffekt hat er nie funktioniert. Im November 2008 bezeichnete der saudische König Abdullah dann 75 USD/Fass als einen gerechten Ölpreis [FN 2008].

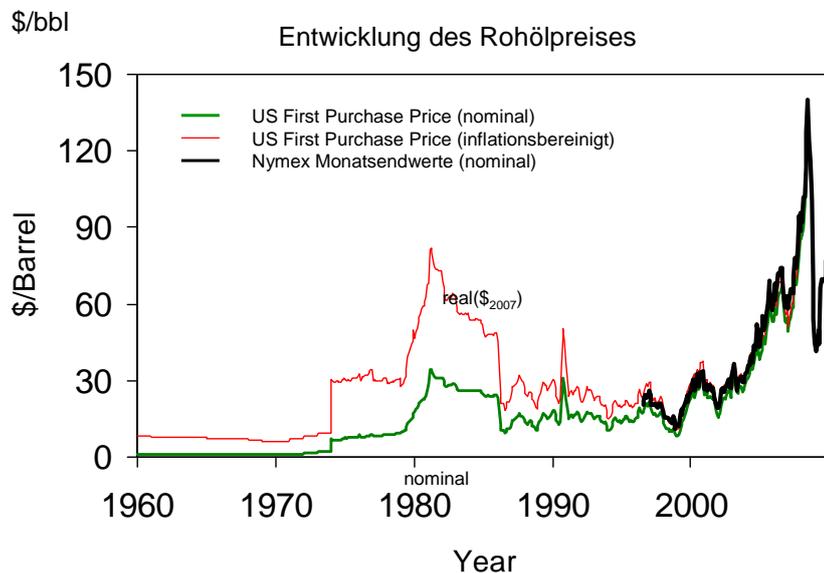
Streiks in Nigeria, Venezuela, Sturmwarnungen [HB 2003], oder Spekulanten [Spiegel 2007] – alles wurde zur Begründung für steigende Ölpreise diskutiert, nur das Endlichkeitsargument tauchte fast gar nicht in der öffentlichen Diskussion auf. Bereits 2004, bei einem Ölpreis von 40 USD/Fass, argumentierte der Chefökonom der Deutschen Bank: „Der hohe Ölpreis ist eines der großen Risiken für die Weltwirtschaft“, und der Ölpreis liege nun schon seit zwei Jahren auf einem Niveau, „..das durch Fundamentaldaten nicht gerechtfertigt werden kann“ [Handelsblatt 2004].

Und doch ist der geologisch-technische Aspekt der Erdölförderung die einzige plausible und zudem auch nahe liegende Erklärung für die Kapriolen an den Ölmärkten seit Beginn dieses Jahrzehnts, die nicht mit kurzfristig ständig wechselnden Begründungen der realen Entwicklung hinterher eilend, sondern konsistent und vorausschauend vorgebracht wurde.

Im Sommer 2008 kletterte der Ölpreis kurz auf über 140 USD/Fass. Doch diesmal wurden in der Presse auch andere Stimmen laut: Der Höhepunkt der Ölförderung ist überschritten,

Spekulanten sind keine Preistreiber – ist erstmals sogar vom Kieler Weltwirtschaftsinstitut zu hören [Tagesschau 2008].

Kurz darauf brach der Ölpreis aus den bekannten Gründen auf unter 50 USD/Fass ein, die Wirtschaftskrise reduzierte die Nachfrage mit entsprechender Preisreaktion.



Quelle: Die Monatswerte des „US First Purchase Price“ wurde den Internetseiten des US DoE entnommen. Die Daten vor 1974 wurden durch Anpassung der Datensätze für 1974 aus BP Statistical Review of World Energy errechnet. Die näherungsweise Umrechnung in reale Preise erfolgte durch die LBST anhand von jährlichen US-Inflationsraten aus <http://inflationdata.com>. Die Nymex Monatsendwerte wurden http://futures.tradingcharts.com/chart/CO/M/?saveprefs=t&xshowdata=t&xCharttype=b&xhide_specs=f&xhide_analysis=f&xhide_survey=t&xhide_news=f entnommen.

Abbildung 3-1 Entwicklung des Ölpreises seit 1960

In den letzten Jahren hat sich in der Öffentlichkeit die Diskussion um Peak Oil zugespitzt. Mitglieder der ASPO (Association for the Study of Peak Oil and Gas, siehe <http://www.peakoil.net> oder <http://www.energiekrise.de>) – zu denen auch der Autor gehört – sehen das Fördermaximum erreicht, wiewohl noch etwas unklar ist, wie schnell die Förderung nach ihrem jahrzehntelangem Anstieg wieder zurückgehen wird.

Demgegenüber vertreten etablierte Institute, wie z.B. CERA aber vor allem die Internationale Energieagentur Erdöl gebe es genügend, das sei nicht das Problem. Allerdings werde dessen Erschließung so teuer werden, dass die Staaten möglicherweise dafür nötige Investitionen nicht aufbringen würden. Dann wiederum wird der mangelnde Zugang der westlichen Ölfirmen zu den großen Ressourcen der Staatsfirmen als Argument des hohen Ölpreises angeführt. Fast jährlich werden wechselnde Gründe benannt, warum es zwar jetzt Probleme gäbe, diese aber nicht grundsätzlicher Art wären [WEO 2006, 2007, 2008, 2009].

Doch seit kurzem wandelt sich die Argumentation: Vertreter von CERA (Cambridge Energy Research Associates) [Yergin 2009], der Ölfirmen [Macalister 2010] oder der Internationalen Energieagentur [Reuters 2010] wechseln fast unisono die Sprechweise. Die Nachfrage nach

Erdölproduktion habe ihr Maximum zumindest in den Industriestaaten erreicht, der Verbrauch werde in den kommenden Jahren zurückgehen. Insbesondere auf die Sichtweise der IEA wird später noch eingegangen.

Tatsächlich ist in den letzten Monaten das Thema in der öffentlichen Diskussion in den Hintergrund gerückt. Die Aufmerksamkeit ist auf die Überwindung der Wirtschaftskrise fokussiert

Doch der Mechanismus der geologischen Lagerstättenentleerung wirkt weiter, auch wenn nicht darüber gesprochen wird. Mit jedem entnommenen Fass Erdöl sinkt der Lagerstättendruck, die Fördersituation wird stetig schwieriger.

Im Folgenden werden die beiden Sichtweisen gegenübergestellt, die entweder ein großes oder kein Problem der Ölversorgung sehen. Insbesondere wird eine Methode zur Analyse der Fördersituation erklärt und wie die Extrapolation der Daten darauf schließen lässt, dass die Welt vermutlich das Fördermaximum erreicht oder – wie auch der Autor vermutet – bereits überschritten hat.

4 ANALYSE DER KÜNFTIGEN FÖRDERMÖGLICHKEITEN VON ERDÖL

4.1 Beschreibung der Analysemethode

Für das einfachste Modell zur Analyse des Förderprofils einer begrenzten Ressource bildet die logistische Wachstumskurve die Basis:

$$dP/dt = c \cdot (1 - P/R) \cdot P$$

Hierbei bedeutet P die kumulative Fördermenge von Erdöl, dP/dt die jährliche Förderrate und R die insgesamt verfügbare Menge an Erdöl. Der Parameter c beschreibt die anfängliche (exponentielle) Wachstumsrate.

Dieses Wachstumsmodell wird oft zur Beschreibung von Wachstumsvorgängen in biologischem, technischem oder sozialem Zusammenhang benutzt. Vor fast 30 Jahren zeigte der Ökonom Cesare Marcchetti an vielen Beispielen, wie erstaunlich oft die Ausbreitung technischer Innovationen oder Infrastrukturen diesem einfachen Gesetz folgt [Marcchetti 1986]. Allerdings sollte man sich hüten, anhand dieses Modells Detailaussagen zu erhalten.

Bereits 1956 hatte der US-amerikanische Geologe M. King Hubbert das Modell benutzt, um aus den historischen Ölfunden in den USA und der Förderrate abzuschätzen, dass um das Jahr 1970 der Höhepunkt der Ölförderung in den USA erreicht werde. Von seinem damaligen Arbeitgeber Shell ungehört und in der petrogeologischen Öffentlichkeit oft verlacht, hat er tatsächlich genau Recht behalten.

Eine einfache Linearisierung der Gleichung durch Umformung zu

$$(dP/dt)/P = c \cdot (1 - P/R)$$

führt zu einer Geraden. Trägt man die historischen jährlichen Förderangaben graphisch als Anteil der kumuliert geförderten Ölmenge gegen die kumuliert geförderte Ölmenge auf, so liegen die historischen Angaben idealerweise auf einer Geraden. Deren Extrapolation mit $P = 0$ ergibt die anfängliche exponentielle Wachstumsrate (c) und mit $P = R$ die insgesamt förderbare Ölmenge (R), zu der $dP/dt = 0$ gilt.

Insbesondere der Erdölgeologe Kenneth Deffeyes hat viele Ölfelder und Ölförderregionen nach dieser Methode mit recht gutem Ergebnis analysiert, wiewohl im Einzelfall auch deutliche Abweichungen vorkommen können [Deffeyes 2001]

Da die aus der logistischen Kurve abgeleitete Förderkurve idealerweise ein symmetrisches Förderprofil annimmt, erwartet man aufgrund dieser Analyse, dass das Fördermaximum dann erreicht wird, wenn die Hälfte der förderbaren Erdölvorräte verbraucht ist. In der Realität entspricht dies einer ersten Näherung, wenn man keine genauere Aussage treffen kann. Insbesondere die Feinstruktur der Förderung kann damit nicht abgebildet werden.

Aus der Analyse einzelner Kohlenwasserstofflagerstätten und deren Förderprofil kann man jedoch grundsätzliche Aspekte entnehmen, die eine relativ verlässliche Extrapolation im Einzelfall und für regionale Förderprofile erlauben.

Da die Förderrate in der späteren Phase der Förderung vor allem vom Druckabfall in der Lagerstätte bestimmt wird, ergibt sich nach dem Überschreiten des Fördermaximums eines Feldes ein annähernd exponentiell abfallendes Förderprofil. Der sinkende Lagerstättendruck bewirkt zudem, dass die Grenzfläche zwischen Öl und Lagerstättenwasser nach oben wandert und damit ein Gemisch von Öl und Wasser gefördert wird, dessen Wasseranteil im Laufe der Entleerung des Feldes zunimmt.

Abbildung 4-1 zeigt typische Förderprofile aus Europa und Nordamerika. Mit einiger Verlässlichkeit kann man den weiteren Förderverlauf anhand dieser Grafiken durch Trendextrapolation prognostizieren, sobald das Fördermaximum überschritten wurde.

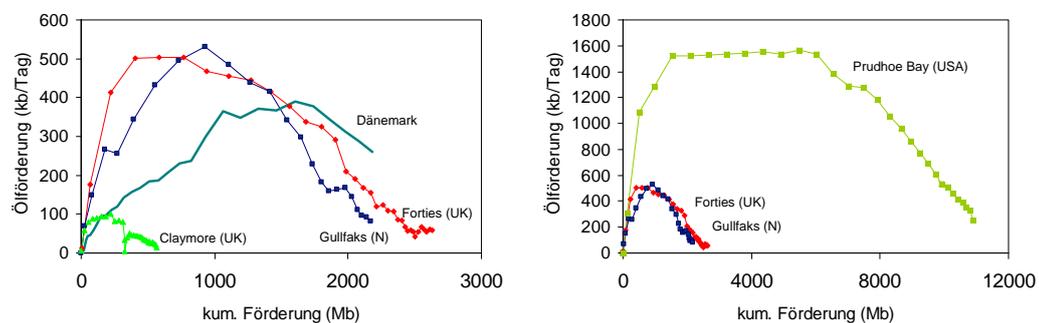


Abbildung 4-1 Förderprofile von großen Feldern in Großbritannien, Norwegen (links) und den USA (rechts)

Regionale Förderprofile lassen sich damit aus der Überlagerung individueller Feldprofile aufbauen. Abbildung 4-2 zeigt das schematisierte Förderprofil eines einzelnen Feldes über die Zeit (und nicht über die kumulierte Fördermenge wie in Abbildung 4-1).

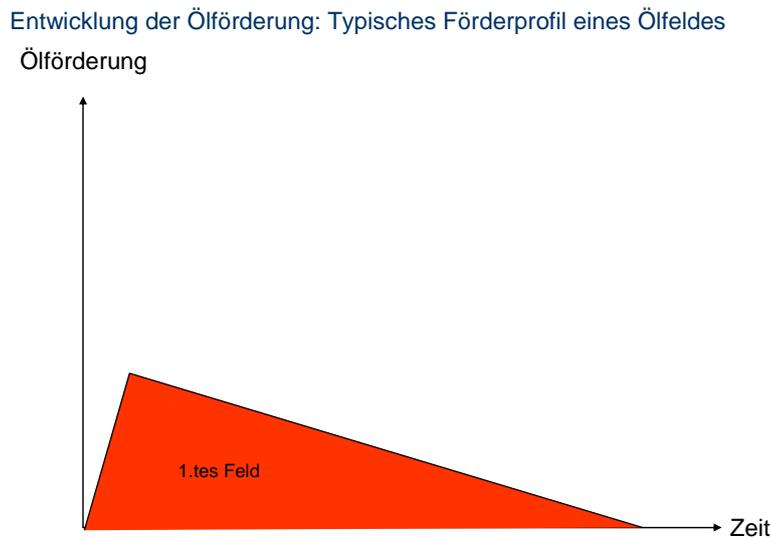


Abbildung 4-2 Idealisiertes Förderprofil eines Einzelfeldes

Die Felder mit den günstigsten Eigenschaften werden zuerst erschlossen. Typischerweise sind dies die leicht zugänglichen großen Felder der Region – mit geringer Viskosität und einfachen geologischen Verhältnissen. Damit werden ökonomische Aspekte implizit berücksichtigt, da jede Ölfirma die Funde in einer Förderregion entsprechend der ökonomischen Eigenschaften sortiert – diese wiederum basieren auf der geographischen Lage und den geologischen Eigenschaften.

Summiert man diese Felder zur Gesamtförderung der Region auf, zeigt sich die typische Struktur regionaler Förderprofile: Wenn die ersten großen Felder über das Fördermaximum gehen, kann die regionale Förderung noch ausgeweitet werden, indem neue Felder zeitgerecht erschlossen werden. Aber mit jedem Wechsel eines Feldes von zunehmender zu abnehmender Förderung wird der gemeinsame Förderrückgang der Basis stärker – es wird zunehmend schwieriger, diesen Förderrückgang durch neue Felder auszugleichen.

Oft deutet eine abnehmende Zuwachsrate bereits das nahende Fördermaximum an.

Abbildung 4-3 zeigt das regionale Förderprofil. Sobald der Förderrückgang nicht mehr durch den zeitgerechten Anschluss einer entsprechenden Anzahl großer Felder ausgeglichen werden kann, überschreitet die Region ihr Fördermaximum. Zudem steigen die Förderkosten im Wettlauf gegen die Zeit, der mit der Erschließung der kleineren und/oder unwirtschaftlicher zu erschließenden Felder begonnen hat. Abbildung 4-3 macht noch einen weiteren Aspekt deutlich: Wenn sich der Anschluss neuer Felder aus welchen Gründen auch immer zeitlich

verzögert, kann das vorher erwartete Förderniveau nicht mehr erreicht werden. In den vergangenen zehn Jahren waren diese Projektverzögerungen eher die Regel denn die Ausnahme. Beispiele dafür sind einstige Vorzeigeprojekte wie das Feld Kashagan im Kaspischen Meer (2000 entdeckt, mit erhofftem Förderbeginn 2005, heute rechnet man mit einem Förderbeginn frühestens im Jahr 2013) und Thunderhorse im Golf von Mexiko (1999 entdeckt, mit erhofftem Förderbeginn 2005, tatsächlich kam im Dezember 2008 das erste Öl).

Entwicklung der Ölförderung: Regionales Fördermaximum

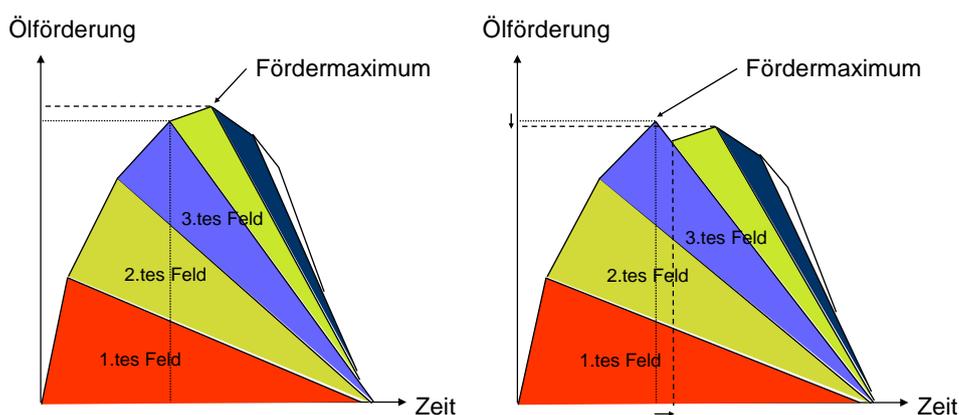


Abbildung 4-3 Überlagerung einzelner Feldprofile zum regionalen Förderprofil

In der Analyse gleichen sich oftmals die individuellen Förderschwankungen der einzelnen Felder, wie sie in Abbildung 4-1 dargestellt wurden, aus. Daher zeigen die in gleicher Art analysierten regionalen Förderprofile oft einen stabileren Trend. Dies ist in Abbildung 4-5 an einigen Beispielen kleiner und großer Förderregionen gezeigt. Die in der Abbildung eingezeichneten Pfeile geben die vermutliche weitere Entwicklung des Förderprofils. Zudem kann man durch Extrapolation auf die Abszisse das insgesamt förderbare Potenzial abschätzen. Die Differenz zur bereits geförderten Erdölmenge entspricht den Reserven.

Anhand dieser Analysen kann man auch die Qualität der offiziell berichteten Reserveangaben prüfen, wenngleich noch eine zusätzliche Absicherung durch eine unabhängige Datenanalyse notwendig ist.

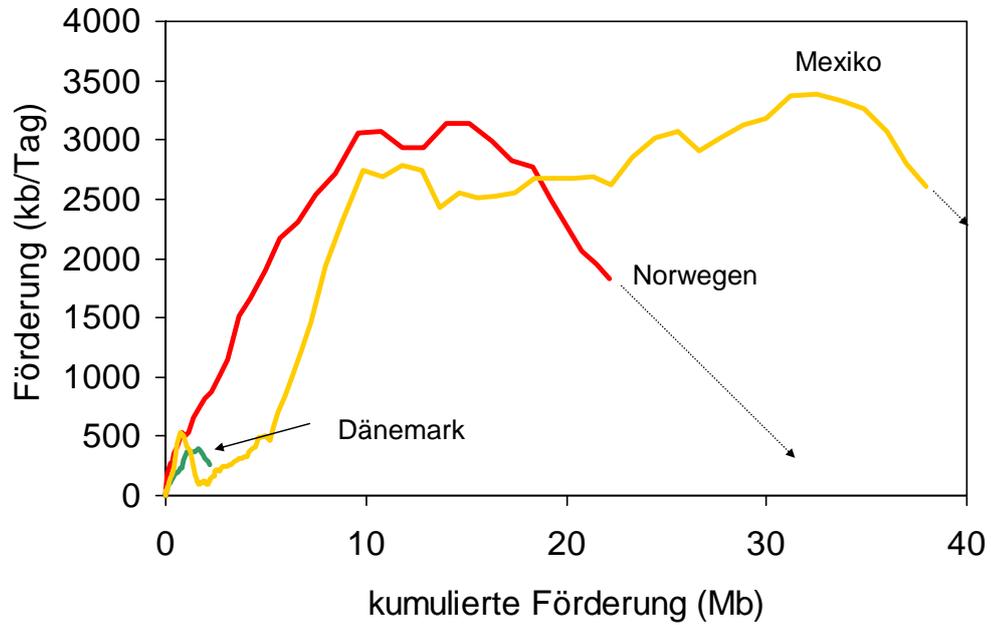


Abbildung 4-4 Regionale Förderanalyse von Dänemark, Norwegen und Mexiko

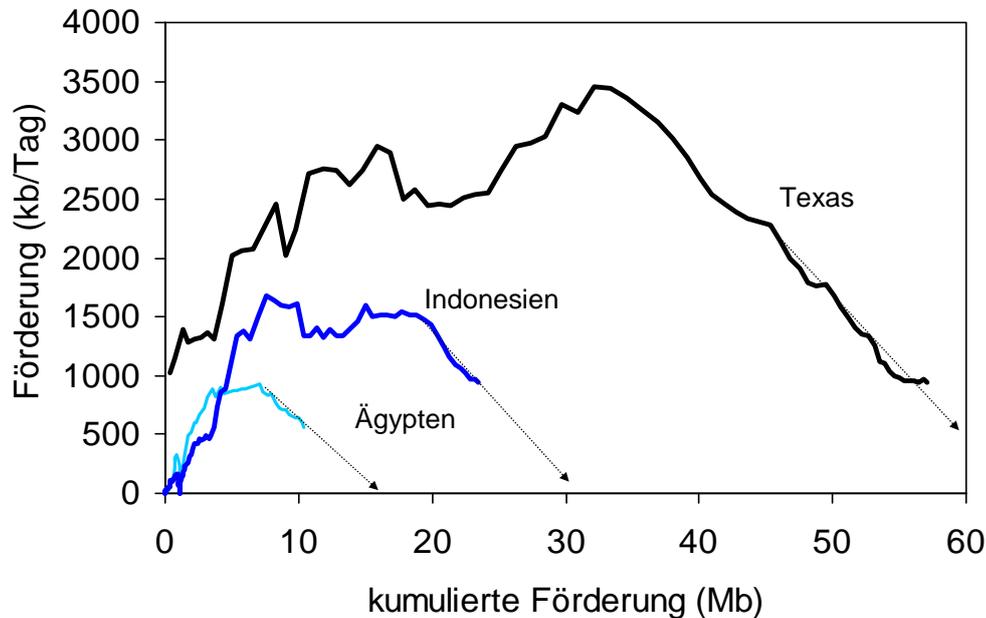


Abbildung 4-5 Regionale Förderanalyse von Ägypten, Indonesien und Texas

Mit dieser Methode kann man für Felder und Förderregionen, die ihr Fördermaximum bereits überschritten haben, die künftige Förderrate extrapolieren. Ob eine Region in diese Gruppe fällt, kann anhand der Einzelfeld- und der Regionalanalyse in Kombination mit der Kenntnis der noch verfügbaren Reserven entschieden werden. Für Felder am oder vor dem Fördermaximum dient die Methode dazu, in Kenntnis der Reserve des Feldes oder der Region ein plausibles Förderprofil fortzuschreiben, das mit der Reserve und typischen Rückgangsraten kompatibel ist.

So einfach und klar sich diese Methode hier darstellt, so gibt es doch einige Regionen, wo die verschiedenen Datensätze zu widersprüchlichen Aussagen führen. Hier ist man auf weitere, „weiche“ Informationen angewiesen. Insbesondere mit der Kombination aus Beobachtung, eigener Prognose der künftigen Förderung und ständiger Nachführung der Prognose mit den realen Förderangaben über mehrere Jahre entwickelt sich die Einschätzung eines „educated guess“ hinsichtlich der Belastbarkeit der vorliegenden Zahlen. Diese Einschätzung wird weiter abgesichert durch die Beobachtung von Pressemeldungen und Ankündigungen über künftige Aktivitäten und den Abgleich mit tatsächlichen Erfolgen.

Über die Jahre entwickelt sich eine sehr differenzierte Beurteilung der Belastbarkeit der Informationen einzelner Firmen, Staaten oder Institute. Beispielsweise sind die

Reserveinformationen des Norwegian Petroleum Directorate recht zuverlässig, mit einer Unterteilung der Funde in 7 unterschiedliche Kategorien [NPD 2010].

4.2 Kritische Aspekte dieser Förderanalyse

Die dargestellte Methode gibt im Mittel recht brauchbare Vorhersagen, wenn auch im Detail auf ein einzelnes Feld bezogen Abweichungen nach oben und unten möglich sind. Im Folgenden werden einige kritische Aspekte benannt, die in der Analyse – soweit möglich – berücksichtigt werden müssen.

4.2.1 Zeitliche Festlegung des Fördermaximums eine Region

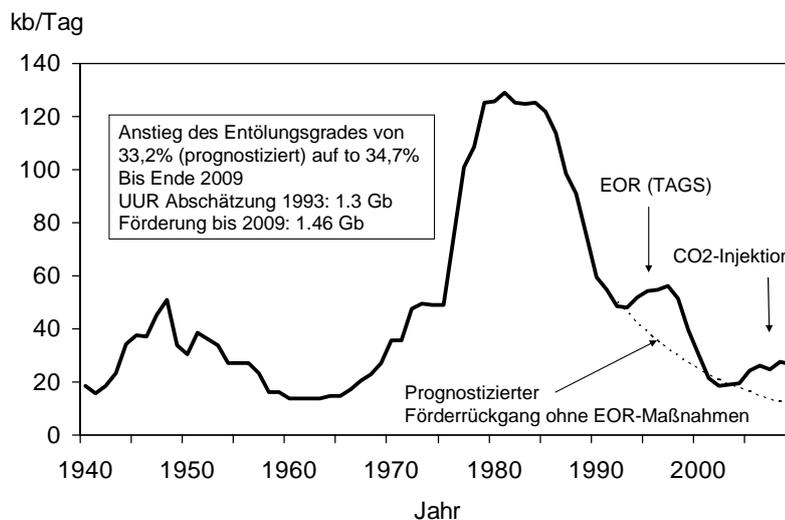
Für Einzelfelder erkennt man aus der zeitlichen Analyse des Förderprofils sehr schnell in Kombination mit den verfügbaren Reserveangaben, wenn der Förderückgang in das typische Muster umschlägt. Vor 1979 kam es allerdings oft vor, dass Felder nicht maximal ausgebeutet wurden, sondern den Marktbedürfnissen entsprechend bei Überproduktion zurückgefahren wurden. Insbesondere in Texas kann man bei alten und großen Ölfeldern lange Phasen des Auf und Ab beobachten. Dort zeigte freilich die Aufforderung der Texas Railroad Commission ab 1972 Wirkung, die Förderung an der Kapazitätsgrenze aufrechtzuerhalten und jede Förderbeschränkung aufzuheben. Ab dieser Zeit ergeben sich meist den geologischen Restriktionen folgende Förderprofile. In den OPEC-Staaten wurde die Produktion großer Felder auch in späteren Jahren weitab der Kapazitätsgrenzen betrieben. Hierauf wird noch gesondert eingegangen. Oft zeigt auch der Vergleich des Förderprofils mit der Reservenangabe, wann ein Feld vermutlich weniger förderbares Öl enthält als angenommen. So deutet z.B. das in Abbildung 4-1 gezeigte Förderprofil des größten amerikanischen Feldes, Prudhoe Bay auf einen förderbaren Inhalt von 12 Gb hin, wohingegen die nachgewiesene und wahrscheinliche Reserve auf 15 Gb geschätzt wird.

4.2.2 Berücksichtigung noch nicht bekannter Regionen

Neue noch nicht explorierte oder fördernde Regionen sind mit dieser Methode nicht erfassbar. In der Tat kann für eine Region, über die noch keine Daten vorliegen, auch keine statistische Analyse durchgeführt werden. Daher sind Veränderungen durch die Entdeckung bisher unerschlossener Regionen möglich. Allerdings zeigt die Vergangenheit, dass sich diese Unkenntnis auf immer weniger Regionen bezieht, sodass in Summe der Fehler klein ist. Insbesondere führt der lange Vorlauf zur Erschließung dieser Regionen dazu, dass sie hat keinen Einfluss auf die Förderprofile der kommenden 5 bis 10 Jahre haben. So ist bis heute die Nordsee mit etwa 60 Mrd. Fass geschätztem Fördervolumen das in den vergangenen 50 Jahren größte Gebiet, das neu entdeckt wurde. Mit jedem Jahr wird es unwahrscheinlicher, dass eine bedeutende Region übersehen wurde.

4.2.3 Berücksichtigung neuer Technologien

Neue Technologien werden im Einzelfall unzureichend berücksichtigt. In der Regel werden neue Technologien gleitend über einen längeren Zeitraum eingephasst. Regionale Förderprofile setzen sich aus einer Kombination von Feldern in unterschiedlichen Entwicklungsstadien zusammen, sodass im kumulierten Förderprofil der Einfluss des technischen Fortschritts weitgehend enthalten und implizit berücksichtigt ist. Zudem werden so genannte tertiäre Maßnahmen zur Druck- und Fördererhöhung beispielsweise durch CO₂-Injektion meist erst dann angewendet, wenn die Förderrate bereits weit zurückgegangen ist. Dann kann zwar nochmals für eine begrenzte Zeit die Förderung erhöht werden, aber die Relevanz für das regionale Förderprofil bleibt begrenzt. Abbildung 4-1 zeigt exemplarisch das Förderprofil des größten englischen Feldes, Forties. Mit tertiären Methoden wird gegen Ende der Lebensdauer das Förderprofil für einige Jahre konstant gehalten. Bezogen auf die Abschätzung der insgesamt förderbaren Ölmenge bleibt der Einfluss jedoch begrenzt. Ähnlich zeigt sich das in dem seit 1927 fördernden texanischen Ölfeld Yates (Abbildung 4-6). Erst während der Ölpreiskrisen der 1970er Jahre wurde das Feld bis zur maximalen Förderrate erschlossen. Seit 1985 geht die Förderung geologischen Restriktionen folgend mit einem Rückgang von etwa 8,4% pro Jahr zurück. Im Jahr 1993 konnte die Förderung durch neue Fördermethoden (Thermally Assisted Gravity Segregation) nochmals für einige Jahre angehoben werden. Bis zum Jahr 2002 fiel sie allerdings wieder auf die theoretisch ohne tertiäre Methoden erwartete Förderrate zurück. Diese ist in der Grafik gestrichelt eingezeichnet. Seit 2005 kann die Förderung durch die Injektion von CO₂ auf dem Niveau von etwa 26 kb/Tag stabilisiert werden. Es bleibt abzuwarten, wann sie wieder abfallen wird.



1939 – 1992: Data are taken from graph „Texas 20 top producing fields 1997“, RCC
1993 – 2009: Data are taken from Texas Railroad Commission (RRC), März 2010

Abbildung 4-6 Förderprofil des 1927 entdeckten texanischen Ölfeldes Yates (Anm., dass „EOR“ = „Enhanced Oil Recovery“; TAGS = „Thermally Assisted Gravity Segregation“)

Mit diesen Methoden wurde der geschätzte Entölungsgrad (recovery factor) bis Ende 2009 von 33,2% (gestrichelte Kurve) auf 34,7% erhöht. In dieser Größenordnung bewegen sich die Möglichkeiten so genannter tertiärer Fördermethoden, wobei der relative Beitrag umso größer ist, je komplexer die geologischen Bedingungen sind, die sich im Entölungsgrad ausdrücken. Auch in Prudhoe Bay konnten alle eingesetzten Technologien nicht verhindern, dass die Förderung beständig zurück geht. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass tertiäre Fördermethoden ein gewisses Potenzial haben, das umso bedeutender ist, je komplexer die geologischen Verhältnisse (z.B. Porosität) sind. Damit ist nur ein begrenzter Feldtypus hierfür geeignet. Der Einfluss auf die weltweite Förderung wird implizit über die Extrapolation regionaler Förderprofile berücksichtigt.

4.2.4 Berücksichtigung ökonomischer Aspekte

Ökonomische Aspekte werden bei dieser Art der Analyse nicht berücksichtigt. Tatsächlich werden diese implizit über die Sortierung der Felder eingebracht. Richtig ist allerdings, dass in einer Phase des Überangebots Förderbeschränkungen eine Abweichung einzelner Förderprofile nach unten bewirken. Diese können mit dieser Methode nicht dargestellt werden. Daher beschreiben die angenommenen Förderprofile die Realität umso besser, je näher an der Kapazitätsgrenze gefördert wird. Wie das Förderprofil des texanischen Ölfeldes Yates zeigt (Abbildung 4-6), sind das lokale Fördermaximum im Jahr 1948 und der anschließende Förderverlauf nicht auf geologische Restriktionen zurückzuführen, sondern auf andere (ökonomische) Ursachen.

4.3 Reserven und Ressourcen

Die zweite wichtige Information zur Analyse künftiger Fördermöglichkeiten bildet die Reserve eines Ölfeldes und einer Region. Um hier zu vernünftigen Aussagen zu kommen, muss man mehr Aufwand betreiben als historische Förderprofile zu analysieren. Insbesondere aufgrund des Umstands, dass es sich hier bei allen Angaben um Prognosen handelt, ist die Datenbelastbarkeit geringer. Auch wenn diese Datenunsicherheit durch die Unterscheidung verschiedener Reservekategorien eingegrenzt wird, so bleibt doch viel Spielraum in der Zuordnung und Interpretation dieser Daten.

Diese Datenunsicherheit wird noch dadurch erhöht, dass für eine langfristige Förderprognose über mehrere Jahrzehnte auch Aussagen über künftig zu machende Funde getroffen werden müssen. Damit öffnen sich Datenunsicherheit und Interpretationsspielraum weiter. Nicht überraschend zeigt sich hier auch die größte Diskrepanz: Je nach Interpretation der Daten wird einmal kein Problem der Ölverfügbarkeit über die kommenden Jahrzehnte identifiziert,

oder aber ein großes Problem. Heute lässt sich allerdings kaum mehr leugnen, dass die Verfügbarkeitsprobleme bereits begonnen haben.

Grundsätzlich wird zwischen Ölreserven und Ölressourcen unterschieden. Reserven bezeichnen Ölmengen, deren Lage und Größe hinreichend gut bekannt sind und von denen man grundsätzlich weiß, wie sie gefördert werden können. Ressourcen bezeichnen über die Reserven hinaus Vorkommen, deren Größe und Lage nur unzureichend bekannt sind oder deren Existenz nur vermutet wird. Unter welchen Bedingungen diese Ressourcen gefördert werden können, bleibt dabei offen. Eine Angabe für eine Ölreserve besitzt eine wesentlich höhere Wahrscheinlichkeit, der Realität nahe zu kommen, als eine Ressourcenangabe. Letztere kann sehr spekulativ sein und sagt erst einmal überhaupt nichts darüber aus, ob dieses Öl jemals gefördert werden wird bzw. ob es überhaupt existiert.

Die Reserven werden weiter unterteilt in nachgewiesene, wahrscheinliche und mögliche Reserven. Als sicherste Kategorie gilt die Kategorie der nachgewiesenen Reserve. Sie gibt an, wie viel Öl man aus dem Feld oder der Region mit 80-90% Wahrscheinlichkeit unter den gegebenen wirtschaftlichen, technischen und politischen Bedingungen mindestens fördern kann. Diese Angabe wird daher sehr vorsichtig getroffen und mit der Zeit wohl nach oben korrigiert werden, da man wahrscheinlich mehr Öl als anfänglich ermittelt fördern kann. Sie ist insbesondere in ökonomischem Zusammenhang wichtig und wird in den Jahresberichten der Firmen verwendet.

Abbildung 4-7 zeigt die Entwicklung der nachgewiesenen Ölreserven. Seit dem Jahr 1973 haben sich die nachgewiesenen Ölreserven von 600 Mrd. Fass auf 1.400 Mrd. Fass mehr als verdoppelt, obwohl in dieser Zeit 880 Mrd. Fass gefördert wurden. Somit haben sich die insgesamt verfügbaren Vorräte (bereits gefördertes Öl und noch vorhandene Reserven) seit 1973 um fast 1.500 Mrd. Fass erhöht.

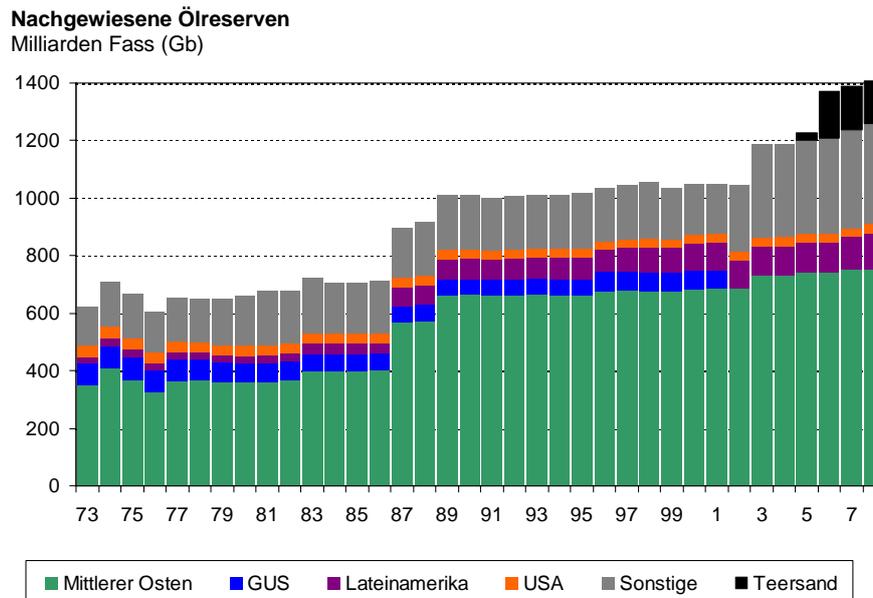


Abbildung 4-7 Entwicklung der nachgewiesenen Reserven (BP 2009)

Aus dieser Betrachtung wird oft der Schluss gezogen, dass kein Ende der Ölverfügbarkeit absehbar sei, da ja jedes Jahr mehr Öl gefunden als verbraucht werde. Tatsächlich aber ist dieser Schluss aus mehreren Gründen falsch.

Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass die nachgewiesenen Reserven ja nur einen Teil der tatsächlich bekannten Reserven beschreiben. Die zweite Kategorie der wahrscheinlichen Reserven bezeichnet zusammen mit den nachgewiesenen Reserven den Anteil an Erdölvorräten, der mit etwa 50% Wahrscheinlichkeit gefördert werden kann. Das bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit, eine größere Menge als angegeben zu fördern genauso hoch ist wie die Wahrscheinlichkeit, eine geringere Menge als angegeben zu fördern. Diese Reservenangabe ermittelt der Explorationsgeologe zur Einschätzung der Größe eines neuen Fundes. Wenn die Erschließung eines Feldes dann vorbereitet wird, wird aus guten finanztechnischen Gründen in allen Bilanzen oder Rentabilitätsbetrachtungen nur die nachgewiesene Reserve berücksichtigt. Diese wird im Laufe der Erschließung eines Feldes sukzessive nach oben korrigiert, bis sie sich zum Ende der Lebensdauer des Feldes der ursprünglich ermittelten tatsächlichen und wahrscheinlichen Reserve annähert.

Aus diesem Grund entspricht die Differenz der Reserven 1973 und 2009 zuzüglich der in dieser Zeit erfolgten Förderung nicht den neuen Ölfunden in diesem Zeitraum, sondern der Summe aus neuen Funden und Höherbewertung alter Felder. Durch die Höherbewertung der alten Felder wurde ein Teil der wahrscheinlichen Reserve in die Kategorie der nachgewiesenen Reserve überführt.

Laut Statistik wurden im Zeitraum von 1973 bis 2009 etwa 730 Gb an Öl neu entdeckt [IHS 2006, ASPO 2009]. Somit wurden etwa 800 Gb in alten Feldern höher bewertet.

Diese Unterscheidung ist deshalb von Bedeutung, da die Höherbewertung von Ölfeldern dann erfolgt, wenn sie bereits erschlossen sind und das Fördermaximum meist schon überschritten haben. In einem Feld, das im Förderrückgang ist, hat die Höherbewertung jedoch kaum einen Einfluss auf das Förderprofil. Daher sind für die Frage, ob in Zukunft die Ölförderung ausgeweitet werden kann, vor allem neue noch nicht erschlossene Ölfelder relevant. Nur diese tragen nennenswert zur Produktionserhöhung bei.

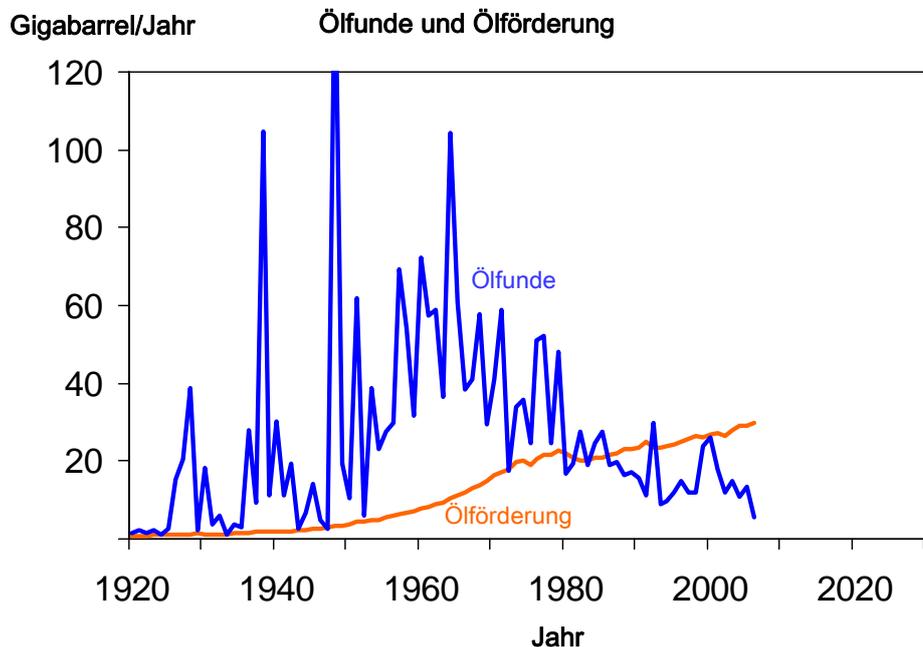
Dieser Sachverhalt wird konkret durch folgendes Beispiel illustriert: Die Ölreserven des größten US-amerikanischen Ölfeldes, Prudhoe Bay, wurden vom Explorationsgeologen im Jahr 1969 auf 15 Gb förderbaren Inhalt eingestuft. Dies beinhaltet die Summe aus nachgewiesener und wahrscheinlicher Reserve. Während der Erschließungsphase wurde in den Jahresberichten der Firma (BP) nur noch die nachgewiesene Reserve ausgewiesen. Diese betrug im Jahr 1975 kurz nach der Aufnahme der Förderung noch 9,6 Gb. In den folgenden Jahren wurde das Öl entnommen, aber die Summe aus entnommenem Öl und nachgewiesener Reserve stieg weiter an. Im Jahr des letzten verfügbaren Jahresberichts, 2005, betrug die Summe aus Reserven und Ölentnahme bereits 13,8 Gb. Die Entwicklung ist in Tabelle 4-1 dokumentiert. Die Summe aus kumulierter Förderung und Reserven entspricht idealerweise der Reservenabschätzung des Jahres 1969. Tatsächlich wird die entnommene Menge etwas niedriger als die anfangs errechnete nachgewiesene und wahrscheinliche Reserve (15 Gb) liegen.

Tabelle 4-1 Ölförderung und Reservebewertung (inkl. NGL) von Prudhoe Bay
Quelle: Reserven 1970 und 1975: [Gilbert 2002], sonstige Daten: eigene
Berechnung anhand von Jahresberichten [ANR 2006])

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005
Förderung (Mb/a)	1,2	2,87	556	569	486	340	217	140
Kumulierte Förderung [Gb]	0,001	0,01	1,55	4,36	7,09	9,16	10,5	11,3
Reserven (Gb)	15	9,6	8,22	7,15	5,53	3,07	3,02	2,5
Förderung+Reserve (Gb)	15	9,6	9,8	11,5	12,6	12,2	13,5	13,8

Von den Höherbewertungen der Felder müssen die Funde unterschieden werden. Abbildung 4-8 zeigt die Entwicklung der Ölfunde seit 1920 [IHS 2006/ASPO 2009]. Die Bewertung entspricht dem Kenntnisstand des Jahres 2006. Soweit diese bekannt war, wurde die nachgewiesene und wahrscheinliche Größe der einzelnen Ölfelder genutzt.

Es wird deutlich, dass das meiste Erdöl vor 1970 gefunden wurde. Insbesondere die weltgrößten Felder (Burgan in Kuwait im Jahr 1938 und Ghawar in Saudi Arabien im Jahr 1948) wurden bereits sehr früh gefunden. Diese beiden Felder beinhalten schon 6-7% allen bis heute gefundenen Erdöls. Bis dato kennt man weltweit etwa 50.000 Erdölfelder.



Source: IHS 2006, ergänzt durch ASPO Daten (für 2006), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH 2008

Abbildung 4-8 Historische Entwicklung der Ölfunde [IHS Energy 2006, ASPO 2008]

Mittelt man die jährlichen Fluktuationen aus, zeigt der Trend, dass bis 1960 eine Zunahme der jährlichen Ölfunde stattfand und seither eine deutliche Abnahme eingetreten ist. Dieses Erkenntnis lässt sich wie folgt zusammenfassen:

- Die größten Erdölfelder wurden bereits sehr früh mit relativ einfachen Methoden gefunden
- Das meiste Erdöl wurde vor 1970 entdeckt, seither lassen die Funde deutlich nach
- Ab 1985 übersteigt der Ölverbrauch die neuen Funde – seit dieser Zeit gehen also die Reserven zurück
- Erdölfunde haben nichts mit dem Ölpreis zu tun: Das meiste Öl wurde gefunden, als es billig war, trotz deutlich gestiegener Ölpreise gehen die Funde seit Anfang der 1970er Jahre tendenziell zurück

Die Aufsummation der jährlichen Funde ergibt die insgesamt gefundene Ölmenge. Diese ist in Abbildung 4-9 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Summe der Funde einem asymptotischen

Grenzwert entgegengieht. Die Differenz der bekannten Ölfunde zu diesem Grenzwert gibt das Potenzial für wahrscheinliche künftige Ölfunde.

Natürlich kann damit nicht die künftige gefundene Ölmenge prognostiziert werden, aber die Wahrscheinlichkeit des durch Trendextrapolation der Funde errechneten Wertes ist größer als eine Ressourcenabschätzung abgekoppelt von einer Betrachtung des historischen Trends.

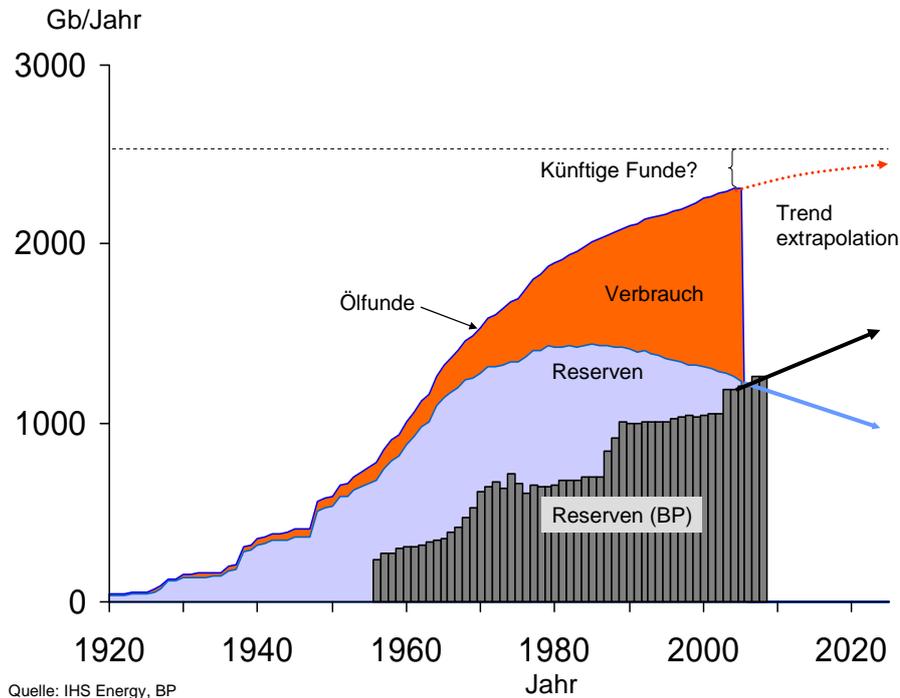


Abbildung 4-9 Entwicklung der Ölfunde, des Ölverbrauchs und der Ölreserven (ohne Teersande) [IHS 2006/ BP 2009]

Berücksichtigt man das bereits verbrauchte Erdöl, so ergibt sich die zeitliche Entwicklung der insgesamt verfügbaren Erdölreserven. Diese nehmen seit etwa 25 Jahren ab. Ebenfalls dargestellt ist die Entwicklung der nachgewiesenen Ölreserven, wie sie bereits besprochen wurde. Diese nehmen vor allem durch die jährlichen Höherbewertungen stetig zu.

Diese Darstellung bildet eine wesentliche Grundlage zur Diskussion der unterschiedlichen Sichtweisen:

- Die Extrapolation der zeitlichen Entwicklung der nachgewiesenen Reserven deutet auf ein weiteres Wachstum der Reserven hin.
- Die Extrapolation der zeitlichen Entwicklung der Funde und der daraus abgeleiteten Reserven deutet auf eine Sättigung der Neufunde und auf einen Rückgang der Reserven.

Im Detail bedürfen die hier abgeleiteten Aussagen noch einer kritischen Ergänzung. Beispielsweise sind die nachgewiesenen und wahrscheinlichen Ölreserven der einzelnen Felder und Regionen nicht so transparent wie hier dargestellt. Daher basiert die Kurve der Funde – abhängig von der Region – auf einer Mischung aus gut und weniger gut erhobenen Daten. Oft genug muss auch hier auf die nachgewiesenen Reserven als Grundlage zurückgegriffen werden. Jedoch werden im Unterschied zur Zeitreihe der nachgewiesenen Reserven Höherbewertungen der Reserven den einzelnen Feldern und damit der zeitlichen Entdeckung dieser Felder zugeordnet. Sie werden also rückdatiert auf das Jahr des Fundes. Diese Rückdatierung von Höherbewertungen bildet den Kern der unterschiedlichen Sichtweisen.

Begründet wird diese Rückdatierung damit, dass man mit dieser Analyse ja das Potenzial für künftige Funde ableiten will. Das zeitliche Muster der bisherigen Entdeckungen gibt einen recht guten Anhaltspunkt um künftige Erfolge abzuschätzen.

Wenn jetzt in einer Neubewertung alte Felder größer eingestuft werden, dann hebt das die gesamte Kurve leicht an. Damit wird zwar die absolute Angabe, wie groß die Funde und die zu machenden Funde sind, falsch – sie muss nach oben korrigiert werden. Aber die asymptotische Extrapolation und die Aussage für künftige Funde bleiben weitgehend erhalten.

Und genau diese Angabe ist wichtig für die Bewertung der künftigen Fördermöglichkeiten. Die Angabe, wie groß ein bereits erschlossenes Feld tatsächlich ist, beeinflusst hingegen die künftigen Fördermöglichkeiten kaum (siehe Abbildung 4-6).

Aus dieser unterschiedlichen Sichtweise ergibt sich auch eine weitreichende Konsequenz:

- Die Explorationsgeologen in den Unternehmen benutzen diese Art der Darstellung auf das Jahr der Entdeckung rückdatierter Ölmengen, um daraus das Potenzial für künftige Funde abzuleiten („yet to find“).
- Die alternative Sichtweise ist, die geologisch denkbaren Ressourcen als Basis zu nehmen und daraus abzuleiten, wie groß die Ressourcen sind. Diese Angabe ist jedoch ohne zeitlichen Zusammenhang und sagt erstmal gar nichts darüber aus, ob bzw. in welchem Zeitraum die denkbaren Ressourcen gefunden werden können.

Letztlich besteht noch eine weitere Unsicherheit, die derzeit vielleicht am Schwersten wiegt: Die Qualität der übermittelten Reservedaten ist intransparent, folgt nicht allgemein gültigen Standards – auch wenn diese existieren und deren Einhaltung selbstredend unterstellt wird – sondern eher politischen oder wirtschaftstaktischen Motiven und ist nur bedingt nachprüfbar.

Ein Beispiel für diese Problematik lieferte die Firma Shell: Im Jahre 2003 mussten nach einem externen Audit und Intervention der Börsenaufsichtsbehörde die als nachgewiesen berichteten Erdöl- und Erdgasreserven um etwa 20% abgewertet werden. In der Folge führte dies zum Rücktritt des Vorstandsvorsitzenden, unter dessen Amtszeit als Leiter der

Explorationsabteilung diese falschen Bewertungen vorgenommen worden waren [NYT 2004, MM 2004, Shell 2007]. Nicht zuletzt wegen seiner Explorationserfolge war er in die engere Auswahl des neuen Vorstandsvorsitzenden gekommen. Seit dieser Zeit ist die Deutungshoheit der Ölfirmen über die Reservestatistiken schwer erschüttert.

Auch wenn Transparenz bei börsennotierten Firmen wenigstens teilweise gegeben ist – immerhin ist dieser Betrug aufgeflogen –, so zeigen jedenfalls die Reservebewertungen staatlicher Ölfirmen eine ganz andere Logik. Beispielsweise wurden die Reserven der Firma Saudi Aramco über viele Jahre konstant gehalten, dann im Jahr 1990 um 50% erhöht und seitdem werden Jahr für Jahr oft bis auf die Stelle hinter dem Komma identische Reservezahlen übermittelt.

Diese Angaben zeigen auch nicht ansatzweise eine Koinzidenz mit der Zeitreihe der Ölfunde. Fast alle Reserveangaben der OPEC-Staaten des Mittleren Ostens zeigen ein ähnliches Verhalten. In Summe wurden diese Reserven innerhalb von 3 Jahren von etwa 300 Gb auf über 600 Gb höherbewertet, wie man Abbildung 4-7 entnehmen kann.

Heute muss man davon ausgehen, dass die Reserven dieser Staaten deutlich überbewertet sind [Owen 2010]. Saudi Arabien kommt dabei eine Schlüsselrolle zu. Heute beruht dessen Förderung zur Hälfte auf der Förderung des bereits erwähnten Ölfeldes Ghawar. Wenn dieses Feld in den Förderrückgang geht, wird das vermutlich den unvermeidlichen Förderrückgang der ganzen Region einleiten. Tatsächlich zeigt eine ausführliche Analyse von wissenschaftlichen Veröffentlichungen, Interviews von vor Ort arbeitenden Bohringenieurern und alter Statistiken, dass dieses Feld inzwischen in der Förderrate nachlässt [Simmons 2003]. Noch kann der Förderrückgang der gesamten OPEC-Staaten in den vergangenen Jahren aber unterschiedlich interpretiert werden:

Entweder drosselte die OPEC ihre Förderung, um den Ölpreis niedrig zu halten, oder aber weil man die Förderung nicht mehr ausweiten kann. Saudi Arabien hat seit 2005 die Förderung nicht mehr ausgeweitet, obwohl die steigenden Marktpreise bis Mitte 2008 genügend Anreiz hierfür geboten hätten. Das legt die Vermutung nahe, dass eine Ausweitung über diesen Wert hinaus nicht möglich war.

Fachleute vermuten, dass die Ölreserven Arabiens bis zur Höherbewertung im Jahr 1990 weitgehend der Realität entsprachen. Das aber würde bedeuten, dass man von dem damals berichteten Wert die Fördermengen der letzten 20 Jahre abziehen muss. In der Konsequenz würden die Reserven damit eher 140-160 Gb Öl betragen anstatt der berichteten 260 Gb.

Immer lauter werden die Stimmen, die davon ausgehen, dass die OPEC-Reserven manipuliert sind. In der Konsequenz muss man damit rechnen, dass die Weltölreserven um etwa ein Drittel zu hoch angenommen werden. [Owen 2010]

Für die globale Analyse der künftigen Ölförderung sind somit mehrere Fälle zu betrachten:

- Regionen nach dem Maximum: Für diese kann die Analyse wie in 4.1 dargestellt durchgeführt werden. Für diese Regionen dient die Angabe der Reserven lediglich zur Bestätigung der Einordnung und zur Abschätzung des langfristigen Potenzials. Kurz- und mittelfristig wird der Förderrückgang durch die Analyse der erschlossenen Felder bestimmt.
- Regionen am und vor dem Fördermaximum: Zur Beurteilung ist neben den Förderprofilen die Kenntnis der Reserven ausschlaggebend. Darüber hinaus ist eine Einschätzung der Belastbarkeit der Angaben notwendig. Diese kann am ehesten durch langjährige Beobachtung von Förderprofil und Kommunikation des Eigentümers der Förderlizenz gewonnen werden.

4.4 Historische Förderung und Extrapolation

Am Beispiel von Großbritannien werden die grundsätzlichen Muster der Ölförderung, wie sie in 4.1 erklärt wurden, erläutert (siehe Abbildung 4-10). Diese Analyse wurde vor fast zehn Jahren durchgeführt und in der Zwischenzeit durch die reale Entwicklung bestätigt [Zittel 2001].

In der Frühphase der Ölförderung werden die größten und profitabelsten Felder einer Region erschlossen. In Großbritannien wurden in den ersten fünf Jahren insgesamt 13 Ölfelder erschlossen, diese stellen bis heute fast die Hälfte der gesamten Ölförderung. Die Förderung konnte damit innerhalb weniger Jahre ausgeweitet werden. In der zweiten Phase von 1980-1984 wurden ähnlich viele Felder erschlossen. Allerdings sind diese bedeutend kleiner als die zuerst erschlossenen Felder. Die rasante Förderausweitung kommt ins Stocken und 1985 ist ein erstes Fördermaximum erreicht. Die Förderung beginnt zurückzugehen. Zwischen 1985 und 1989 werden so viele Felder erschlossen wie in den zehn Jahren zuvor. Allerdings ist deren Beitrag nochmals deutlich kleiner, sodass diese Felder einen Förderrückgang nicht verhindern können.

Zusätzlich zum geologisch-technischen Problem ereignete sich im Jahr 1988 auf der Plattform „Piper Alpha“ ein schwerwiegender Unfall mit vielen Opfern. Dies führte zu lange anhaltenden Fördereinschränkungen. Aufgrund der Vernetzung mit benachbarten Bohrplattformen breitete sich das durch den Unfall verursachte Feuer auf andere Felder aus. Dadurch bedingt erlebte die Förderung einen tiefen Einbruch. Erst als diese Phase Anfang der 1990er Jahre überwunden war, wurde die Förderung wieder ausgeweitet. Die Regierung gab zusätzlich steuerliche Anreize, um die weniger rentablen kleineren Felder zu erschließen. In der Phase von 1990 bis 1994 wurden 43 neue Felder erschlossen. Diese „Überaktivität“ nach längerer Förderbeschränkung bewirkt, dass die Förderung von Großbritannien nochmals deutlich ansteigen konnte und bis 1995 sogar das Niveau der ersten Jahre wieder erreicht. Allerdings wurde diese Anstrengung teuer erkauft, denn der Förderrückgang der alten Felder addierte sich mit dem Förderrückgang der jüngeren schnell

ans Fördermaximum gelangten Ölfeldern. Auch im Zeitraum 1995-1999 wurde ähnlich viel Öl, allerdings aus 50% mehr Feldern, auf den Markt gebracht wie in der vorhergehenden Phase. Die Gesamtförderung konnte sogar noch gesteigert werden. Aber in den kommenden Jahren wurden wesentlich weniger neue Felder erschlossen, da die Erdölfunde zurückgehen. Zudem sind die neu entdeckten Felder bereits sehr klein. Daher hat dies nur noch eine geringe Auswirkung auf die Gesamtförderung der Region.

UK Ölförderung: Neue Ölfelder werden immer kleiner

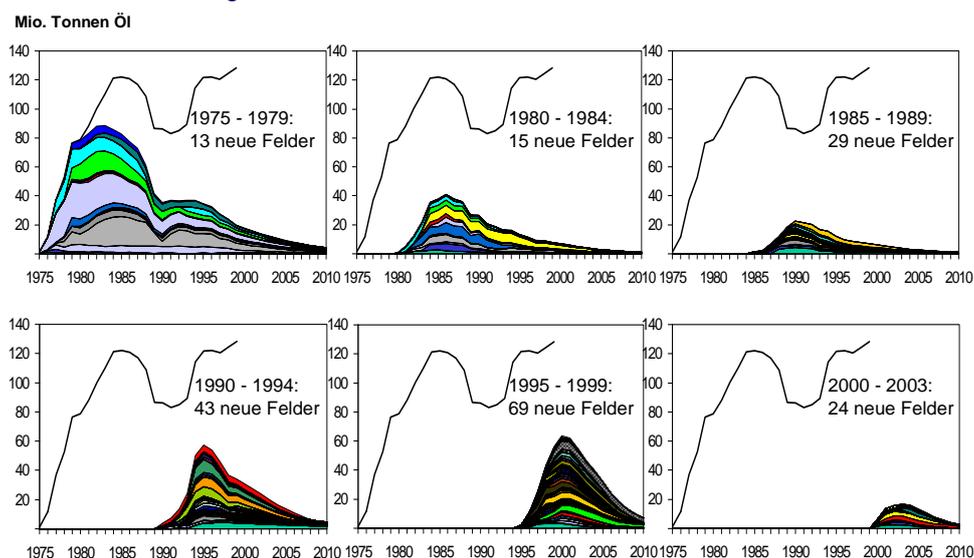
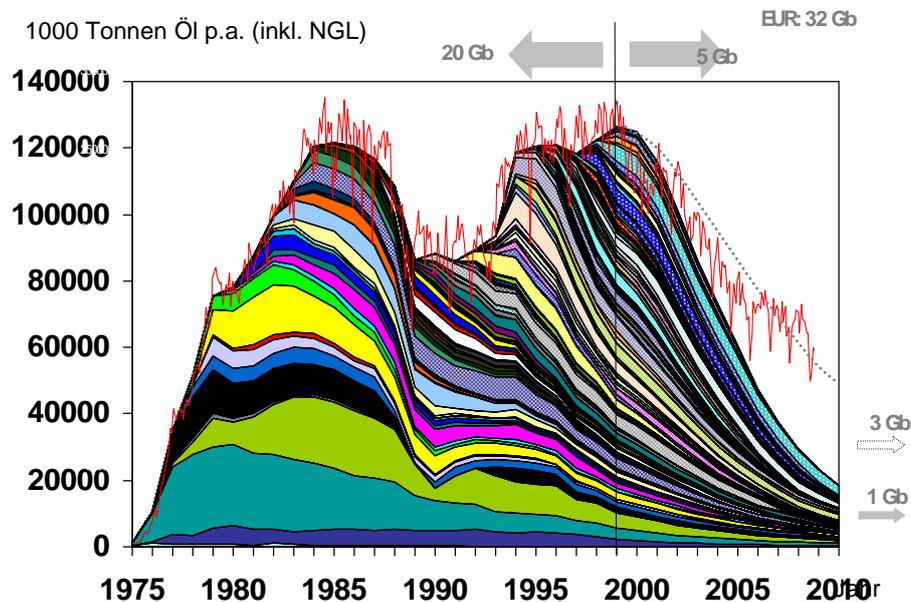


Abbildung 4-10 Förderbeitrag aus den verschiedenen Phasen der Ölförderung in Großbritannien [Zittel 2001]

Der Förderbeitrag der in Abbildung 4-10 einzeln aufgeführten Felder der unterschiedlichen Entwicklungsphasen ist in Abbildung 4-11 zum Gesamtbeitrag überlagert. Man erkennt das typische Muster des stärker werdenden Produktionsrückgangs der immer kleiner werdenden und in immer kürzerem Abstand erschlossenen Felder. Im Jahr 1999, als der Ölpreis um 10 USD/Fass lag, erreichte Großbritannien das Fördermaximum. Anhand dieser Analyse konnte man damals bereits erwarten, dass die Ölförderung von Großbritannien bis 2010 auf ca. 40% der Maximalförderung zurückgehen werde.

Der in der Grafik gepunktet eingezeichnete Bereich zeigt den Anteil der vermutlich innerhalb dieser Zeit erschlossenen, bereits damals bekannten Ölfelder. Die rote Kurve zeigt zum Vergleich die reale Entwicklung der monatlichen Förderung bis zum Jahresende 2009.

Tatsächlich folgte die Förderung mit Fluktuationen der vor 9 Jahren prognostizierten Förderkurve und liegt heute recht genau auf dem damals erwarteten Wert.



Datenquelle: Department of Trade and Industry, 2000
Produktionsprognose: LBST 2001

Abbildung 4-11 Feld für Feld-Analyse der Ölförderung von Großbritannien aus dem Jahr 2001 und Vergleich mit der tatsächlichen bisherigen Förderentwicklung

Auch für Norwegen wurde damals ein Fördermaximum prognostiziert, das wie in der Studie angenommen im Jahr 2001 auch eingetreten ist [Zittel 2001].

Für eine weltweite Analyse kann man ähnlich der Sortierung der Felder in der Regionalanalyse die einzelnen Regionen selbst entsprechend ihres Förderstadiums sortieren.

Abbildung 4-12 zeigt das Ergebnis dieser Analyse. Österreich erreichte als eines der ersten Förderländer bereits 1957 das Fördermaximum. Nur ein Jahrzehnt später folgte Deutschland. Da beide Staaten nur auf sehr niedrigem Niveau Erdöl förderten, war dieses Ereignis außer für die Förderstaaten selbst bedeutungslos.

Bedeutend aber war das Erreichen des Fördermaximums von Texas und der gesamten USA im Jahr 1970. Dies aus mehreren Gründen:

- Bis dahin waren die USA weltweit der bedeutendste Förderstaat, der sich zudem weitgehend selbst mit Erdöl versorgen konnte. Das Erreichen des Fördermaximums mit dem anschließenden Förderrückgang bedeutete für das amerikanische Selbstbewußtsein einen Schock. Vor diesem Hintergrund erreichte die 1972

veröffentlichte Studie des Club of Rome „ Die Grenzen des Wachstums“ eine große Aufmerksamkeit [Meadows et al. 1972].

- Damit wurden die Importe für die USA wichtig. Die texanische Kartellbehörde reagierte am 16. März 1972 mit einer Aufforderung an alle Mitgliedstaaten, die Förderung an die Kapazitätsgrenze hochzufahren [RRC 1972]. Im historischen Rückblick mutet dies so an, als wäre die Kartellbehörde sich der Bedeutung des Fördermaximums wohl bewusst gewesen und hätte eine nahende Bedrohung abzuwenden gesucht.
- Die steigende Importabhängigkeit bildete die Voraussetzung für den Effekt des im folgenden Jahr von Saudi Arabien und den OPEC-Staaten angekündigten Ölembargos.
- Letztlich aber war es auch für die Weltölversorgung von Bedeutung, dass der größte Ölversorger vom Export- zum Importland mutierte. Damit wurde es schwieriger wenn nicht gar unmöglich, die vorher erreichten Wachstumsraten der Erdölförderung von 6-8% pro Jahr weiter aufrechtzuerhalten. Die Ölpreiskrise der 1970er Jahre kann als Systemreaktion, ausgelöst durch ein erstes Anstoßen an Ressourcengrenzen interpretiert werden. In der Folge kippte die weltweite Ölversorgung in eine neue Phase mit wesentlich geringeren Wachstumsraten.

Ab diesem Zeitpunkt war auch das weitere Förderprofil der USA mit einem Rückgang von 2-3% pro Jahr annähernd vorgegeben. Größere Abweichungen davon wurden nur dadurch möglich, dass neue Regionen für die Ölförderung erschlossen wurden: In den 1970er Jahren war es Alaska, in den späten 1980er Jahren war es der tiefere Teil des Golf von Mexiko. Doch diese Entlastung war zeitlich begrenzt. Alaska überschritt 1989 das Fördermaximum, der Golf von Mexiko vermutlich 2002. Die Auswirkungen werden nicht dadurch verändert, dass die US-amerikanische Regierung den Offshore-Bereich vor der Ostküste der USA zur Exploration freigibt oder nicht. Der zeitliche Vorlauf um diese Regionen zu explorieren und zu erschließen ist zu lange und das Potenzial zu klein, um einen nennenswerten Einfluss auszuüben.

Kanada und Indonesien waren weitere wichtige Förderstaaten, die bereits in den 1970er Jahren das Fördermaximum überschritten. International bedeutend wurde das Fördermaximum von Venezuela (1998), vor allem aber der Nordsee (Großbritannien 1999, Norwegen 2001). Zu diesem Zeitpunkt betrug der Anteil der Offshore-Förderung in den Nicht-OPEC-Staaten bereits 40% und dies war auch der einzige Bereich, in dem die Förderung noch deutlich ausgeweitet wurde. Mit Erreichen des Fördermaximums der Nordsee stagnierte die Gesamtförderung aus den Staaten außerhalb der OPEC und begann bald danach zurückzugehen. Auch der weitere Förderanstieg in Mexiko konnte diesen Rückgang nicht ausgleichen, seit dem Jahr 2004 geht auch dort die Förderung rasch zurück und verstärkt den Rückgang.

Im Jahr 2000 begann der Ölpreis die Aufwärtsfahrt von etwas über 10\$ je Fass auf über 140 \$ je Fass bis zum Sommer 2008 (siehe Abbildung 3-1). Dies nährt den Verdacht, dass

zwischen dem Erreichen des Fördermaximums der Nordsee und den stetig größer werdenden Fluktuationen am Ölmarkt mit steigendem Ölpreis ein direkter Zusammenhang besteht.

In Abbildung 4-12 sind im linken Bildteil, abgesehen von unbedeutenden Förderstaaten, alle Regionen eingetragen, die ihr Fördermaximum bereits überschritten haben. Ähnlich wie bei der regionalen Feld für Feld Analyse sorgt jeder neu hinzukommende Staat für eine Verstärkung des Förderrückgangs dieser Staaten in Summe.

Am rechten Bildrand sind die Staaten vor dem Fördermaximum notiert. Dazwischen ist eine Gruppe von Förderstaaten eingetragen, die vermutlich in der Nähe oder am Fördermaximum sind.

Aus der Trendfortschreibung der Förderung der Regionen nach dem Fördermaximum kann man den weiteren Förderverlauf mit großer Verlässlichkeit fortschreiben und mittels einer Analyse für jeden Förderstaat die weltweite Ölförderung für die nächsten Jahrzehnte prognostizieren.

Die Förderung wurde unterteilt in „Rohöl und Kondensate“ und Flüssiggase („Natural Gas Liquids“ oder kurz NGL), da man in einer Gesamtanalyse sicherstellen muss, dass der Beitrag der NGL nicht als Erdgasförderung doppelt gezählt wird. Zusätzlich wurde der Beitrag von unkonventionellem Erdöl aus Bitumen (Teersand bzw. Ölsand) in Venezuela und Kanada abgespalten und getrennt dargestellt.

Die weltweite Ölförderung 1900 - 2009 (Rohöl, Kondensat, NGL, Schweröl, Teersand)

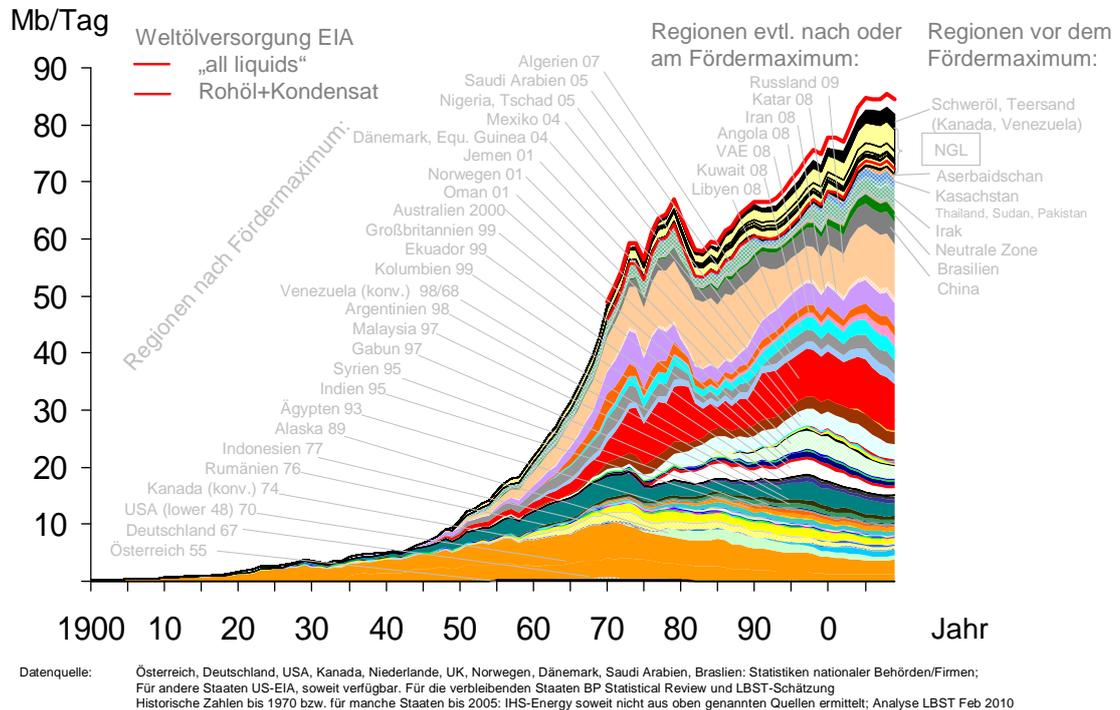


Abbildung 4-12 Analyse der weltweiten Ölförderung. Die Regionen sind entsprechend des Jahres ihres Fördermaximums sortiert.

Als jeweils rote Kurve ist die Gesamtsumme für konventionelles Rohöl inkl. Kondensat (dünne rote Kurve) und aller Flüssigölanteile (dicke rote Kurve) anhand der Statistik der US-Energiebehörde (EIA) dargestellt. Diese Kurve liegt etwa 2-3 Mio. Fass Tagesförderung über der hier durchgeführten Einzelanalyse. Diese Differenz ist auf den Anteil der Agrokraftstoffe (v.a. Ethanol) und auf „processing gains“ bei der Abtrennung und Herstellung von Flüssiggasen zurückzuführen.

Von Relevanz für die künftige Entwicklung ist, ob Saudi Arabien das Fördermaximum überschritten hat – bisher lag es im Jahr 2005 – oder nicht. Noch vor fünf Jahren wurde dies mit Verweis auf die großen Reserven von 262 Gb heftig bestritten. Doch in den letzten Jahren wurden viele Diskussionen geführt und Analysen vorgestellt, die Presseerklärungen und Reaktionen von Aramco beobachtet. Selbst ehemals führende Vertreter von Aramco äußern sich inzwischen wie folgt: „[World oil] reserves are confused and in fact inflated. Many of the so called reserves are in fact resources. They’ re not delineated, they’ re not accessible, they’ re not available for production“ [Husseini 2007] und Kronprinz Abdullah

verstärkte diesen Verdacht mit seiner Äußerung „ The oil boom is over. All of us must get used to a different life style “ [Abdullah 2007]

Bereits 2005 äußerte der algerische Ölminister, dass die OPEC die Kontrolle über den Ölpreis verloren habe: „ There is not much what we can do“ [Schoen 2005]. Dieses Eingeständnis erinnert sehr an die Äußerungen der RRC im Jahre 1972 nach Überschreiten des texanischen Fördermaximums.

Die Zweifel an den arabischen Ölreserven werden nicht zuletzt auch dadurch genährt, dass Saudi Aramco in jüngster Zeit seine Explorationsausgaben im schwierigen und teuren Offshore-Bereich sowohl im arabischen Golf [Williams 2010] als auch gemeinsam mit Petrobras vor der Küste Brasiliens erhöht hat [Baxter 2009]. Es bleibt die Frage, warum diese Aktivitäten notwendig sind, wenn man über große Ölreserven verfügt, die man angeblich nur „ aufdrehen müsse“ .

Auch die Erschließung der bereits vor Jahrzehnten entdeckten geologisch schwierigen Ölfelder Kurais und Safaniah erfordert hohe Investitionen und verzögerte sich [Worth 2008]. All diese Beobachtungen legen es nahe anzunehmen, dass Saudi Arabien am Fördermaximum ist, wenn es nicht bereits im Jahr 2005 überschritten wurde, wie die Förderdaten vermuten lassen.

Abbildung 4-13 zeigt das Ergebnis der Analyse der Weltölförderung. Neben der diskutierten Unsicherheit für Saudi Arabien existiert eine weitere Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung der Staaten vor dem Fördermaximum, insbesondere von Brasilien, Kasachstan und der unkonventionellen Ölförderung aus Teersanden (Bitumen). Für die Einschätzung dieser Staaten wurden die Entwicklungspläne der großen Felder für die kommenden 20 Jahre zugrunde gelegt. Für die Ermittlung des langfristigen Förderpotenzials wurde die kumulative Förderung an die Reserven zuzüglich einer Extrapolation noch zu machender Funde angepasst.

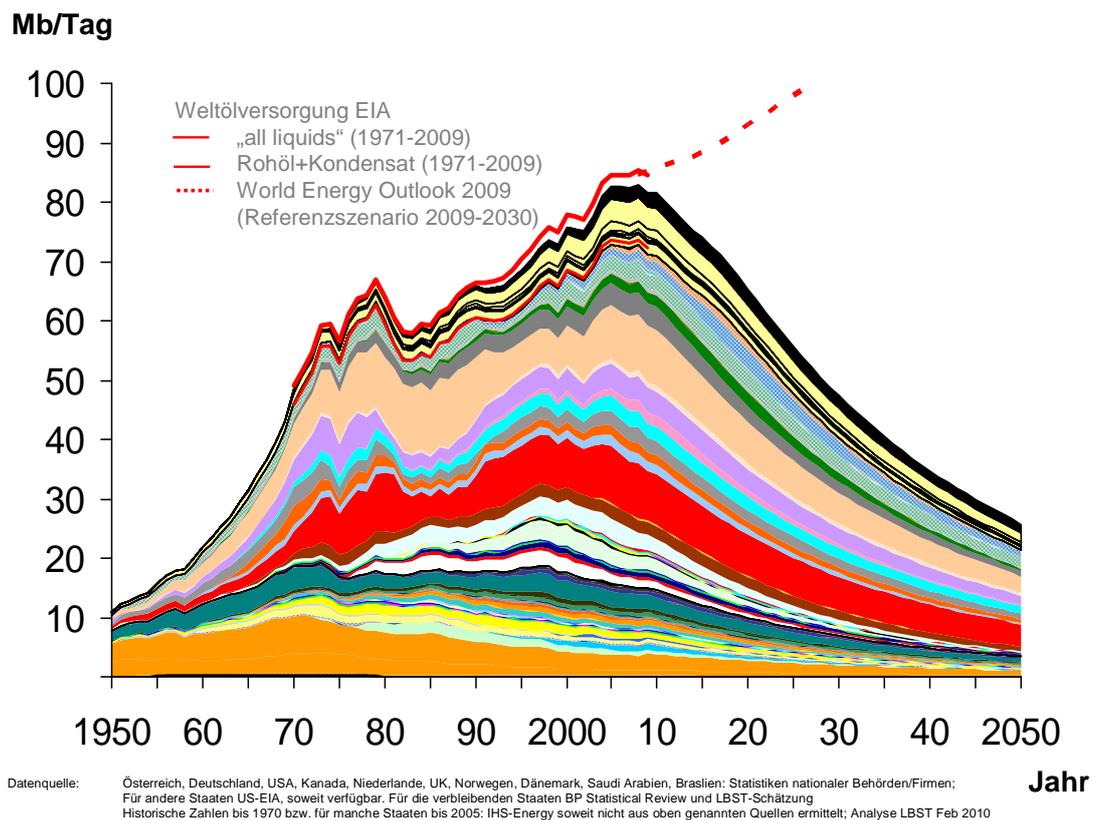
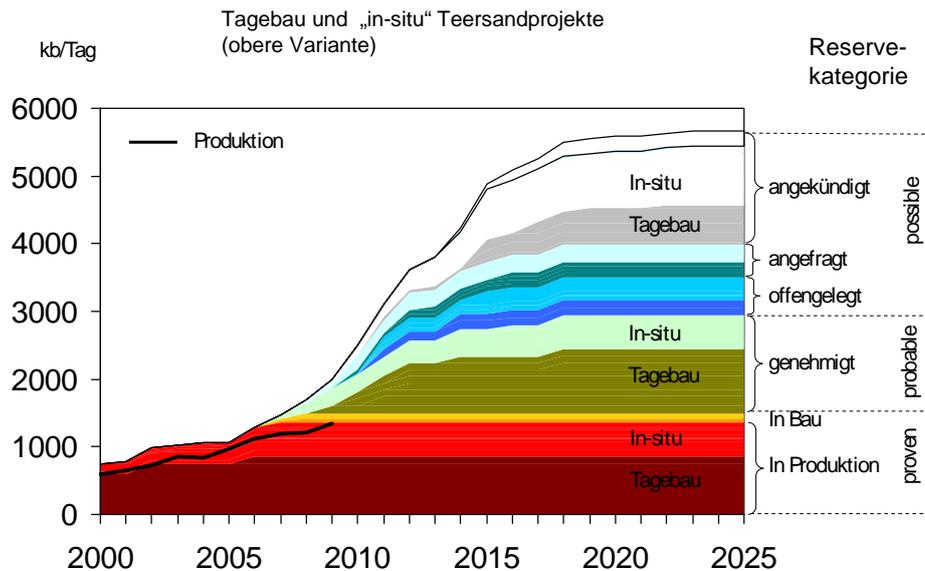


Abbildung 4-13 Plausibles Szenario der weltweiten Ölförderung bis 2050 unter Fortschreibung von länderspezifischen Trends; die rot gestrichelte Kurve gibt das Referenzszenario des World Energy Outlook 2009 bis zum Jahr 2030; (all liquids= Rohöl, Kondensat, „Natural gas liquids“, Schweröl, „Processing gains“, Agrokraftstoffe)

Das Förderprofil für Teersande wurde insbesondere bis 2030 an die bestehenden, in Bau befindlichen und eingereichten Projekte zu deren Erschließung angepasst. Abbildung 4-14 zeigt alle Projekte, die bis Ende 2007 bekannt waren. Diese wurden ihrem Entwicklungsstadium entsprechend in sichere, wahrscheinliche und mögliche Reserven unterteilt. Für die Hochrechnung wurde nur die Erschließung der sicheren und wahrscheinlichen Reserven zugrundegelegt.

Die Abbildung zeigt neben der geplanten Förderkapazität auch die tatsächliche Entwicklung der Teersandförderung bis Ende 2009. Diese bleibt hinter der Kapazitätsplanung zurück. Gerade in den letzten beiden Jahren zeigte sich, dass die kostenintensive Erschließung der Minen deutlich dem geplanten Zeitverlauf hinterherhinkt.



Source: Existing and proposed Canadian Commercial Oil Sand Projects, R.B. Dunbar, June 2007

Abbildung 4-14 Kanadische Teersandprojekte: Ankündigungen und Realität [Dunbar 2007; NEB 2010]

Abbildung 4-13 legt nahe, dass die Förderung nach Überschreiten des Fördermaximums schnell zurückgehen wird. Alte Fördergebiete auf dem Festland zeigen Rückgangsraten von 2-4% pro Jahr, wohingegen im Offshore-Bereich typische Rückgangsraten bei Einzelfeldern bis oder sogar über 10% pro Jahr betragen können. Für die Regionen in der Nordsee oder im Golf von Mexiko liegt der kumulierte Förderrückgang bei 6-8% pro Jahr.

Die zentralen Aussagen dieser Analyse sind:

- Das weltweite Ölfördermaximum (Peak Oil) wurde mit großer Wahrscheinlichkeit im Jahr 2008 überschritten. Ihm war seit 2005 eine Phase stagnierender Ölförderung trotz der um den Faktor 3-4 steigenden Ölpreise vorausgegangen.
- Nach Überschreiten des Fördermaximums wird die weltweite Ölförderung vermutlich mit ca. 3% pro Jahr zurückgehen. Dieser Förderrückgang wird die weltweit verfügbare Ölmenge im Jahr 2030 auf etwa die Hälfte der heutigen Menge reduzieren.

Ob diese Vorausschau richtig ist, wird sich relativ bald zeigen: Entweder wird sich die weltweite Wirtschaft in den kommenden beiden Jahren bei steigendem Ölverbrauch erholen und dieses Szenario widerlegen oder der steigende Ölpreis wird den Aufschwung einbremsen und an die sinkenden Förderquoten anpassen, wie auch immer die Rhetorik und die Interpretationen lauten werden.

Eine dritte Entwicklungsmöglichkeit besteht darin, dass die Ölförderung bei sinkendem Preis zurückgehen wird, ohne dass das wirtschaftliche Wachstum eingebremst würde. Das würde darauf hindeuten, dass diejenigen richtig lägen, die einen „Peak of Demand“ erkennen wollen, der durch den freiwilligen Verzicht auf weiteren Ölverbrauch und durch proaktiven Umstieg auf alternative Energietechnologien getrieben wäre.

In jedem Fall aber ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass die weltweite Ölförderung an ihr Maximum gekommen ist und die Förderung künftig zurückgeht. Auf dieses Szenario sollte man vorbereitet sein,

4.5 Auf dem Weltmarkt verfügbare Ölmengen

Ein zusätzlicher Aspekt der fortschreitenden Ölförderung ist, dass die Ölexportstaaten gerade bei einer Verknappung von Erdöl finanziell profitieren werden. Dies kann dazu führen, dass dort der heimische Ölkonsum noch wesentlich länger ansteigt als in den von Importen abhängigen Verbraucherstaaten.

Das aber wiederum bedeutet, dass die verfügbaren Exportmengen wesentlich schneller zurückgehen werden als die Fördermengen. Insbesondere Staaten, die bereits über dem Fördermaximum sind, werden schnell vom Ölexporteur zum Ölimporteur mutieren.

Abbildung 4-15 zeigt zwei aktuelle Beispiele: Indonesien gehörte bis vor wenigen Jahren der OPEC an. Seit die Ölimportmengen die Exporte übersteigen, wäre es gegen die eigenen Interessen des Landes, einem Kartell der Ölexporture anzugehören – im Gegenteil, der ehemalige Vorteil hoher Ölpreise verkehrt sich mit dem Wechsel zum Importeur schlagartig in einen Nachteil. Konsequenterweise folgte im Jahr 2008 der Austritt aus der OPEC, parallel dazu wurde die Subvention des heimischen Ölverbrauchs gestrichen, da sie dem Staat zu kostspielig wurde [Musch-Borowska 2008].

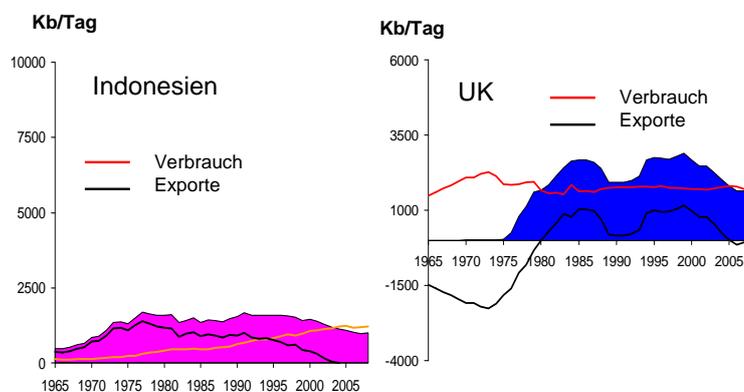


Abbildung 4-15 Ölförderung, Verbrauch und Export- bzw. Importmengen von Öl [BP 2009]

Das Erreichen des Fördermaximums in Großbritannien führte bei stagnierendem heimischen Verbrauch zu stetig sinkenden Exporten. Bereits 5 Jahre nach Erreichen des Fördermaximums wechselte Großbritannien im Jahr 2005 von einem der wichtigsten Ölexportstaaten zum Ölimporteuer mit entsprechender Konsequenz für die nationale Handelsbilanz.

Abbildung 4-16 zeigt diese Verhältnisse für einige wichtige Ölexportstaaten. Insbesondere der in Saudi Arabien stark steigende Ölkonsum reduziert die Exportmengen. Im Jahr 2008 lag der Ölexport bereits 7% unter dem Wert von 2005. Im Iran sinken die Exportmengen trotz leicht gestiegener Fördermengen seit 2003. Besonders aber in Venezuela und Mexiko zeigt sich, wie schnell die Exportmengen nach Überschreiten des Fördermaximums zurückgehen, falls parallel der heimische Verbrauch weiter zunimmt. In Mexiko haben sich die Exportmengen gegenüber 2004 bereits um 40% reduziert.

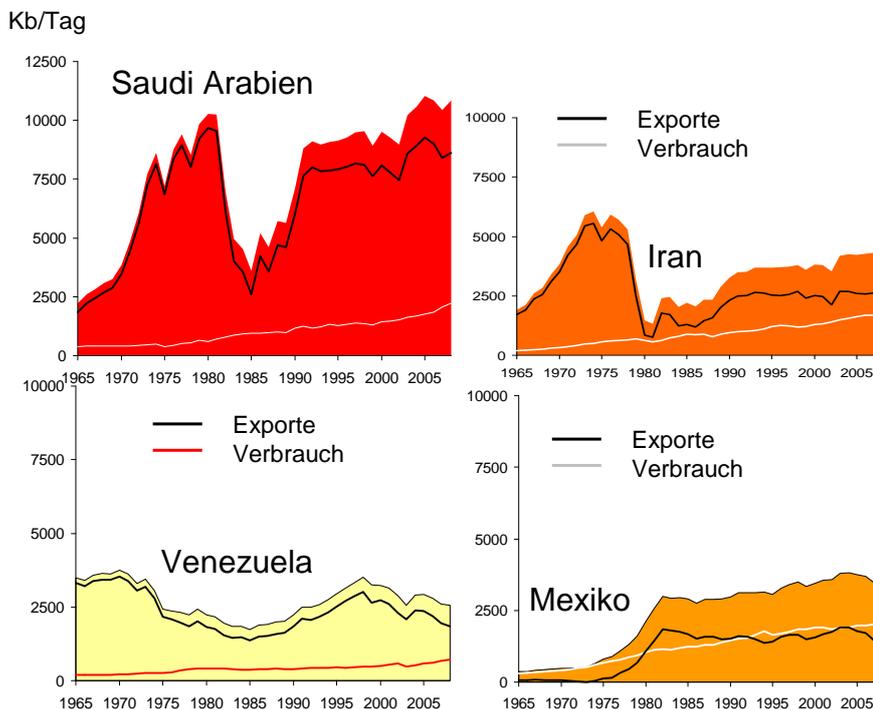


Abbildung 4-16 Ölförderung, Verbrauch und Export- bzw. Importmengen wichtiger Ölförderstaaten [BP 2009]

Eine Extrapolation dieser Trends und Analyse aller Förderregionen lässt es wahrscheinlich werden, dass um das Jahr 2030 nur noch unbedeutende Mengen Erdöl nach Mitteleuropa gelangen, und diese nur zu ungewöhnlich hohem Preis.

Eine genauere Analyse erfordert allerdings die Berücksichtigung von Nachfragereaktionen auf steigende Ölpreise. Dies zu modellieren ist Anliegen eines späteren Kapitels.

Dennoch kann man bereits an dieser Stelle eine qualitative Schlussfolgerung ziehen:

- Im Jahr 2030 wird Mitteleuropa nur noch geringe Mengen Erdöl zu überproportional hohen Kosten importieren

4.6 Vergleich mit anderen Analysen und Diskussion des World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur

Aus einer globalen langfristigen Perspektive betrachtet ist es unwichtig, das exakte Jahr des Fördermaximums zu benennen. Aufgrund der Datenunsicherheit kann es auch nicht mit Sicherheit prognostiziert werden. Wichtiger ist es, die dafür kausalen Strukturen zu verstehen um zu begreifen, dass mit jedem Jahr die Fördersituation schwieriger werden wird.

Sollte die Ölförderung tatsächlich nochmals ansteigen, so sollte man dies nicht als Beweis dafür werten, dass die Situation entspannt sei. Tatsächlich bedeutet es, dass wieder versäumt wurde, ein Jahr für einen gleitenden Übergang weg von fossilen Energieträgern zu nutzen. Damit nimmt auch die Wahrscheinlichkeit dafür zu, dass der Förderrückgang in den folgenden Jahren umso stärker ausfallen und die Wirtschaft in noch größerer Ölabhängigkeit getroffen wird.

4.6.1 Die Sichtweise der ASPO (Colin Campbell)

Seit der ausführlichen Analyse aus dem Jahr 1995 warnten der britische Geologe Colin Campbell (u.a. ehemals Vizepräsident von Fina Norwegen) und der französische Geologe Jean Laherrere (ehemals bei Total) zunehmend vor dem bevorstehenden Ölfördermaximum. Damals hatten sie das Fördermaximum von konventionellem Erdöl im Zeitraum 2000-2010 erwartet. Die Unsicherheit führten sie auf die unsichere Datenlage hinsichtlich der Reservezahlen der OPEC-Staaten zurück [Campbell 1995]. Tatsächlich wurde im Jahr 2005 mit 73,7 Mb/Tag die bisher höchste Förderrate von Rohöl und Kondensat erreicht [EIA 2010]. Bis Ende 2009 ist die konventionelle Ölförderung um 2% zurückgegangen. Nur bei Berücksichtigung aller „Ölarten“ (NGL, Agrofuels, „processing gains“) ist die Gesamtförderung aller flüssigen Kohlenwasserstoffe von 84,6 Mb/Tag im Jahr 2005 auf 85,4 Mb/Tag im Jahr 2008 angestiegen [EIA 2010]. Die Förderung von Erdöl jedoch liegt seit 2005 praktisch auf einem Plateau, wobei der stärker werdende Förderrückgang der Mehrzahl der Staaten durch eine Ausweitung der Produktion in immer weniger Staaten ausgeglichen wurde.

Dass z.B. Saudi Arabien seit 2005 die Förderung und erst recht die Exporte trotz eines Ölpreisanstieges für Arabian Light von 49 USD/Fass im Jahr 2005 auf 94 USD/Fass im Jahr 2008 nicht erhöht, sondern abgesenkt hat, deutet sehr stark auf externe, nicht-ökonomische Zwänge hin.

Seit dem Jahr 2000 aktualisiert Colin Campbell seine Szenariorechnungen mit neuen Daten unter Einbeziehung unkonventioneller Ölarten. Im April 2009 veröffentlichte er das letzte

Update mit einem Fördermaximum aller flüssigen Kohlenwasserstoffe im Jahr 2008 [Cambbell 2009].

4.6.2 Die Sichtweise der ASPO (Kjell Aleklett, Universität Uppsala)

Die Arbeitsgruppe um Kjell Aleklett an der Universität von Uppsala veröffentlichte im Jahr 2007 eine ausführliche Analyse der künftigen Ölförderung [Robelius 2007]. Für alle großen Ölfelder wurden detaillierte Förderprofile erfasst und deren weiterer Verlauf berechnet. Die Berücksichtigung aller bekannten Ölfunde und deren zeitnahe Entwicklung führte zu dem Ergebnis, dass die maximale Ölförderung zwischen 2005 und 2014 erreicht werde. Das Förderniveau werde zwischen 83 und 94 Mb/Tag liegen. Je nach Annahme, wie schnell die Felder erschlossen werden und wie viel Öl zu entnehmen ist, werde die Ölförderung im Jahr 2050 zwischen 25 und 50 Mb/Tag liegen. Diese Analyse stellt bis heute die detaillierteste Berechnung der künftigen Ölförderung dar.

Das in der vorliegenden Studie abgeleitete Förderprofil (Abbildung 4-13) erwartet die Ölförderung im Jahre 2050 bei 26 Mb/Tag. Grundlage ist die Fortschreibung von regionalen Trends wie oben beschrieben.

4.6.3 Die Sichtweise der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

In Deutschland veröffentlichte der Leiter der Ressourcenabteilung innerhalb der BGR, Karl Hiller, im Jahr 1998 einen Aufsatz, der die Sichtweise von Colin Campbell teilt und sich in folgendem Zitat zusammenfassen lässt: „Therefore trouble lies ahead“ [Hiller 1998]. Peter Gehrling, der die Abteilung in den folgenden Jahren leitete, war Mitglied von ASPO und teilte die Auffassung eines Fördermaximums vor 2015 [BGR 2005]. Heute ist er innerhalb der BGR für ein anderes Thema zuständig. Der jetzige Leiter, Hilmar Rempel, sieht die Situation wesentlich entspannter und erwartet ein Fördermaximum nicht vor dem Jahr 2020. Allerdings weist auch er darauf hin, dass die optimistischen Prognosen der IEA im World Energy Outlook nicht realistisch und nicht durch entsprechende Ölfunde abgedeckt seien [BGR 2009].

4.6.4 Die Sichtweise der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

Ebenfalls in Deutschland veröffentlicht die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH in unterschiedlichem Zusammenhang seit 2000 eigene Analysen zur Ölförderung [TAB 2000, EWG 2008, AWEO 2009]. Diese basieren im Wesentlichen auf den Methoden von Campbell und Laherrere unter Berücksichtigung detaillierter Daten der einzelnen Ölfelder aus unterschiedlichen Förderregionen.

4.6.5 Die Sichtweise der Internationalen Energieagentur

Die Internationale Energieagentur thematisierte im World Energy Outlook 1998 erstmals die Möglichkeit eines Fördermaximums vor dem Jahr 2020: „For the first time, the WEO's oil supply projections have to consider the possibility that the production of conventional oil

could peak before 2020“ [WEO 1998, Seite 91]. Dem folgte die neutrale Würdigung der beiden unterschiedlichen Sichtweisen in eigenen Unterkapiteln, die mit „the pessimist’s view“ and „the optimist’s view“ titulierte wurden. Diesem Bericht waren mehrere Diskussionen zwischen Colin Campbell und Keith Miller, dem Hauptautor des Berichtsteils zur künftigen Ölversorgung, vorausgegangen [Campbell 1999].

Abbildung 4-17 zeigt die Veränderung der Einschätzung der Internationalen Energieagentur seit 1998, wie sich die Ölförderung im „business as usual“ – Szenario entwickelt. Der erste Balken zeigt die Erdölversorgung im Jahr 2030 gemäß WEO 1998. Es wurde erwartet, dass die konventionelle Ölförderung zwischen 2010 und 2015 das Fördermaximum überschreite. Bis zum Jahr 2030 klaffte eine Differenz zwischen Nachfrage und Angebot von fast 80 Mb/Tag. Diese Differenz sollte mit noch nicht entdeckten unkonventionellen Ölvorkommen gefüllt werden, um den errechneten Bedarf bis 2030 zu decken. Um den spekulativen Charakter zu betonen, wurden diese Mengen explizit mit „balancing item“ bezeichnet [WEO 1998, Seite 101].

In späteren Jahren rückte die IEA von dieser Einsicht ab. Grundlage der neuen Bewertung bildete eine von der amerikanischen Energiebehörde in Auftrag gegebene Untersuchung, wie viel Öl man vermutlich zwischen 1995 und 2025 noch finden werde. Diese Studie der US Geological Survey [USGS 2000] wurde im Jahr 2000 des World Energy Outlook veröffentlicht. Sie kam zu dem Ergebnis, dass man bis 2025 möglicherweise noch zwischen 495 und 1.589 Gb an Öl finden werde [USGS 2000]. Allerdings ist die Formulierung so weich gewählt („...to assess resources which have the potential to be added to reserves within a 30 years timeframe...“) und die Bandbreite so groß, dass beliebiger Interpretationsspielraum bleibt. Zusätzlich zur geologischen Abschätzung wurde explizit ein Term „reserve growth“ eingeführt. Dieser sollte dem Aspekt Rechnung tragen, dass nachgewiesene Reserven mit der Zeit nach oben korrigiert würden. Bis 2025 wurde das Reservewachstum mit 281 bis 1.178 Gb angegeben. Allein schon diese Vermischung von geologischen und ökonomischen Begrifflichkeiten sorgte für viel Kritik. Eine kritische Analyse der USGS Studie findet man beispielsweise in Zittel [2004].

Der World Energy Outlook 2000 war bereits von der Studie des USGS beeinflusst, die Sichtweise von Colin Campbell mit der Möglichkeit eines nahen Fördermaximums wurde nicht mehr erwähnt. Der Erdölbedarf war zwar etwas geringer als im Vorjahresbericht angenommen, aber dafür wurden keine Probleme benannt, die Förderung adäquat auszuweiten.

Im World Energy Outlook 2002 und 2004 wurde der Bedarf im Jahr 2030 fast unverändert bei 120 Mb/Tag gesehen. Die Bereitstellung erfolgt über eine gegenüber dem WEO 1998 verdoppelte Ölförderung sowohl der OPEC als auch der Nicht-OPEC-Staaten. Der Begriff „balancing item“ ist verschwunden, auch nicht-konventionelles Erdöl spielte eine untergeordnete Rolle. Begründet wurde dies mit den möglichen Ölfunden gemäß der USGS-Studie. Dabei wurden deren Ergebnisse fälschlicherweise auf das Jahr 2000 (dem Jahr der

Veröffentlichung) bezogen, wohingegen sich die Studie selbst auf das Basisjahr 1995 (1.1.1996) festlegte. Diese Aspekte wurden in Zittel [2004] ausführlich diskutiert. Allerdings wird in diesem World Energy Outlook auch die schlechte Datenqualität als Problem thematisiert („The reliability and accuracy of reserve estimates is of growing concern for all who are involved in the oil industry” [WEO 2004, Seite 104]) und vor möglichen Versorgungsproblemen gewarnt („risks will grow of a supply disruption at the critical choke points through which oil must flow“ [WEO 2004, Seite 32]).

Im Jahr 2006 änderte die IEA wiederum ihre Sichtweise, der Bedarf im Jahr 2030 ging im Szenario weiter zurück. Diesmal wurde die Ölversorgung vor allem durch eine Ausweitung der Förderung in den Nicht-OPEC-Staaten sicher gestellt. Jetzt mischten sich zunehmend kritische Bemerkungen in den Text. So wurde vor möglichen Versorgungsunterbrechungen gewarnt („the growing insensitivity of oil demand to price accentuates the potential impact on international oil prices if a supply disruption ...“ [WEO 2006, Seite 39]), und die für diese Ausweitung notwendigen massiven Investitionen in Frage gestellt („there is no guarantee that all of the investment needed is forthcoming“ [WEO 2006, Seite 40])

Die Sichtweise wurde im folgenden WEO 2007 weitgehend beibehalten. Allerdings wurde jetzt wieder vermutet, dass der Förderbeitrag der OPEC Staaten deutlich stärker werde. Hierzu wurde angenommen, dass sich die Förderung der OPEC Staaten des mittleren Ostens von 24,1 Mb/Tag im Jahr 2006 auf 45 Mb/Tag im Jahr 2030 fast verdoppeln werde, das sind 30% mehr als im WEO 2006 angenommen. Allein in Saudi Arabien wurde ein Anstieg auf 17,5 Mb/Tag erwartet. Auch wenn man betonte, dass die verfügbaren Ölressourcen ausreichend seien („world oil resources are judged to be sufficient to meet the projected growth in demand” [WEO 2007, Seite 43]), fand sich zunehmend die Warnung, dass dies eben nicht so sei („A supply-side crunch in the period to 2015, involving an abrupt escalation in oil prices, cannot be ruled out” [WEO 2007, Seite 43]).

In den letzten Jahren hat sich die Begründung dahingehend verstärkt, dass zwar genügend Öl vorhanden sei, dass aber die Förderstaaten – insbesondere die OPEC-Staaten – möglicherweise nicht ausreichend in die Erschließung dieser Reserven investieren würden (WEO 2008: „More incremental oil will come from OPEC countries – if they invest enough”). Darüber hinaus wird zunehmend auch der Förderrückgang der produzierenden Ölfelder als Problem identifiziert. Die Warnungen werden deutlicher: „For all uncertainties highlighted in this report we can be certain that the energy world will look a lot different in 2030 than it does today” [WEO 2008].

Im aktuellen Bericht werden die Warnungen noch stärker betont, es werden immer mehr Indizien für zunehmende Schwierigkeiten der Öl- und Gasbereitstellung genannt, die Rahmenbedingungen werden schwieriger – aber das Referenzszenario zeigt für das Jahr 2030 dennoch Ölverbrauchswerte, die fast identisch zum Vorjahr sind, das heißt mit einem ungebrochenen Anstieg. Diesmal wird erstmals der Beitrag von Flüssiggasen (Natural Gas

Liquids) hervorgehoben: Er soll von 10,8 Mb/Tag im Jahr 2008 auf 18,9 Mb/Tag im Jahr 2030 ansteigen. Parallel dazu heisst es: „ The scale and breadth of the energy challenge is enormous – far greater than many people realise” [WEO 2009].

Mit fast jedem neuen WEO wurde der prognostizierte Ölbedarf weiter reduziert, die Reserven seien ausreichend, diesen Bedarf zu decken (Siehe Abbildung 4-17). Allerdings wurden die Aussagen auch zunehmend widersprüchlicher. Während die Detailanalysen immer neue Probleme der Förderung von Öl und Gas aufzeigen, zeigt das Referenzszenario keinen Zusammenhang zu dieser kritischen Sichtweise.

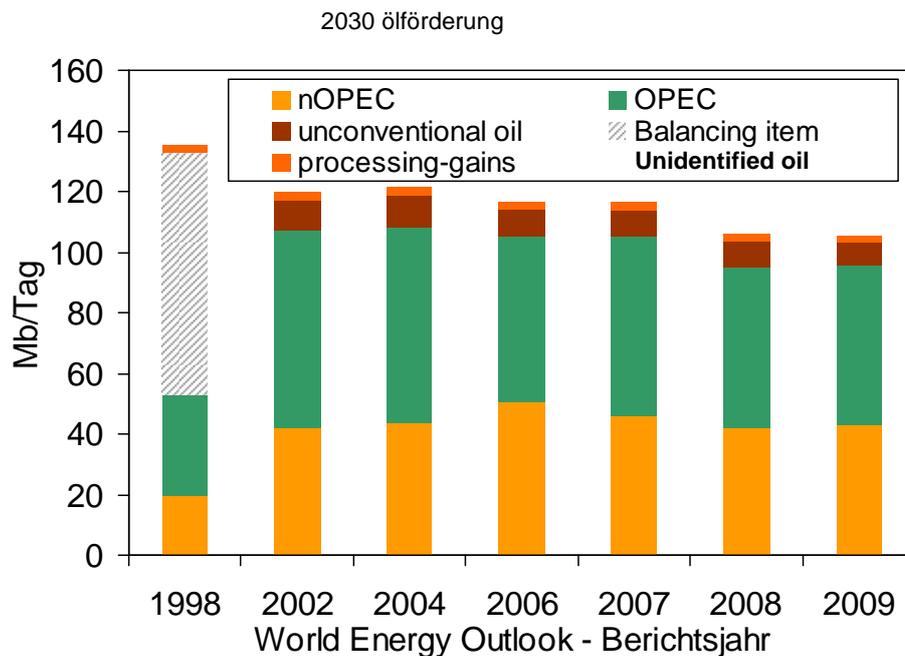


Abbildung 4-17 Szenarioergebnis der Weltölförderung im Jahr 2030 gemäß verschiedener Ausgaben des World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur

Abbildung 4-18 zeigt die Veränderung in den Annahmen der IEA für die Ölpreisentwicklung zwischen 1998 und 2007.

Im Jahr 1998 wurde dem Trend der vergangenen Jahre folgend ein fast konstanter Ölpreis von 25 USD/Fass (nominal) für das Jahr 2020 angenommen. In den folgenden Berichten bis einschließlich WEO 2004 wurde der bis dahin erfolgte Preisanstieg als nur kurzfristig interpretiert, dem zunächst ein Rückgang mit einem anschließenden leichten Anstieg folgen werde, bis der Ölpreis im Jahr 2030 bei 29 USD/Fass läge. Der mittelfristig zu erwartende Preisrückgang wurde damit begründet, dass der kurzfristig hohe Ölpreis die Firmen zu neuen Investitionen und einer Ausweitung der Förderung anreizen werde, wobei deren Motivation unklar blieb, Geld auszugeben um den Ölpreis zu reduzieren.

Erst in den folgenden Jahren wurde, der Realität hinterhereilend, die Preisannahme für 2030 stetig nach oben korrigiert. Noch im Mai 2008 verwies die deutsche Bundesregierung in Antwort auf eine Anfrage über die Ölpreisannahme in ihren Prognosen für 2010 und 2020 auf die Ölpreise, die zwei Jahre vorher im World Energy Outlook festgelegt wurden [BMWi 2008].

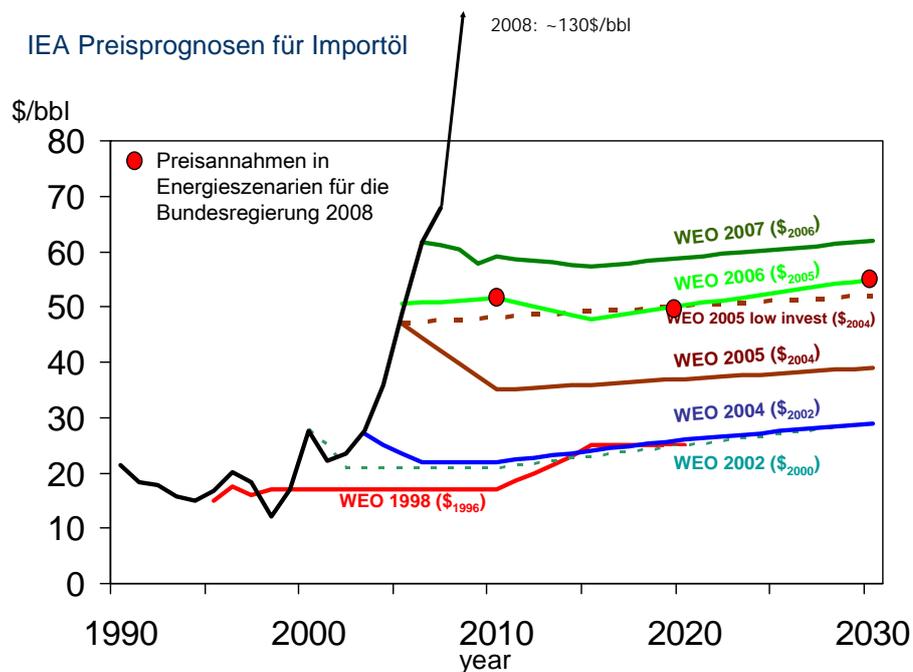


Abbildung 4-18: Entwicklung des Ölpreises seit 1990 und Veränderung der Ölpreisannahmen der IEA zwischen 1998 und 2007

Die Funktion des World Energy Outlook der IEA ist eine politische: Die IEA gibt damit den Rahmen für nachfolgende Analysen staatlicher Institute im Auftrag der nationalen Regierungen vor. Diese Analysen wiederum dienen als Ausgangspunkt für Wirtschaftsprognosen, Steuerschätzungen, Verkehrswegeplanung etc. Damit können nationale Regierungen jedoch nur sehr zeitverzögert auf reale Veränderungen reagieren. Dies wiederum konterkariert den eigentlichen Gründungsauftrag der IEA, als Frühwarnsystem der Ölverbraucherstaaten zu agieren und Krisen wie 1973 oder 1979 zu verhindern [Kissinger 1978].

5 UMWELTASPEKTE

Wird noch ergänzt und überarbeitet

5.1 Energieaufwand zur Förderung von Erdöl

In diesem Abschnitt wird auf die Tatsache eingegangen, dass bei fortschreitender Förderung der energetische Aufwand zur Bereitstellung des Öls steigt. Ab dem Zeitpunkt, wo der energetische Aufwand den Energieinhalt des geförderten Erdöls übersteigt, wird die Förderung zum energetisch negativen Selbstzweck und vermutlich bald danach eingestellt werden.

Analysen zum EROEI (Energy Return on Energy Invested) werden in der Regel indirekt über die steigenden Kosten und deren Korrelation zum Energieeinsatz durchgeführt [Gagnon 2009]. Dies zeigt zwar die Trends vermutlich richtig, dürfte im Detail aber nicht allzu belastbar sein. Direkte Analysen zum Energieaufwand der Förderung werden in der Regel nur punktuell für einen konkreten Zeitpunkt durchgeführt [Keesom 2009, Pieprzyk 2009].

An dieser Stelle werden zunächst Beispiele für steigende Förderkosten anhand von Firmenberichten gegeben. Es wird das Ergebnis einer weltweiten Analyse kurz skizziert mitsamt der Schlussfolgerung, dass spätestens um 2035 vermutlich der Förderaufwand den Ertrag übersteigt, wobei die Analyse darauf hindeutet, dass dieser Zeitpunkt auch viel näher liegen kann (vgl. van Leeuwen 2009).

Am Beispiel der dänischen Öl- und Gasförderung wird der steigende Aufwand exemplarisch im Detail aufgezeigt. Grundsätzlich nimmt der Energieaufwand aus mehreren Gründen zu:

- Das Förderprofil eines einzelnen Feldes zeigt, dass die Förderrate mit der Zeit abnimmt, da der Wasseranteil in der Bohrung stetig steigt
- Zusätzlich muss mehr Aufwand getrieben werden um das Absinken des Förderdruckes in der Lagerstätte zu reduzieren. Dieser Aufwand steigt mit der Zeit.
- Drittens aber werden immer ungünstigere Vorkommen erschlossen. Diese erfordern mehr Energieaufwand, weil die Förderhöhe und die Viskosität des Öls zunehmen und die Qualität des Öls abnimmt. Letzteres bedeutet steigenden Energieaufwand zur Raffination des Erdöls.

Abschließend werden noch weitere Beispiele einzelner Ölfelder dargestellt.

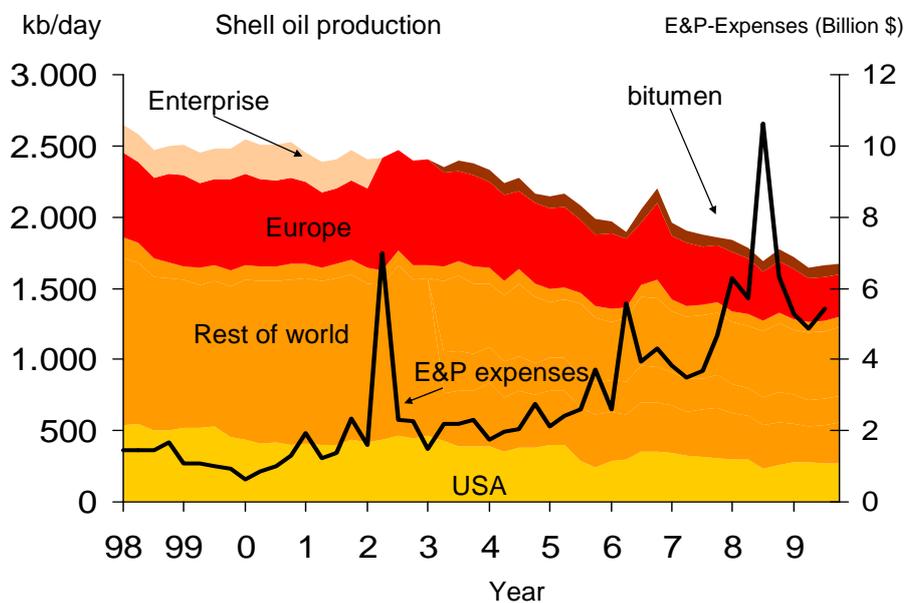
5.1.1 Steigender finanzieller Aufwand für Exploration und Förderung

Eine Methode zur Quantifizierung besteht darin, diesen Aufwand indirekt über die steigenden Kosten abzuschätzen. Beispielsweise gibt die Firma Petrobras an, dass die durchschnittlichen Förderkosten von etwa 5,40 USD/Fass im Jahr 1999 auf 26 USD/Fass im Jahresdurchschnitt 2008 angestiegen sind. Dies entspricht einem Anstieg um den Faktor 5 bzw. von 17% pro

Jahr. Diese Kosten wurden als durchschnittliche Förderkosten über alle Felder ermittelt [Petrobras 2010]. Die Grenzkosten der Erschließung neuer Felder liegen deutlich höher.

Die Analyse der Quartalsberichte der Firma Shell zeigt diesen Trend ebenfalls (Abbildung 5-1). Im Unterschied zur Firma Petrobras ist bei Shell die Ölförderung jedoch gegenüber 1998 um über 30% zurückgegangen. Dennoch sind die Ausgaben für Exploration und Förderung von 6 Mrd. USD im Jahr 1998 auf etwa 20 Mrd. USD im Jahr 2009 angestiegen. Bezieht man diese Ausgaben nur auf die Ölförderung dann entspricht dies spezifischen Ausgaben von 6-8 USD/Fass Erdöl im Jahr 1998 gegenüber 36-38 USD im Jahr 2009, ein Anstieg um den Faktor 6.

Abbildung 5-1 macht ebenfalls deutlich, dass der Beitrag der Teersandförderung und Aufbereitung seit 2003 mit 80 kb/Tag nicht höher lag als im Jahr 2003.



Source: quarterly reports, Shell

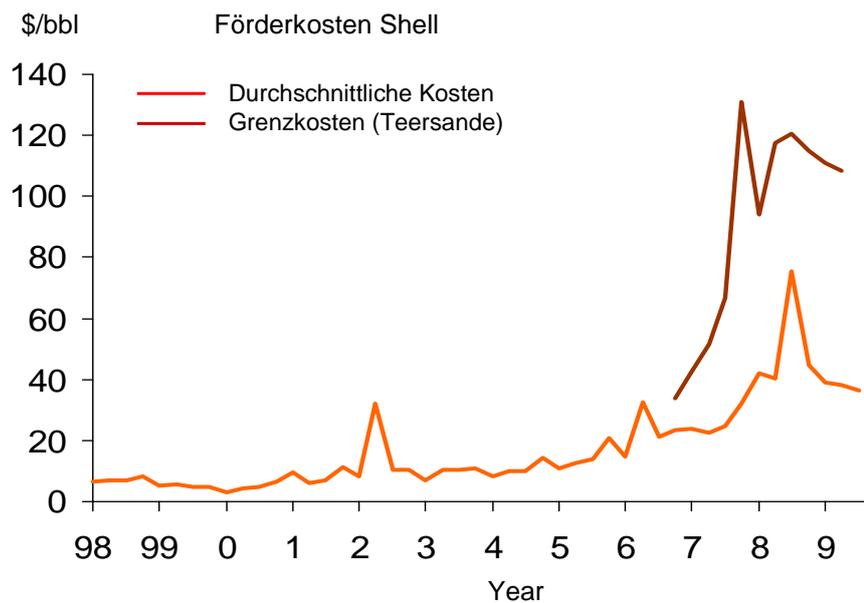
Abbildung 5-1: Entwicklung der Ölförderung der Firma Shell seit 1998 und steigende Ausgaben für Exploration und Förderung (E&P Expenses)

Die Ausgaben für die Teersandförderung stiegen jedoch deutlich an. Im Jahr 2009 betrugen sie 750-800 Mio. USD.

Setzt man die Quartalsausgaben für Exploration und Förderung zur Quartalsfördermenge von Erdöl in Beziehung, so erhält man ein Maß für die spezifischen Förderkosten wie in Abbildung 5-2 dargestellt. Der Trend ist eindeutig, die direkte quantitative Interpretation muss jedoch etwas vorsichtiger formuliert werden. Erstens beinhalten die durchschnittlichen Kosten auch

die Förder- und Explorationsausgaben für Erdgas, daher ist der Bezug nur auf Erdöl nicht vollständig, wenngleich der Trend richtig wiedergegeben wird.

Zum Zweiten sind die Ausgaben für die Teersandförderung nur über einen relativ kurzen Zeitraum explizit ausgewiesen. Hier wäre eine längere Zeitreihe über mehr als 3 Jahre wesentlich aussagekräftiger. Die Ausgaben für die Teersandförderung entsprechen in etwa den Grenzkosten. Im Jahr 2008 lagen diese Kosten bei über 100 USD/Fass synthetischem, aus Teersand gewonnenem Öl.



Source: quarterly reports, Shell

Abbildung 5-2 Durchschnittliche Ausgaben für Förderung und Exploration bezogen auf das im gleichen Quartal geförderte Öl; Die braune Kurve gibt nur die Ausgaben für Teersande bezogen auf deren Förderung

Abbildung 5-3 zeigt die von der US Energy Information Administration erhobenen Explorationskosten von Erdöl in den USA (onshore und offshore), in Europa und gemittelt über den Rest der Welt [US-EIA 2009]. Die Angaben zeigen jeweils den Mittelwert über eine Dreijahresperiode. Etwa seit dem Jahr 2000 steigen die Kosten im Offshore-Bereich dramatisch an. Auch hier zeigt sich sicher keine zufällige Koinzidenz mit dem Ölpreisanstieg seit dem Jahr 2000.

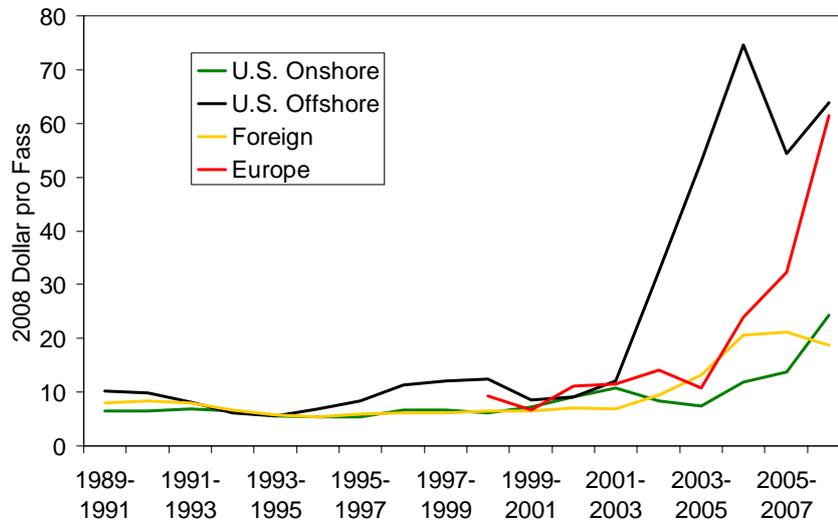


Abbildung 5-3 Durchschnittliche Ausgaben für die Exploration von Erdöl („finding costs“) getrennt nach USA (onshore, offshore), Europa (offshore) und sonstige Länder [US-EIA 2009]

5.1.2 Abschätzung des weltweit steigenden Energieaufwandes der Erdölförderung

Van Leeuwen und Mitarbeiter dehnten diese Analyse auf die Weltweite Ölförderung aus [van Leeuwen et al. 2009]. Zudem wurden die ökonomischen Daten mit entsprechenden Skalierungsfaktoren in Energieverbrauchsdaten umgerechnet. Das Ergebnis dieser Analyse ist in Abbildung 5-4 dargestellt.

Die Daten wurden für den Zeitraum 1992-2006 ermittelt. In dieser Analyse zeigt sich ein ähnlicher Trend für den Energieaufwand, wie ihn die steigenden Explorations- und Förderkosten andeuten: Der Aufwand steigt überproportional. Bis zum Jahr 2000 lag der EROEI etwa beim Faktor 25-30. In den letzten Jahren hat er sich deutlich reduziert. Die Extrapolation dieser Zeitreihe legt nahe, dass um das Jahr 2020 der Energieaufwand negativ wird, d.h. dass dann die Erdölförderung mehr Energie verschlingt, als sie zur Verfügung stellt. Ab diesem Zeitpunkt könnte nur mehr die besondere Energiequalität des Erdöls, nicht aber die energetische Bilanz seiner Förderung für eine weitere Nutzung sprechen.

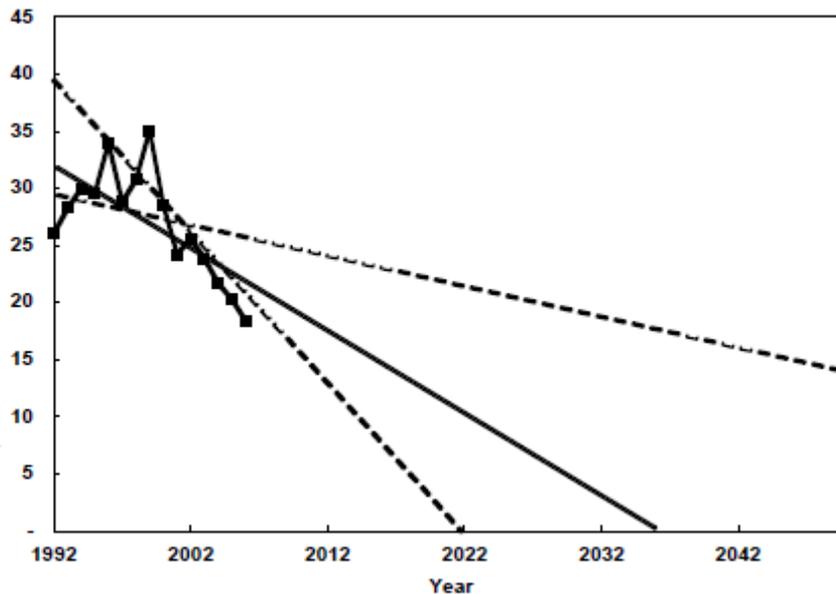


Abbildung 5-4 Abschätzung des EROEI für die weltweite Öl- und Gasförderung mit Extrapolationen. Nach dieser Darstellung wird vermutlich um 2020 die Energiegewinnung aus Erdöl durch den steigenden Förderaufwand ausgeglichen, so dass die Förderung keinen Energiegewinn mehr bereitstellt. [van Leeuwen et al. 2009]

5.1.3 Beispiele für den (steigenden) Energieaufwand

a) Die dänische Erdöl- und Erdgasförderung

Im Folgenden wird am Beispiel der dänischen Erdöl- und Erdgasförderung der steigende Energieaufwand verdeutlicht. Abbildung 5-5 zeigt die Entwicklung der Öl- und Gasförderung in Dänemark. Zusätzlich ist in der Grafik die mit dem Erdöl geförderte Wassermenge eingetragen. Diese steigt mit der Zeit, im Jahr 2009 wurde fast vier Mal soviel Wasser als Erdöl gefördert. Das Wasser wurde vom Öl abgetrennt und zur Druckerhöhung in die Lagerstätte zurückgepumpt. Zusätzlich wird auch ein Teil des geförderten Erdgases in die Lagerstätte eingepresst.

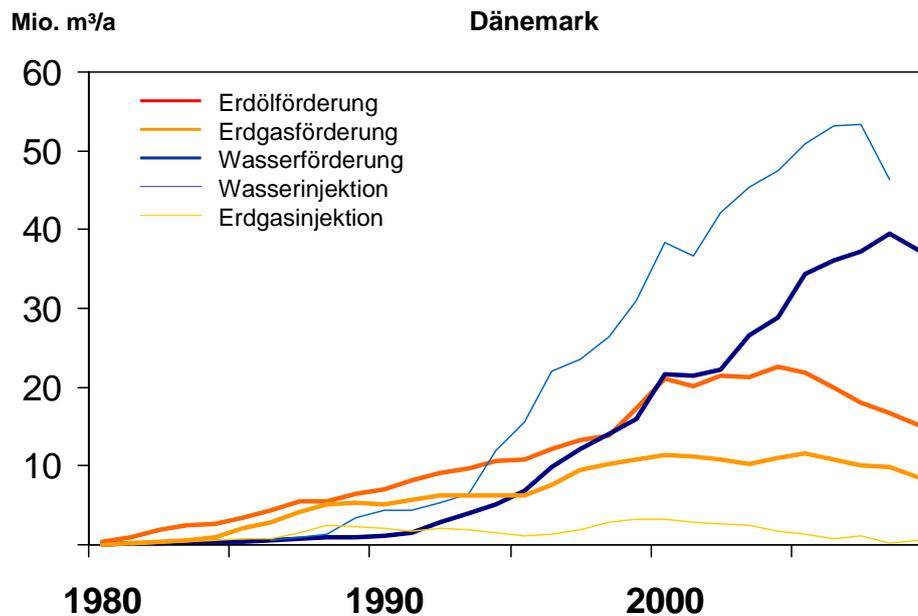


Abbildung 5-5 Erdöl- und Erdgasförderung in Dänemark

Mit folgenden vereinfachenden Annahmen kann man daraus den steigenden Energieaufwand und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen abschätzen:

- Der Förderaufwand wird mit 3 kWh_{el} je Barrel Flüssigkeit angenommen. Tatsächlich hängt er von Fördertiefe, Lagerstättendruck, Bohrungsdurchmesser und Viskosität der geförderten Flüssigkeit ab. Da der Lagerstättendruck abfällt, steigt auch der spezifische Aufwand. Hier wird angenommen, dass dieser Mehraufwand durch die reduzierte Viskosität bei zunehmendem Wasseranteil ungefähr ausgeglichen wird. Real gemessene Werte schwanken in einem großen Bereich zwischen 2 – 25 kWh/bbl [van Leeuwen et al. 2009].
- Der Injektionsaufwand für Wasser wird konstant mit 3 kWh_{el}/bbl Wasser angenommen. Der gegenüber der Förderung erhöhte Aufwand ist zur Bereitstellung des notwendigen Injektionsdruckes angenommen. Im Lauf der Zeit sollte sich der spezifische Aufwand proportional zum Nachlassen des Lagerstättendruckes reduzieren.
- Der Injektionsaufwand für Erdgas wird konstant mit 5 kWh_{el}/bbl Erdgas angenommen. Dieser ist wegen des notwendigen Verdichtungsaufwandes deutlich höher als bei Wasser.
- Zusätzlich wird angenommen, dass der Energieaufwand für die Aufbereitung und den Transport des Erdöls konstant etwa 30 kWh_{PEV}/bbl beträgt

Legt man diese Annahmen zugrunde, so ergibt sich der in Abbildung 5-6 dargestellte Stromverbrauch. Zur Zeit der höchsten Wasserreinjektion wurden für die gesamte Öl und Gasförderung etwa 4 TWh/a Strom zum Betrieb der Pumpen und zur Verdichtung von reinjiziertem Gas und Wasser benötigt.

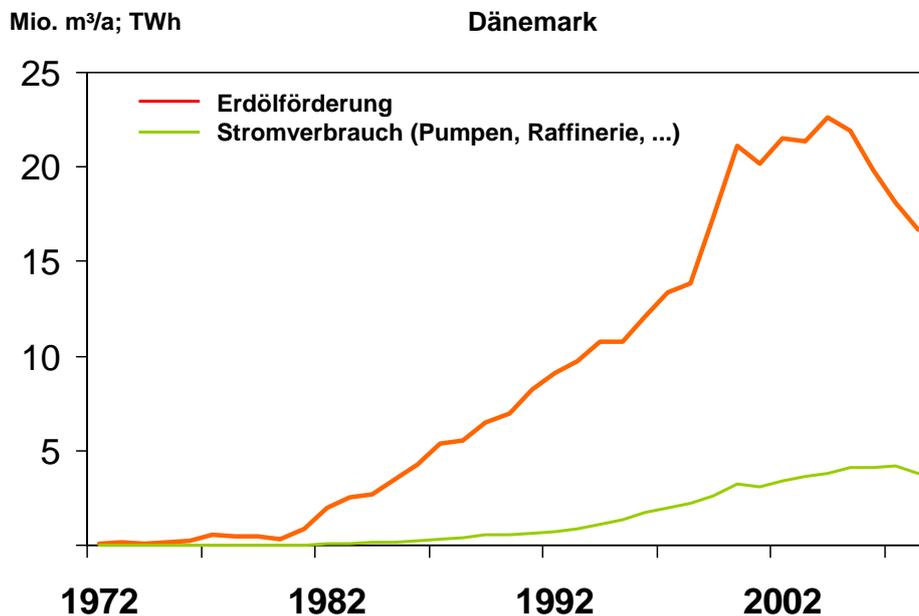


Abbildung 5-6 Erdölförderung und steigender Energieverbrauch zum Betrieb der Pumpen und Verdichter sowie zur Raffination des Erdöls

Unterstellt man einen Wirkungsgrad der Stromerzeugung von 30% und zusätzlich einen Eigenverbrauch von 8% (127 kWh_{PEV}/bbl) für die Aufbereitung des Rohöls zum Endprodukt und Transport, so stieg der gesamte Primärenergieaufwand von 150 kWh/bbl zu Beginn der Förderung im Jahr 1972 auf 250 kWh/bbl bzw. 16% im Jahr 2008 an. Damit reduzierte sich der EROEI von 11 auf 6,4. Die Zunahme des spezifischen Energieverbrauchs je Fass Erdöl ist in Abbildung 5-7 dargestellt. Da die Erdgasförderung relativ zur Erdölförderung gering ist (bezogen auf den Energieinhalt), kann ohne großen Fehler der Energieaufwand dem Erdöl angerechnet werden.

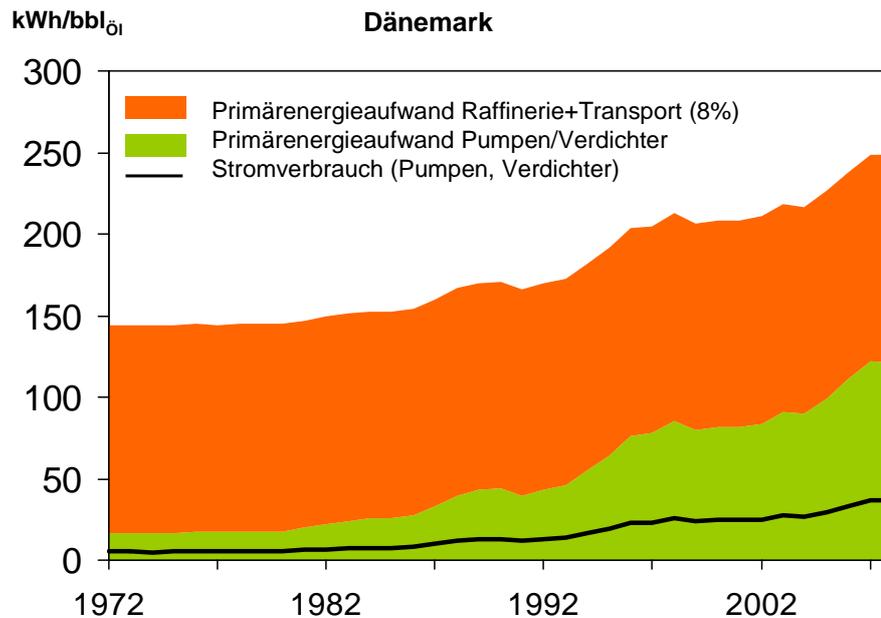


Abbildung 5-7 Errechneter EROEI für die dänische Öl- und Gasförderung unter Variation des spezifischen Energieaufwandes je geförderttes Barrel Erdöl

b) Energieaufwand für die Ölförderung bei Einpressung von Kohlendioxid

Ähnliche Analysen kann man auch für andere Fördergebiete durchführen. Abbildung 5-8 zeigt das Ergebnis der Analyse für moderne Projekte mit Einpressung von Kohlendioxid (CO₂-EOR). Die Daten wurden einer aktuellen Studie entnommen und zeigen ein typisches Profil der Veränderung des Energieaufwandes über die geplante Lebensdauer der CO₂-Einpressung für ein älteres texanisches Ölfeld. Die Stromverbrauchswerte wurden [van Leeuwen 2009] entnommen, die Umrechnung in Primärenergie erfolgt mit einem in der Ölbranche typischen Stromerzeugungswirkungsgrad von 30%. Zusätzlich wurde der Energieaufwand für die Refination und den Transport des Öls mit 8% vom Energieinhalt berücksichtigt (127 kWh/bbl).

Die beiden Grafiken zeigen den unterschiedlich starken Einfluss einer Erhöhung des Förderaufwandes auf den Gesamtenergieaufwand je Fass Öl: Liegt der Förderaufwand relativ niedrig – wie in Dänemark –, so wird der spezifische Energieaufwand durch die Verluste in der Raffinerie und beim Transport dominiert. Die Erhöhung des Förderaufwandes um den Faktor sieben erhöht den Gesamtaufwand nur um 70 Prozent.

Anders bei Ölfeldern mit energieaufwändiger CO₂-Einpressung. Der Anstieg des Förderaufwandes um den Faktor zehn erhöht den spezifischen Energieaufwand um den Faktor

drei, da der Förderaufwand – vor allem durch den hohen Kompressionsaufwand zur CO₂-Einpressung bedingt – einen wesentlich größeren Anteil hat.

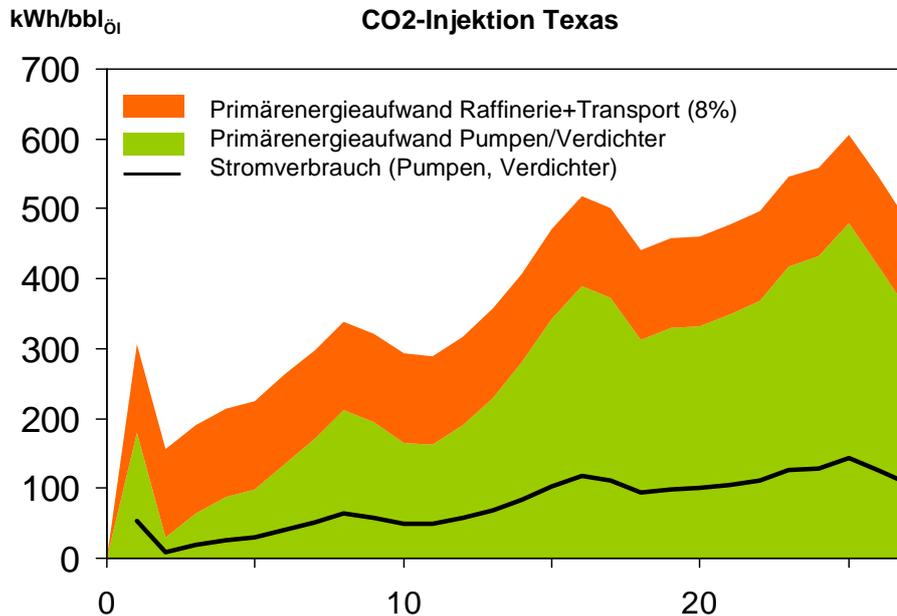


Abbildung 5-8 Veränderung der Förderraten und des Energieeinsatzes für ein berechnetes EOR-Projekt mit CO₂-Einpressung in ein real existierendes Erdölfeld in Texas [DoE 2009]

Abbildung 5-9 zeigt den Einfluss auf den EROEI für beide Fälle. Für die dänische Förderung halbiert er sich unter den getroffenen Annahmen von 11 zu Förderbeginn im Jahr 1972 auf 6,4 im Jahr 2008. Betrachtet man nur den Energieaufwand zur Förderung (ohne Raffinerie und Transport), so sinkt er von 94 auf 13.

Die Bedingungen zur CO₂-Einpressung sind anders. Hier sinkt der EROEI von 10,2 zu Beginn auf 3,3 nach 17 Jahren. Würde man auch hier nur die Förderung isoliert betrachten, so wäre ein Rückgang von 54 auf 4,5 zu erwarten.

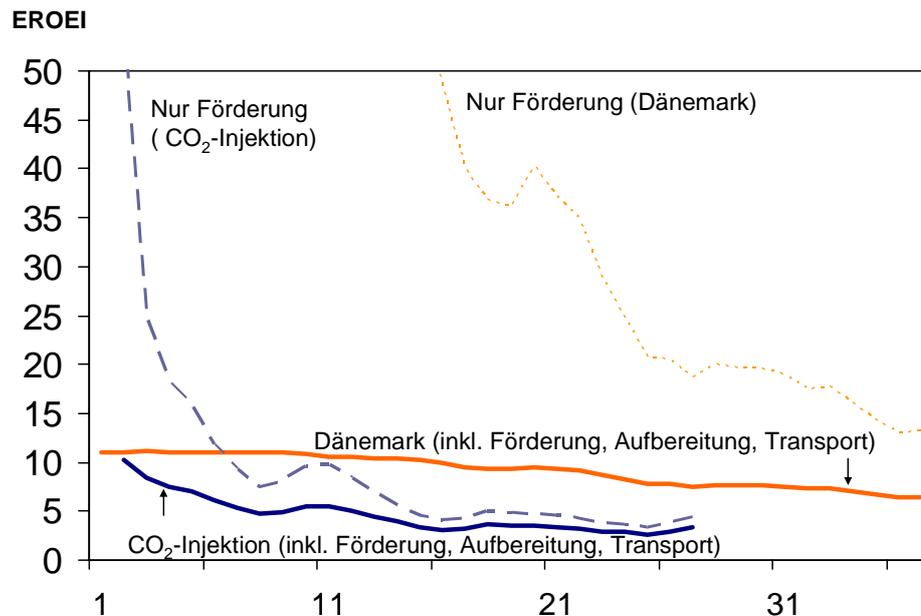


Abbildung 5-9 Veränderung des EROEI der dänischen Ölförderung und der Ölförderung eines texanischen Ölfeldes mit CO₂-Einpressung, jeweils mit und ohne Berücksichtigung des Energieaufwandes der Aufbereitung zum Endprodukt

Abschließend muss noch betont werden, dass diese Berechnungen auf einer Mischung von realen Daten und realitätsnahen Annahmen beruhen. Diese variieren jedoch abhängig von geologischen und technischen Gegebenheiten in einem großen Bereich. Daher können diese Beispiele das Prinzip und die Relevanz zeigen, aber sie erlauben keinen quantitativen Rückschluss auf den weltweiten Durchschnittswert. Dennoch zeigen sie die Relevanz und den Einfluss sich verschlechternder Förderbedingungen.

c) Energieaufwand für die Ölförderung eines alten texanischen Ölfeldes

Das Feld „Goldsmith“ in Texas wurde 1934 entdeckt. Bereits in den 1950er Jahren begann das Einpressen von Wasser zur Erhöhung der Förderrate. Im Jahr 2001 betrug die Förderrate 602 Fass Flüssigkeit pro Tag, wobei neben Wasser nur 2 Fass Erdöl pro Tag gefördert wurden (Water Oil ratio oder WOR 600:2). Die Tiefe der Fördersonde beträgt etwa 1500 m. Unter der Annahme dass etwa 1 kWh/Fass an Pumpenergie benötigt wird, werden für die Förderung 602 kWh Strom /Tag benötigt bei einem Energiegewinn von 2 Fass/Tag (=3180 kWh/Tag). Somit beträgt der Pumpstromaufwand 0,189 kWh_{el}/kWh_{öl}.

5.2 Umweltauswirkungen

5.2.1 Naturally occurring radioactive materials (N.O.R.M.)

5.2.2 Teersandförderung

5.2.3 Ölschiefer

5.2.4 CO₂-Emissionen

6 ZUSAMMENFASSUNG

7 LITERATUR

- [Abdullah 2007] Abdullah bin Abdul Aziz Al Saud, zitiert in the Christian Science Monitor, siehe <http://www.csmonitor.com/2007/0815/p09s02-coop.html>
- [ANR 2006] Alaska Department of Natural Resources, Division of Oil and Gas: annual report, the editions 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 and 2006
- [ASPO 2000] Die Internetseite von ASPO-Internation findet sich unter www.peakoil.net; die deutsche Sektion unterhält eine Internetseite unter www.aspo-deutschland.org
- [Baxter 2009] Kevin Baxter: Aramco looks to develop Brazil' s offshore oil, Arabian Oil and Gas, 28. September 2009, siehe auch <http://www.arabianoilandgas.com/article-6234-aramco-looks-to-develop-brazils-offshore-oil/>
- [BGR 2005] Peak 2010-2015..Ressourcen...2005
- [BGR 2009] IEA Kritik und Peak um oder nach 2020
- [BMWi 2008] Bundeswirtschaftsministerium:Antwort auf die kleine Anfrage der Grünen/Bündnis90 zum für die Jahre 2010 und 2020 in ihren Prognosen angenommene Ölpreisentwicklung, Berlin, 28. Mai 2008
- [BP 2009] BP Statistical Review of World Energy, London, siehe www.bp.com
- [Brander 1998] James A. Brander; M. Scott Taylor: The Simple Economics of Easter Island: A Ricardo-Malthus Model of Renewable Resource Use, The American Economic Review, Volume 88, Issue 1 (March 1998), 119-138
- [Campbell 1995] Colin J. Campbell, Jean H. Laherrere: The world' s oil supply 1930 – 2050, Petroconsultants, Genf 1995
- [Campbell 1999] Persönliche Mitteilung am 17. März 1999
- [Campbell 2009] Colin J. Campbell: ASPO Newsletter No. 100, April 2009, siehe

http://www.energiekrise.de/e/aspo_news/aspo/Newsletter100.pdf

- [Cech 2010] Brigitte Cech: Technik in der Antike, Wissenschaftliche Buchgesellschaft Darmstadt, 2010
- [Deffeyes, 2001] Kenneth S. Deffeyes: Hubbert' s Peak – The impending World Oil Shortage, Princeton University Press, New Jersey, 2001
- [Diamond 1995] Jared Diamond: The evolution of Guns and Germs, in „ Evolution, Society, Science and the universe“ ed. By. A.C. Fabian, Cambridge University Press 1998
- [Diamond 2002] Jared Diamond: Ecological collapses of pre-industrial societies. In G.B. Peterson (ed.): The tanner lectures of human values, vol. 22, The University of Utah Press, Salt Lake City, Utah, USA, p. 389-406
- [Einstein 1905] Einstein erhielt den Nobelpreis im Jahr 1921 für die theoretische Erklärung des fotovoltaschen Effektes im Jahr 1905.
- [FN 2008] Finanznachrichten: Saudi-Arabien will Ölpreis von 75 \$ - OPEC Produktion stabil, siehe www.finanznachrichten.de vom 30. November 2008
- [Gagnon 2009] Nathan Gagnon, Charles A.S. Hall, Lysle Brinker: A preliminary Investigation of Energy Return on Energy Investment for Global Oil and Gas Production, Energies 2009, 2, 490-503; doi: 10.3390/en20300490
- [Gilbert 2002] Jeremy Gilbert: An overview of US Hydrocarbon supply and the possible impact of new Alaskan reserves, International Workshop on Oil Depletion (IWOOD), Uppsala, Schweden, 23.-25. Mai 2002
- [Hall 2009] Charles A.S. Hall, Stephen Balogh, David J.R. Murphy: What is the Minimum EROI that a Sustainable Society must Have? Energy 2009, 2, 25-47
- [Handelsblatt 2000] Westen drängt OPEC zu Ölpreissenkung, Handelsblatt vom 19. November 2000
- [Handelsblatt 2003] Hurrikanwarnung und Streiks in Nigeria erhöhen Ölpreis, Handelsblatt vom 30. Juni 2003

- [Handelsblatt 2004] Ölpreise erklimmen erneut Rekordhöhen – Yukos-Krise löst Unruhe aus, Handelsblatt vom 26. Juli 2004
- [Husseini 2009] Sadad I. Al Husseini, former Vice President Saudi Aramco, in an interview given at ASPO-USA meeting 2009, see at <http://www.aspo.tv/sadad-al-husseini-peak-oil-topics.html> and <http://green.autoblog.com/2008/06/01/former-saudi-aramco-executive-says-oil-reserves-claims-wrong/>
- [IHS 2006] IHS-Energy: Petroleum Production and Exploration Statistics, 2006
- [Janssen 2004] Marco A. Janssen; Marten Scheffer: Overexploitation of Renewable Resources by Ancient Societies and the Role of Sunk-Cost Effects, Ecology and Society 9(1) siehe www.ecologyandsociety.org/vol9/iss1/art6
- [Jevons 1866] William Stanley Jevons: The coal question, London: Macmillan and Co., 1866; als e-book siehe auch: [http://www.eoearth.org/article/The_Coal_Question_\(e-book\)](http://www.eoearth.org/article/The_Coal_Question_(e-book))
- [Keesom 2009] William Keesom, Stefan Unnasch, Jon Moretta: Life Cycle Assessment Comparison of North American and Imported Crudes, Prepared for Alberta Energy Research Institute, File No. AERI 1747, Juli 2009
- [Kissinger 1978] Henry Kissinger: Memoiren, Rowohlt Verlag 1978
- [Macalister 2010] Terry Macalister: Tony Hayward: BP' s straight talking chief on evolution, not revolution; interview in The Guardian, 4. Februar 2010, siehe auch <http://www.guardian.co.uk/business/2010/feb/04/tony-hayward-bp-interview>
- [Marcchetti 1986] Cesare Marcchetti: Stable Rules in Social and Economic Behavior, International Institute for Applied Systems Analysis; Lecture held at the Brazilian Academy of Sciences in Rio de Janeiro, November 11, 1986.
- [Meadows 1972] ... Die Grenzen des Wachstums 1972

- [Musch-Borowska 2008] Bernd Musch-Borowska: Indonesien will aus der OPEC austreten, siehe <http://www.tagesschau.de/ausland/indonesien12.html>
- [NPD 2010] The NPD' s Fact Page; Internetseite mit Daten zur norwegischen Ölförderung und zu Ölfeldern, Norwegian Petroleum Directorate, siehe <http://www.npd.no/engelsk/cwi/pbl/en/index.htm>
- [OMR 2010] Oil market report, monatliche Analyse der Weltölvorsorgung; Internationale Energieagentur Paris, siehe auch <http://omrpublic.iea.org/>
- [Owen 2010] Nick A. Owen, Oliver R. Inderwildi, David A. King: The status of conventional oil reserves – Hype or Cause of Concern? Energy Policy (in Press), doi:10.1016/j.enpol.2010.02.026
Siehe auch: Oil reserves exaggerated by one third, Telegraph, 22. März 2010, <http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/oilandgas/7500669/Oil-reserves-exaggerated-by-one-third.html>
- [OWM 2010] Oilwatch monthly, monatlich vergleichende Analyse der Ölförderdaten der Internationalen Energieagentur und der amerikanischen Energiebehörde, siehe <http://www.peakoil.nl/category/fossielen/>
- [Petrobras 2010] Petrobras, Lifting Costs, siehe http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/ing/index.asp&lang=en&area=ri
- [Pieprzyk 2009] Björn Pieprzyk, Norbert Kortlüke, Paula Rojas Hilje: Auswirkungen fossiler Kraftstoffe – Treibhausgasemissionen, Umweltfolgen, sozioökonomische Effekte, era – energy research architecture, November 2009, Studie erstellt im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE) und des Verbandes der Deutschen Biokraftstoffindustrie (VBI),
- [Reuters 2010] Oil demand has peaked in developed world: IEA, Reuters Meldung vom 28. Januar 2010, siehe auch <http://www.reuters.com/article/idUSTRE60R5R720100128>

- [Robelius 2007] Frederik Robelius: Giant Oil Fields – The Highway to Oil, Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology, No. 69, Uppsala University.
- [Rowell 2010] Andy Rowell: BP - Peak Demand will happen before peak supply,
- [RRC 1972] Texas Railroad Commission: General market demand order for all oil wells in the various districts and fields in the State of Texas (100% crude-oil allowable factor), Docket No. 20-61, 640, 16. März 1972, siehe <http://www.rrc.state.tx.us/about/history/chronological/chronhistory03.php>
- [Schoen 2005] John W. Schoen: OPEC says it has lost control of oil prices, 16. März 2005, siehe <http://www.msnbc.msn.com/id/7190109/>
- [Sieferle 2006] Rolf Peter Sieferle, Fridolin Krausmann, Heinz Schandl, Verena Winiwarter: Das Ende der Fläche, Böhlau Verlag, 2006
- [Simmons 2005] Matthew R. Simmons: Twilight in the Desert, John Wiley & Sons Inc., Hoboken, New Jersey, 2005
- [Spiegel 2007] Spekulanten treiben den Ölpreis Richtung 90 Dollar, Der Spiegel vom 16. Oktober 2007
- [Suntum 2005] Ullrich van Suntum: Die unsichtbare Hand – ökonomisches Denken gestern und heute, Springer Verlag, Berlin-Heidelberg-New York, 2005
- [SZ 2004] Süddeutsche Zeitung: OPEC will das Erdöl teurer machen, Meldung vom 13. September 2004
- [TAB 2000] Bericht Ölreserven...TAB
- [Tagesschau 2008] Ölspekulanten sind keine Preistreiber, Interview mit Klaus Jürgen Gern vom Kieler Weltwirtschaftsinstitut vom 23. Juni 2008
- [Tainter 1988] Joseph Tainter: The collapse of complex societies, Cambridge University Press, 1988
- [ten Horn – van Nispen 1999] Marie Louise ten Horn- van Nispen: 400.000 Jahre Technikgeschichte, Primusverlag Darmstadt, 1999

- [US-EIA 2009] Performance profiles of major energy producers, Finding costs for FRS companies, US-Energy Information administration, siehe <http://www.eia.doe.gov/emeu/perfpro/fig16.html>
- [vanLeeuwen 2009] Tyler van Leeuwen, Robert Ferguson, Vello Kuuskra: Electricity Use of Enhanced Oil Recovery with Carbon-Dioxide (CO₂-EOR), National Energy Technology Laboratory/US-Department of Energy under Contract DoE/NETL 2009/1354, 29 Januar 2009
- [WEO 2006] World Energy Outlook, Internationale Energieagentur, Paris 2006
- [WEO 2007] World Energy Outlook, Internationale Energieagentur, Paris 2007
- [WEO 2008] World Energy Outlook, Internationale Energieagentur, Paris 2008
- [WEO 2009] World Energy Outlook, Internationale Energieagentur, Paris 2009
- [Williams 2010] Perry Williams: Market Focus: Saudi Aramco renews its interest in the kingdom' s offshore production.
- [Worth 2008] Robert F. Worth: Saudi Oil Project brings Skepticism to the surface, New York Times, 1. Juli 2008, siehe: <http://www.nytimes.com/2008/07/01/world/middleeast/01saudi.html>
- [Yergin 2009] Daniel Yergin: Forget Peak Oil, Demand is the Key to Crude' s Future, Wallstreet Journal, 24. August 2009, siehe auch <http://blogs.wsj.com/environmentalcapital/2009/08/24/yergin-forget-peak-oil-demand-is-the-key-to-crudes-future/tab/article/>
- [Zittel 2001] Werner Zittel: Analysis of UK Oil Production – A contribution to ASPO, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Februar 2001, siehe

http://www.energiekrise.de/e/documents/2001/Analysis_of_UK_oil_production.pdf

[Zittel 2004]

Werner Zittel, Jörg Schindler: The countdown for the peak of oil production has already begun – but what are the views of the most important energy agencies. Energybulletin, 4. Oktober 2004, siehe

<http://www.energybulletin.net/node/2544>



LUDWIG-BÖLKOW-SYSTEMTECHNIK GMBH

Die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) ist ein Beratungsunternehmen für Energie und Umwelt. Unsere internationalen Kunden aus Industrie, Finanzsektor, Politik und Verbänden unterstützen wir bei Fragen zu Technologie, Strategie und Nachhaltigkeit.

Zwei Jahrzehnte kontinuierlicher Erfahrung des interdisziplinären Teams renommierter Experten bilden die Basis der umfassenden Kompetenz der LBST.

Die LBST bietet ihren Kunden:

<i>System- und Technologiestudien</i>	Technologiebewertung und Due Diligence; Energie- und Infrastrukturkonzepte; Machbarkeitsstudien;
<i>Strategieberatung</i>	Produktportfolioanalysen, Identifizierung neuer Produkte und Dienstleistungen; Marktanalysen;
<i>Nachhaltigkeitsberatung</i>	Lebenszyklus-Analysen; Carbon Footprint Analysen; Bewertung natürlicher Ressourcen (Energie, Mineralien, Wasser); Nachhaltigkeitsbewertung (Sustainability Due Diligence);
<i>Koordination</i>	Projektmanagement, -begleitung und -bewertung;
<i>Entscheidungsvorbereitung</i>	Studien, Briefings, Expertenkreise, Trainings.

Besondere Arbeitsschwerpunkte liegen in den Bereichen Energie (erneuerbare Energie, Energiespeicherung, Wasserstoff und Brennstoffzellen) und Verkehr (Kraftstoffe und Antriebe, Infrastruktur, Mobilitätskonzepte), sowie bei umfassenden Nachhaltigkeitsanalysen.

Ein konsequenter Systemansatz ist Kennzeichen aller Arbeiten. Nur dadurch, dass wirklich alle relevanten Elemente einer vernetzten Welt berücksichtigt werden, können wir unseren Kunden eine vollständige Grundlage für ihre Entscheidungen geben.

Mit ihrem tiefen Verständnis gesellschaftlicher und technologischer Entwicklungen sowie ihrer Unabhängigkeit hilft die LBST ihren Kunden mit objektiven und fundierten Informationen bei der Sicherung ihrer Zukunft.

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

Daimlerstr. 15

85521 Ottobrunn

Telefon +49 89 6081100, Fax +49 89 6099731

Email: info@lbst.de

Web: <http://www.lbst.de>

**RESERVEN UND FÖRDERMÖGLICHKEITEN VON
ERDGAS BIS 2050**

RESERVEN UND FÖRDERMÖGLICHKEITEN VON ERDGAS BIS 2050

2. ZWISCHENBERICHT DES PROJEKTES

„ERNEUERBARE ENERGIEN UND ENERGIEEFFIZIENZ ALS ZENTRALER BAUSTEIN ZUR EUROPÄISCHEN ENERGIESICHERHEIT“

STUDIE IM AUFTRAG DES BMU
Fassung vom 3. Dezember 2009

Werner Zittel

Dezember 2009



Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

www.lbst.de

BERICHT

Haftungsausschluss

Der Mitarbeiterstab der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH hat diesen Bericht erstellt.

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeiter der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH noch irgendeiner ihrer Mitarbeiter, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie, oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses, oder versichert, dass deren Nutzung private Rechte nicht verletzen würden.



INHALTSVERZEICHNIS

ABKÜRZUNGEN	II
KURZFASSUNG	III
1 EINFÜHRUNG	1-1
2 GLOBALE ANALYSE	2-2
2.1 Funde und Reserven	2-2
2.2 Historische Förderung	2-10
2.3 Förderszenarien	2-11
3 LÄNDERANALYSE – FOKUS AUF EUROPA	3-14
3.1 Funde und Reserven	3-14
3.1.1 Europa	3-15
3.1.2 Nordamerika	3-23
3.1.3 Sonstige Regionen	3-25
3.2 Förderung und Förderszenarien	3-28
3.2.1 Europa	3-28
3.2.2 Nordamerika	3-33
3.2.3 Russland und Transformationsstaaten	3-35
3.2.4 Sonstige Regionen	3-36
3.3 Importe	3-37
3.3.1 Leitungsgebundene Importe	3-37
3.3.2 Flüssigerdgasimporte	3-37
4 ZUSAMMENFASSUNG	4-38
5 LITERATUR	6-40



ABKÜRZUNGEN

BZ	Brennstoffzelle
H ₂	Wasserstoff
LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik
yr	Jahr



KURZFASSUNG

1 EINFÜHRUNG

2 GLOBALE ANALYSE

2.1 Funde und Reserven

2.1.1 Definition von Reserven

Die Definition von Reserven ist ein komplexes Thema. Es gibt eine Vielzahl unterschiedlicher Definitionen, die in verschiedenen Regionen und von verschiedenen Institutionen während vieler Jahrzehnte entwickelt und verwendet wurden und werden. Es gibt keinen universalen Konsens bezüglich der Definitionen und auch nicht bezüglich der Praxis des Reserven-Berichtswesens.

Die BGR beispielsweise benutzt folgende Definitionen [BGR 2009]:

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

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

Das **Gesamtpotenzial** (Estimated Ultimate Recovery, EUR) ist bei Kohlenwasserstoffen die gesamte gewinnbare Menge, also die Summe aus den bisher insgesamt geförderterten Mengen, den Reserven und den Ressourcen.

Das **verbleibende Potenzial** ist die gesamte noch gewinnbare Menge an Energierohstoffen, also die Summe aus den Reserven und Ressourcen.

Die **ursprünglichen Reserven** sind die gesamten bisher nachgewiesenen Reserven an Energierohstoffen, also die Summe aus den bisher insgesamt geförderterten Mengen und den zum heutigen Zeitpunkt bekannten Reserven.

Diese Definition wird als deterministische Definition bezeichnet. Die feinere Unterteilung unterscheidet noch in nachgewiesene Reserven, wahrscheinliche Reserven und mögliche Reserven.

Die Begriffe und Reserveabgrenzungen klingen zwar sehr exakt und eindeutig, lassen aber in der Praxis des Reservebewertens einen großen Freiraum. Darüber hinaus gibt es keine nationale oder internationale Autorität, die die überlieferten Daten auch hinsichtlich der Datenqualität überprüfen kann.

Teilweise wird diesem Mangel dadurch begegnet, dass die US Börsenaufsicht (Security and Exchange Commission, SEC) nachprüfbar Kriterien für die Bewertung von Reserven eingeführt hat, deren Einhaltung bei Vorliegen von Verdachtsmomenten in Audits durch externe Dritte auch überprüft wird. Zu diesen nachprüfbar Kriterien gehört insbesondere, dass nur dann eine Reserve als nachgewiesen klassifiziert werden darf, wenn diese Menge mit bestehenden oder in Bau befindlichen Förderanlagen gemäß der zugrunde liegenden Planung entnommen werden kann. Somit wächst mit jeder neuen Förderanlage auch die nachgewiesene Reserve, da damit neue Bereiche des Feldes erschlossen werden.

Dies führte in der Vergangenheit z.B. dazu, dass Shell im Jahre 2003 nach einem externen Audit und Intervention der Börsenaufsichtsbehörde die als nachgewiesen berichteten Erdöl und Erdgasreserven um etwa 20% abwerten musste. In der Folge führte dies zum Rücktritt des Vorstandsvorsitzenden, unter dessen Amtszeit als Leiter der Explorationsabteilung diese falschen Bewertungen vorgenommen worden waren. [NYT 2004, MM 2004, Shell 2007]

Eine andere Definition geht über die Wahrscheinlichkeitsbetrachtung der Reservenbewertung. Diese wird vor allem von den Erdölgeologen benutzt und zur Klassifizierung der von ihnen entdeckten Öl- und Gasfelder benutzt. Sie wird als probabilistische Definition bezeichnet.

Die unterschiedlichen Reservedefinitionen (deterministisch versus probabilistisch) wurden gemäß "SPE/WPC Ölreservedefinitionen 1997" wie folgt festgelegt [Campbell 1997]:

Deterministische Definition: Als „nachgewiesen“ wird eine Reserve bezeichnet, die vernünftigerweise sicher gewinnbar ist; als wahrscheinlich wird eine Reserve bezeichnet, von der man eher annehmen kann, dass sie gefördert werden, als dass sie nicht gefördert werden kann und als möglich wird sie bezeichnet, wenn es wahrscheinlicher ist, dass sie nicht gefördert werden kann.

Probabilistische Definition: Als nachgewiesen gilt eine Reserve, wenn sie mit 90% Wahrscheinlichkeit gefördert werden kann. Diese Reserve wird auch als 1P bezeichnet („proved“). Als Wahrscheinlich wird eine Reserve bezeichnet, wenn die Wahrscheinlichkeit dafür, dass sie gefördert wird, mindestens 50% beträgt (2P oder „proved + probable“). Als Möglich wird eine Reserve bezeichnet, wenn die Wahrscheinlichkeit dafür, dass sie gefördert wird, mehr als 10% beträgt (3P oder „proved+probable+possible“).

Bei Anwendung der probabilistischen Methode wird idealerweise für jedes gefundene Öl- oder Gasfeld mittels einer Wahrscheinlichkeitsanalyse für die wesentlichen Parameter Fläche, Schichtdicke, Porosität, Druck, Erdgaskonzentration und Gewinnungsfaktor und deren Variation die Wahrscheinlichkeit für die Entnahme der entsprechenden Gasmenge berechnet. In der Praxis wird jedoch ein Normalverteilung zugrunde gelegt, um die Streuung der Parameter zu berücksichtigen. Diese wird dann an den Wert angepasst, für

den der Explorationsgeologe eine Wahrscheinlichkeit von 50% ermittelt hat. Diese Methode wird am Beispiel von Abbildung 2-1 erklärt. In diesem Beispiel können dem Feld mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% mindestens 112 Einheiten Erdgas entnommen werden. Mit 67% Wahrscheinlichkeit können mindestens 200 Einheiten Erdgas entnommen werden, mit 50% Wahrscheinlichkeit können 256 Einheiten und mit 37% Wahrscheinlichkeit 288 Einheiten Erdgas entnommen werden. Die Wahrscheinlichkeit dafür, dass 575 Einheiten Erdgas entnommen werden können, liegt bei 5%.

Damit sind die Bereiche definiert, demgemäß eine Erdreserve als nachgewiesen, wahrscheinlich oder möglich gilt. Unsicherheiten ergeben sich noch dadurch, dass teilweise nicht 90%, sondern 95% als Basis der Definition von nachgewiesener Reserve benutzt werden, und nicht das 50% Kriterium sondern das der maximalen Wahrscheinlichkeitsdichte (67%) für die Definition von nachgewiesener und wahrscheinlicher Reserve (2P) benutzt wird. In manchem Zusammenhängen wird auch der Wert des Abfalls auf 37% als Kriterium für eine 2P Reserve benutzt und letztlich besagt die Definition einer möglichen Reserve, dass mit 90-95% Wahrscheinlichkeit diese Menge nicht entnommen werden kann.

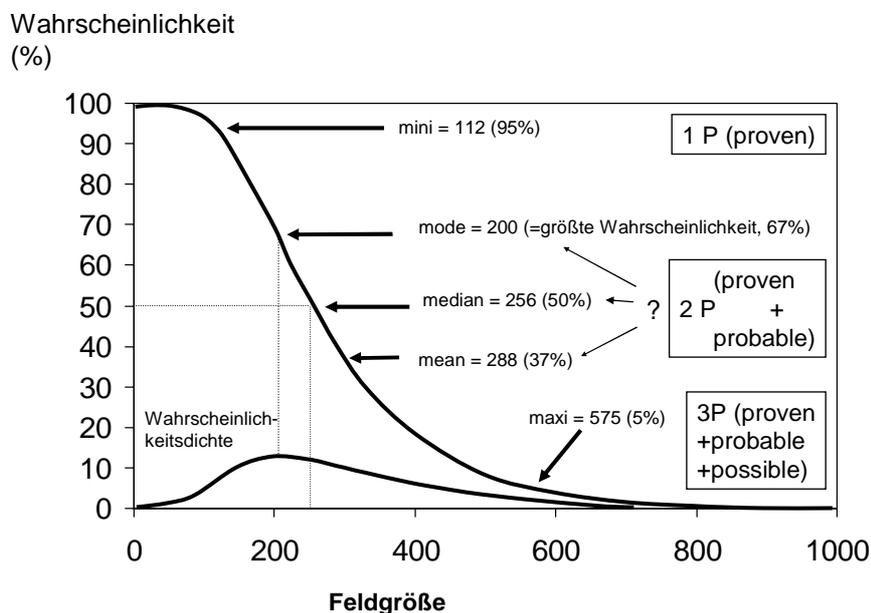


Abbildung 2-1 Zur Definition der nachgewiesenen, wahrscheinlichen und möglichen Reserve nach [Campbell 1996, LBST 2000]

Aufbauend aus der Erfahrung zeigt sich, dass über die Förderdauer eines Öl- oder Gasfeldes insgesamt der Wert 2P der tatsächlich entnommenen Fördermenge am nächsten kommt.

Daraus leitet sich die gängige Praxis ab, dass Ölgeologen den förderbaren Inhalt eines neuen Erdgasfeldes mit der 2 P Reserveangabe dokumentieren.

Wenn das zugrunde liegende Gasfeld dann erschlossen werden soll, wird den Regeln der Börsenaufsicht entsprechend in den Jahresberichten der Firmen ein wesentlich kleinerer Teil als Reserve übernommen, nämlich die Angabe der nachgewiesenen Reserve.

Diese Angabe wächst aber über die Förderdauer des Feldes, da mit neuen Förderanlagen neue Bereiche des Feldes zugänglich werden und damit vom Status einer wahrscheinlichen Reserve in den Status einer nachgewiesenen Reserve übergehen.

Diese Praxis begründet im wesentlichen das Reservewachstum der nachgewiesenen Erdgasreserven von längst erschlossenen Gasfeldern. Dieses Reservewachstum schlägt sich aber in der Regel nicht in einer künftigen Steigerung der Förderrate nieder.

Darüber hinaus gibt es einige Staatsfirmen, die ihre Reserven nicht an der Börsenaufsicht kommunizieren. Die Bewertung dieser Angaben kann extern nur unzureichend überprüft werden.

Norwegen gilt als beispiellos in der detaillierten Klassifizierung seiner Gas- (und Öl)reserven, indem diese in 7 unterschiedliche Kategorien eingeteilt werden, die einen wesentlich belastbareren Rückschluss auf die künftigen Fördermöglichkeiten erlauben, als die sonst übliche Einteilung.

Vor dieser Unsicherheit sind alle Angaben zu Reserven entsprechend vorsichtig zu betrachten. Diese unterliegen Veränderungen in beiden Richtungen, die teils plausibel und nachprüfbar sind, teilweise aber auch Anlass zu Spekulation bieten. Allerdings scheint sich seit einigen Jahren ein Trend zur eher großzügigen Bewertung von Reserven herauszubilden, wofür die bereits erwähnte Überbewertung und nachfolgend erzwungene Abwertung der Reserven von Shell ein Indiz ist. Zunehmend wird es für die Firmen schwieriger, die entnommenen Gasmengen durch neue Funde zu ersetzen, so dass die Versuchung einer Schönung der Bilanz durch großzügige Bewertung groß ist.

2.1.2 Historische Entwicklung Reserven

Die Statistiken bei CEDIGAZ, die zum großen Teil auch von BP übernommen werden, beziehen sich bei Börsen notierten Firmen auf die „nachgewiesenen“ Reserven. Bei Staatfirmen ohne externes Audit bleibt die Qualität der Daten intransparent. Abbildung 2-2 zeigt die Entwicklung der nachgewiesenen Erdgasreserven. Diese haben sich seit dem Jahr 1980 von etwa 80.000 Mrd. m³ auf über 180.000 Mrd. m³ erhöht, obwohl die Gasförderung über diesen Zeitraum sich mehr als verdoppelt hat.

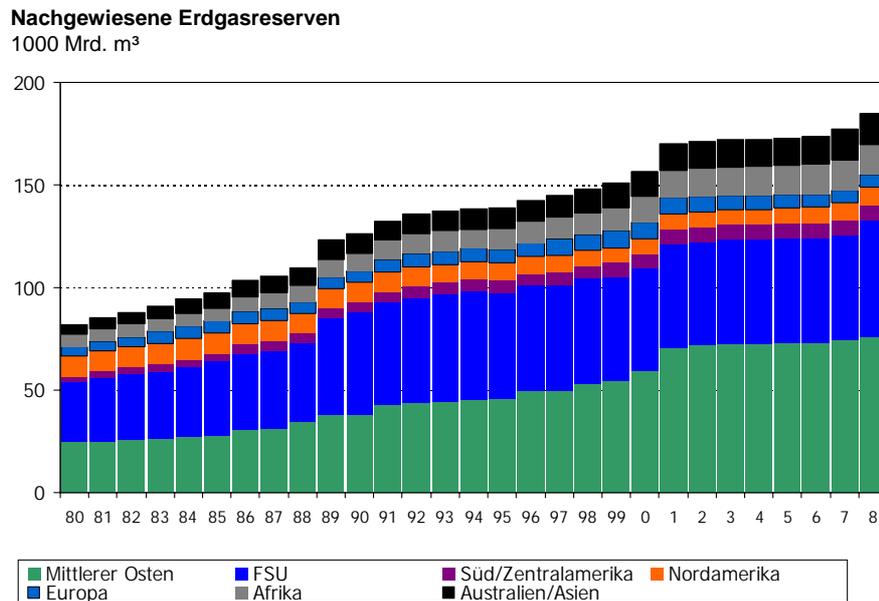


Abbildung 2-2 Entwicklung der berichteten Erdgasreserven seit 1980 [BP 2009]

Dieses Muster der steigenden Erdgasreserven bei ebenfalls steigender Förderung suggeriert, dass man hier weitab jeglicher Begrenzungen ist und die Förderung noch lange ausgeweitet werden kann.

Tatsächlich aber überdeckt die Praxis des Höherbewertens und des Berichtens der nachgewiesenen Reserven die grundlegenden Trends – diese bleiben hier unerkannt.

So muss aus den oben genannten Gründen das Reservewachstum unterschieden werden zwischen dem Anteil, der durch die Höherbewertung der Reserve eines längst fördernden Feldes beigetragen wird und zwischen dem Anteil der durch die Entdeckung neuer Erdgasfelder beigetragen werden. Letztlich sind für die Beurteilung dessen, wie stark die Förderung künftig ausgeweitet werden kann, vor allem die Trends in der erfolgreichen Suche neuer Erdgasfelder ausschlaggebend, und weniger die nachträglich höher bewerteten Inhalte längst erschlossener Felder.

Abbildung 2-3 zeigt den weltweiten Trend in der erfolgreichen Suche neuer Erdgasfelder. Aufgetragen ist auf der Abszisse die Anzahl der erfolgreichen Bohrungen nach Erdgas (sog. „New field wildcats“ oder NFW). Auf der Ordinate ist die mit diesen Bohrungen insgesamt erschlossene Gasmenge aufgetragen. Hier ist aber nicht die Menge der nachgewiesenen Reserve, sondern – soweit möglich – die nachgewiesene und wahrscheinliche Reserve aufgetragen. Darüber hinaus sind in der Abbildung die Gasbohrungen auf dem Festland von den Bohrungen im Meer unterschieden.

Um das Jahr 1980 zeigt sich eine Trendänderung. Vor dem Jahr 1980 wurden vor allem große Gasfelder entdeckt. Mit den bis 1980 getätigten etwa 3200 NFW konnten insgesamt 140.000 Mrd. m³ Gas entdeckt werden. Seit dieser Zeit wurden etwa 10.000 weitere Gasfelder auf dem Festland entdeckt, allerdings enthalten diese in Summe nur noch etwa 40.000 Mrd. m³ Erdgas. Diese Entwicklung ist ein Abbild des nachvollziehbaren Trends, dass man in der Regel mit einfachen Methoden große Felder bereits sehr früh findet. Mit verbesserter Technik und stärkerem (finanziellen) Engagement findet man natürlich weiteres Erdgas, aber es werden eben zunehmend die kleineren Gasfelder entdeckt, die man vorher übersehen hatte oder die in Gebieten liegen, deren Feinerkundung man bewusst zurückgestellt hatte, da man zunächst die profitabelsten Regionen erschließen wollte.

Mit einiger Verlässlichkeit lässt sich dieser Trend extrapolieren, um eine Aussage über künftig zu erwartende Funde zu tätigen und den steigenden Aufwand zu charakterisieren.

Diese hier weltweit zusammengefasste Analyse kann man natürlich für jede Teilregion durchführen. Damit kann man sehr gut erschlossene Regionen von anderen Gebieten abgrenzen, in denen noch Funde zu erwarten sind.

Gasfunde und erfolgreiche Explorationsbohrungen

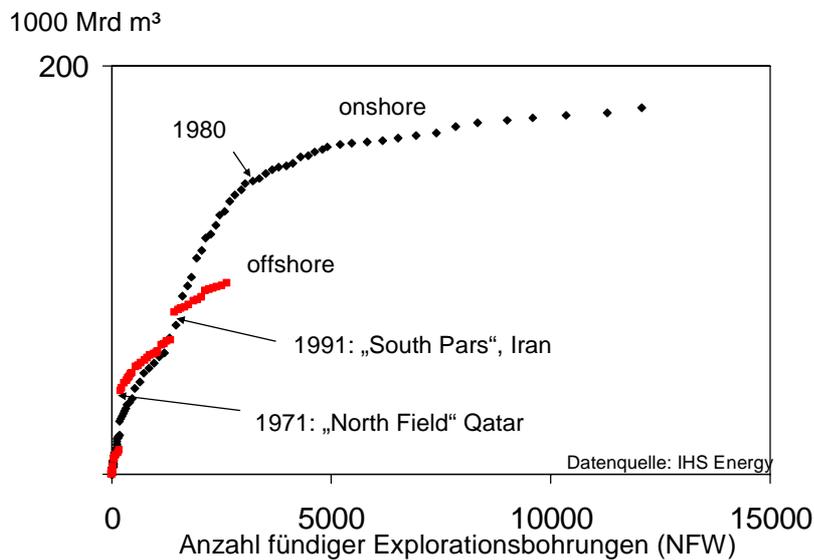


Abbildung 2-3 Zeitreihe der fündigen Gasbohrungen und insgesamt gefundene Gasmenge [IHS 2006]

Die ebenfalls eingezeichnete Kurve der fündigen Bohrungen im offshore-Bereich zeigt, dass man hier bisher wesentlich weniger Erdgas gefunden hat, aber auch, dass man hier später begonnen hat und in einer früheren Phase als mit der Festlandserkundung ist.

Dennoch lassen sich drei Stadien unterscheiden. Die Phase vor 1970, dort wurde mit wenigen Bohrungen relativ viel Erdgas entdeckt. Im Jahr 1971 wurde das weltgrößte Gasfeld (North Field in Katar) entdeckt, dem ein förderbarer Inhalt von 28.000 Mrd. m³ zugeschrieben wird. Dieser Fund zeigt sich in der Grafik als Sprung. Die nachfolgende Abflachung der Kurve der kumulierten Funde zeigt, dass die durchschnittliche Größe der neuen Funde deutlich zurückging. Im Jahr 1991 zeigt sich mit der Entdeckung des zweitgrößten weltweiten Gasfeldes (South Pars im offshore Bereich von Iran) nochmals ein Ausnahmefund. Allerdings ergibt die nähere Analyse, dass es sich eigentlich um eine Fortsetzung des North Field“ in Katar handelt. Darauf wird später noch eingegangen werden. Die dritte Phase seit diesem Fund zeigt ein weiteres Abflachen der Erfolgskurve.

Damit ist einerseits deutlich, dass die Aufwendungen für die Suche neuer Gasfelder weiter steigen wird – insbesondere wenn man noch geographische Informationen hinzuzieht –, dass aber andererseits auch mal Ausnahmefunde möglich, wenn auch nicht wahrscheinlich sind. Darüber hinaus wird deutlich, dass mit der späten Erschließung dieser Felder seit erst einigen Jahren eine lange Vorlaufzeit zwischen Entdeckung und Förderbeginn von 20 – 40 Jahren liegt.

Abbildung 2-3 ist sicherlich unabhängig von den starken jährlichen Schwankungen der wirtschaftlichen Entwicklung und Förderziele der Firmen.

Abbildung 2-4 zeigt ebenfalls die weltweiten Erdgasfunde, diesmal aber als Zeitreihe seit 1920. Die beiden Ausnahmefunde 1970 und 1990 machen sich in dem großen Anstieg zu den entsprechenden Zeitpunkten bemerkbar.

Auch hier zeigt er Trend die großen Erfolge der frühen Jahre, die zu einem starken Anstieg der insgesamt gefundenen Erdgasmengen führten und dem Abflachen dieser Kurve in den späteren Jahren, das ja ein Abbild der geringer werdenden Erfolge ist.

Zieht man von dieser Kurve der Gasfunde die Erdgasmenge ab, die bisher gefördert wurde, so erhält man eine Zeitreihe der Entwicklung der Gasreserven (blaue Kurve). Seit dem Jahr 1990 bleibt diese etwa konstant mit einem leichten Rückgang über die letzten Jahre. Dies bedeutet, dass man Mühe hat, soviel neue Gasfelder zu entdecken, wie man jedes Jahr verbraucht. Dahinter steht aber auch der Trend, dass die alten großen Gasfelder zunehmend durch viele kleinere Felder ersetzt werden.

Ebenfalls eingetragen ist die Entwicklung der berichteten nachgewiesenen Reserven seit dem Jahr 1980 (rote Kurve). Das Wachstum dieser Kurve basiert vor allem auf dem Reservewachstum vieler erschlossener Felder und nur zum Teil auf den tatsächlich zwischen 1980 und 2008 gefundenen neuen Feldern.

Dass gegen Ende der Zeitreihe beide Reservedarstellungen zusammenlaufen, ist teilweise zufällig. Die aus der Differenz zwischen Entdeckungen und Förderung abgeleitete Kurve (blaue Kurve) berücksichtigt in unterschiedlichen Regionen unterschiedliche Primärdaten, teilweise sind diese identisch mit den Angaben in BP bzw. CEDIGAZ, teilweise, liegen aber

auch brancheninterne Erkenntnisse zugrunde, die nicht in die andere Darstellung eingang gefunden haben.

Die im vorhergehenden Kapitel beschriebene Unterscheidung von nachgewiesenen Reserven und nachgewiesenen und wahrscheinlichen Reserven wird bei IHS teilweise rückwirkend vorgenommen. Soweit verfügbar, wird von Anfang an die 2 P Reserve zugrunde gelegt. Oft aber ist diese nicht bekannt, so dass dann auch IHS seine Angaben auf die nachgewiesenen Reserven stützt.

Der wesentliche Unterschied zu den Daten bei CEDIGAZ/BP besteht jedoch in der Zuordnung einer Neubewertung:

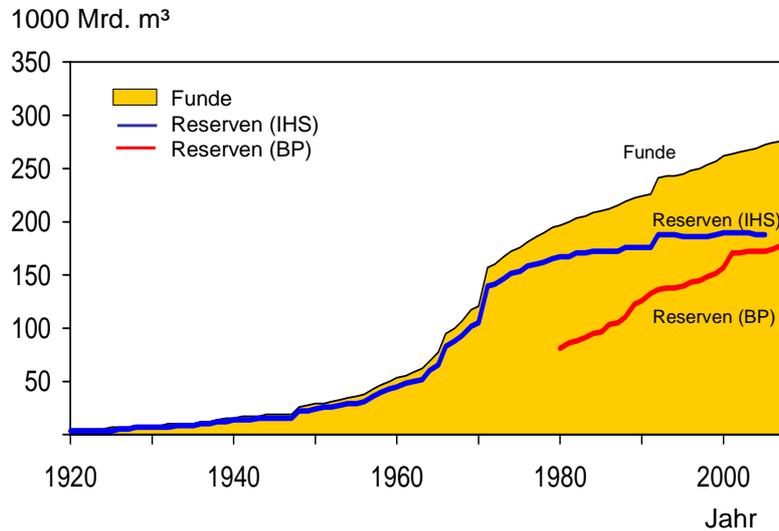
Wenn die Neubewertung eines Feldes stattfindet, wird diese bei CEDIGAZ und BP dem Jahr der Neubewertung zugerechnet. Begründet wird dies damit, dass damit ja die Kenntnis über die verfügbare Reserve im Jahr der Neubewertung angestiegen sei.

IHS jedoch ordnet die Neubewertung dem Jahr der Entdeckung des entsprechenden Gasfeldes zu. Begründet wird dies damit, dass dem Erdgasfeld ja zum Zeitpunkt der Entdeckung diese entnehmbare Gasmenge zuzuschreiben ist, nur die Kenntnis darüber wurde erst später veröffentlicht. Für die Analyse historischer und künftiger Trends des Entdeckens neuer Felder ist nicht das Jahr der Höherbewertung des Inhaltes sondern das Jahr der Entdeckung des entsprechenden Feldes ausschlaggebend. Nur auf dieser Basis lassen sich vernünftige Aussagen über das künftige Entdeckungspotenzial einer Region oder der ganzen Welt treffen.

Dieser grundsätzliche Unterschied in der Bewertung bildet eine wesentliche Ursache für die unterschiedlichen Aussagen zu künftigen Fördermöglichkeiten:

- Stützt man die Analyse auf die Zeitreihe der als nachgewiesen berichteten Reserven, so kommt man zu dem Schluss, dass ein Ende des Wachstums nicht absehbar ist und aus geologischen Restriktionen keinerlei Probleme der künftigen Verfügbarkeit gegeben sind.
- Stützt man die Analyse auf die Zeitreihe der Entdeckung der Erdgasfelder, so kommt man zu dem Schluss, dass die Suche und das Finden neuer Felder immer schwieriger werden. Die großen Erfolge fanden vor Jahrzehnten statt, die jetzt noch jährlich neu entdeckten Felder addieren in der Summe wesentlich weniger Gas als vor Jahrzehnten und sind auch von der Struktur her wesentlich unangenehmer, da sie viel kleiner sind in deutlich schwieriger zu beherrschenden geographischen Gegenden.

Wieviel Erdgas gibt es ? Entwicklung von Gasfunden und -verbrauch



Quelle: IHS-Energy 2006; BP 2009

Abbildung 2-4 Zeitliche Entwicklung der berichteten „nachgewiesenen Reserven“ (BP) und der Reserven als Differenz zwischen neuen Funden und kumulierter Förderung (IHS) [IHS 2006] und [BP 2009]

2.2 Historische Förderung

Gasförderung 1970 - 2007

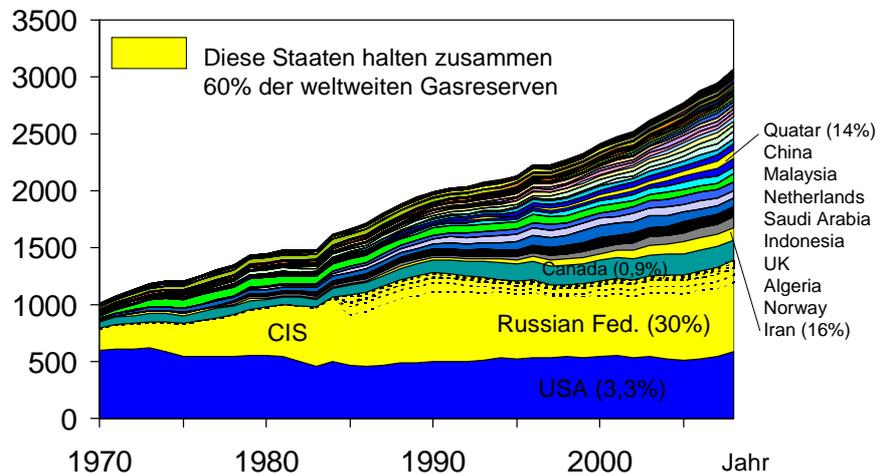
Mrd. m³

Abbildung 2-5 Welterdgasförderung 1970 – 2008 [BP 2009]

Bild BP Förderkurve

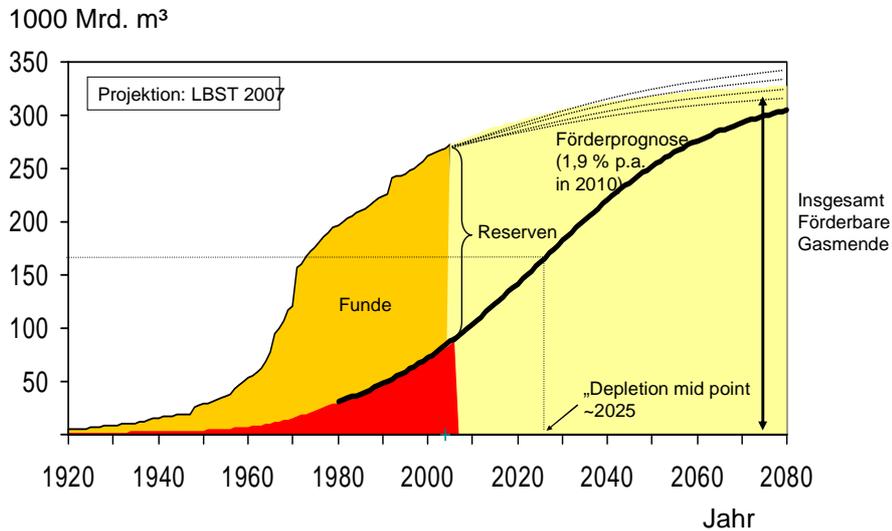
Bild IHS Förderkurve

2.3 Förderszenarien

2.3.1 Die Sichtweise der LBST

IEA

Wieviel Erdgas gibt es ? Entwicklung von Gasfunden und -verbrauch



Source: History IHS-Energy 2006

Abbildung 2-6 Kumulierte Funde und Förderung sowie Extrapolation bis zum Jahr 2080

Gasförderung: Vergangenheit und Prognose

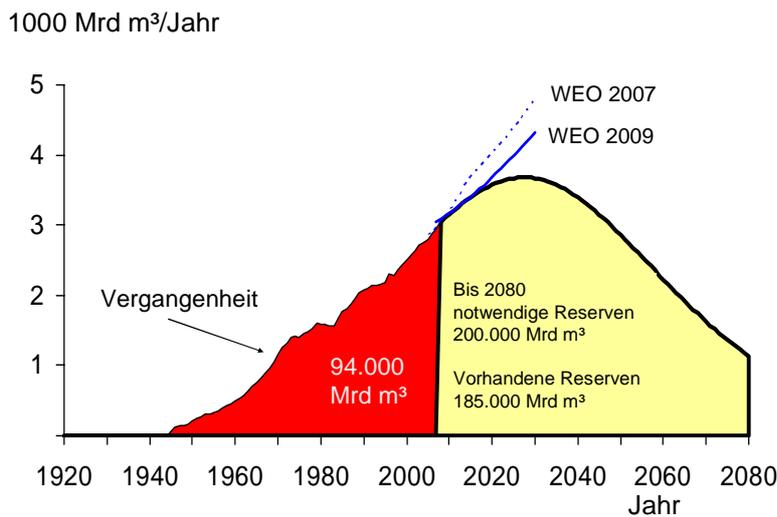


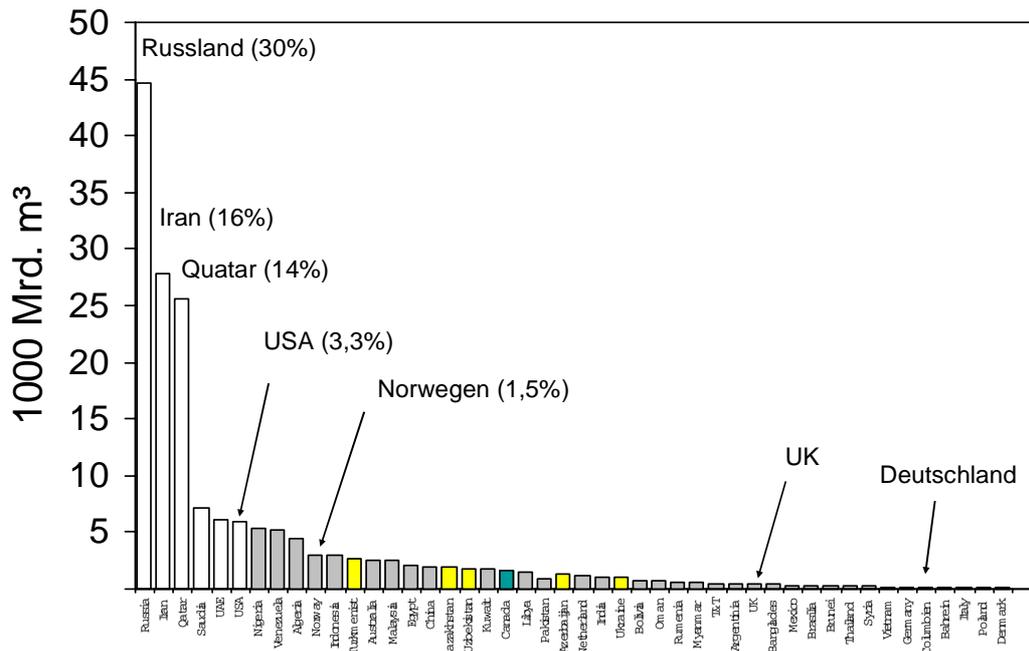
Abbildung 2-7 Aus der weltweiten Verfügbarkeit der Reserven abgeleitetes Förderprofil für Erdgas, wobei bis zum Jahr Ausweitung der Reserven von 30% angenommen wurde.

2.3.2 Die Sichtweise der IEA im World Energy Outlook 2009

3 LÄNDERANALYSE – FOKUS AUF EUROPA

3.1 Funde und Reserven

Geographische Verteilung der weltweiten Gasreserven



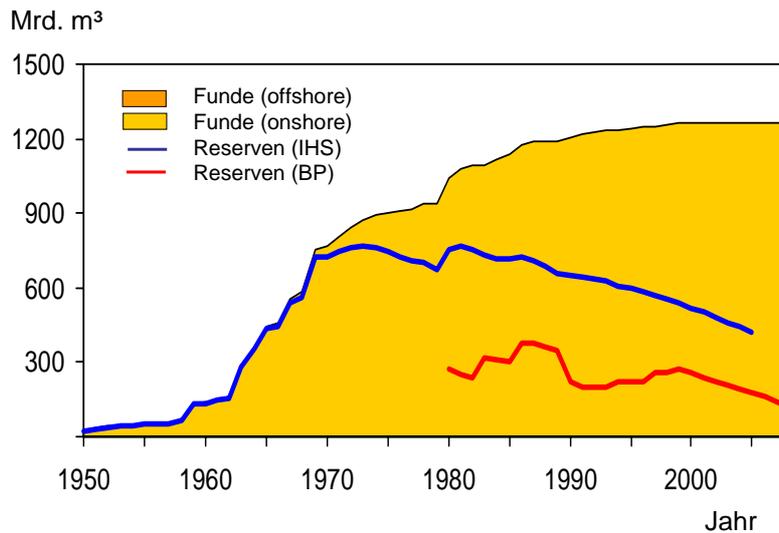
Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2008

Abbildung 3-1 Geographische Verteilung der berichteten Erdgasreserven [BP 2009]

3.1.1 Europa

a) Deutschland

Entwicklung von Gasfunden und –reserven in Deutschland

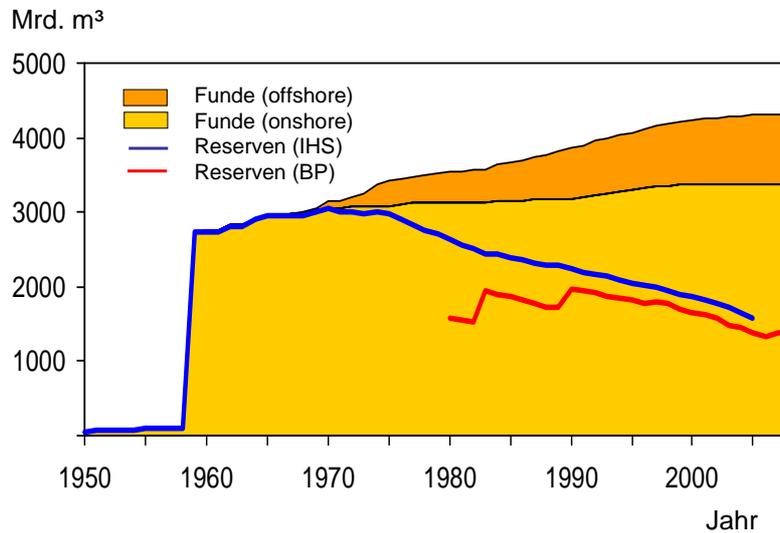


Quelle: IHS-Energy 2006; BP 2009

Abbildung 3-2 Zeitliche Entwicklung der „nachgewiesenen“ Erdgasreserven in Deutschland (BP) und der Reserven als Differenz zwischen Funden und Förderung [BP 2009] und [IHS 2006]

b) Holland

Entwicklung von Gasfunden und -reserven in den Niederlanden

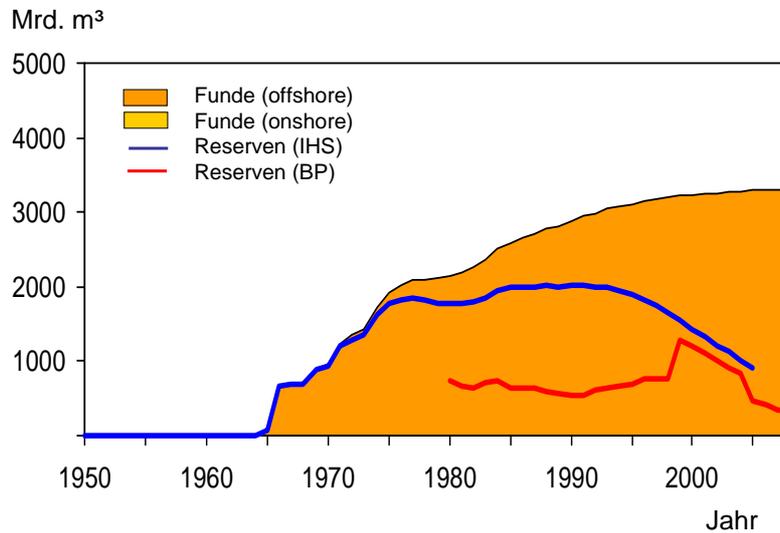


Quelle: IHS-Energy 2006; BP 2009

Abbildung 3-3 Zeitliche Entwicklung der nachgewiesenen Erdgasreserven in den Niederlanden und der Reserven als Differenz zwischen Funden und Förderung [BP 2009] und [IHS 2006]

c) Großbritannien

Entwicklung von Gasfunden und -reserven in Großbritannien

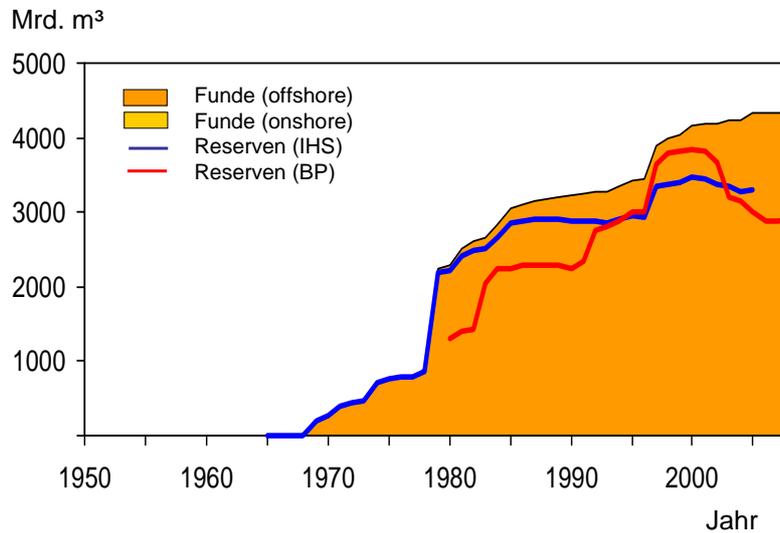


Quelle: IHS-Energy 2006; BP 2009

Abbildung 3-4 Zeitliche Entwicklung der nachgewiesenen Erdgasreserven in den Großbritannien und der Reserven als Differenz zwischen Funden und Förderung [BP 2009] und [IHS 2006]

d) Norwegen

Entwicklung von Gasfunden und -reserven in Norwegen



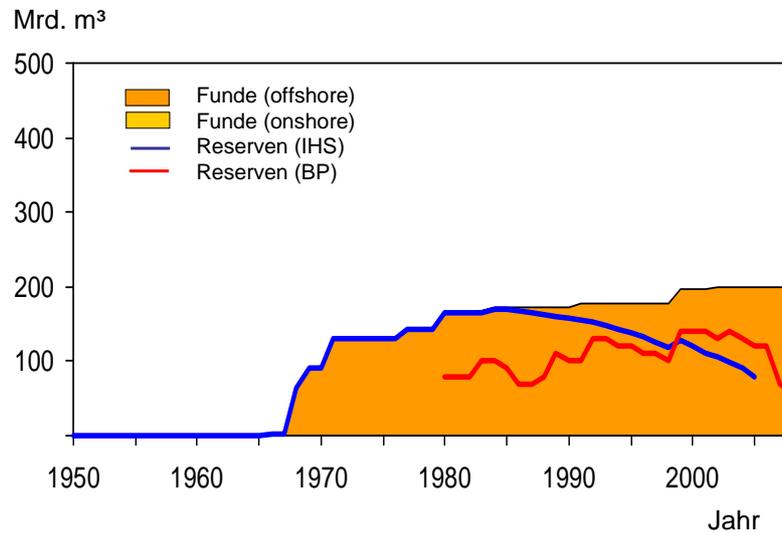
Quelle: IHS-Energy 2006; BP 2009

Abbildung 3-5 Zeitliche Entwicklung der nachgewiesenen Erdgasreserven in den Norwegen und der Reserven als Differenz zwischen Funden und Förderung [BP 2009] und [IHS 2006]

Bild BP Funde und discoveries

e) Dänemark

Entwicklung von Gasfunden und -reserven in Dänemark

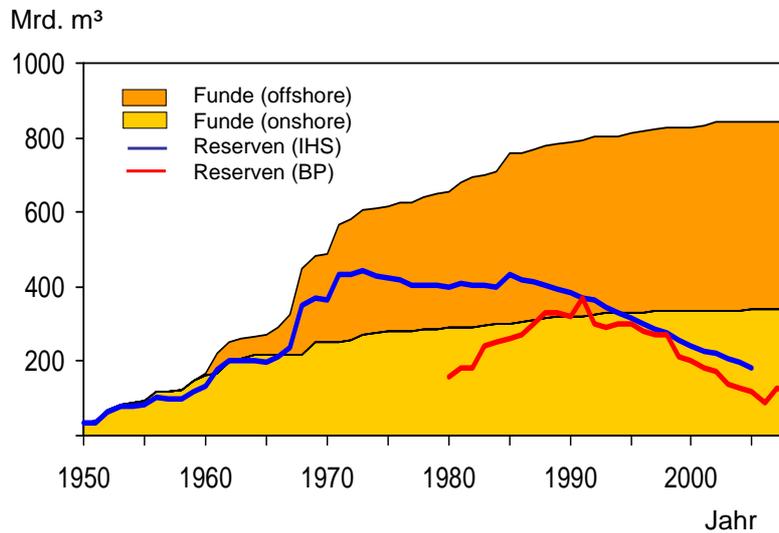


Quelle: IHS-Energy 2006; BP 2009

Abbildung 3-6 Zeitliche Entwicklung der nachgewiesenen Erdgasreserven in den Dänemark und der Reserven als Differenz zwischen Funden und Förderung [BP 2009] und [IHS 2006]

f) Italien

Entwicklung von Gasfunden und -reserven in Italien

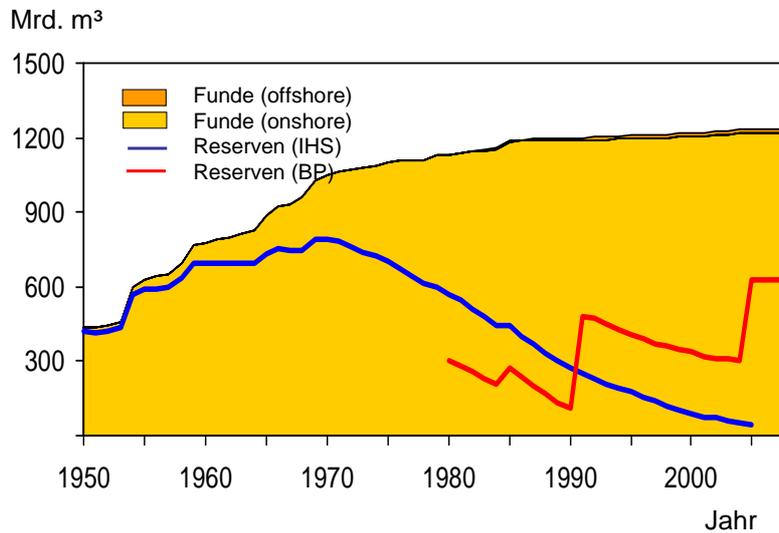


Quelle: IHS-Energy 2006; BP 2009

Abbildung 3-7 Zeitliche Entwicklung der nachgewiesenen Erdgasreserven in den Italien und der Reserven als Differenz zwischen Funden und Förderung [BP 2009] und [IHS 2006]

g) Rumänien

Entwicklung von Gasfunden und -reserven in Rumänien

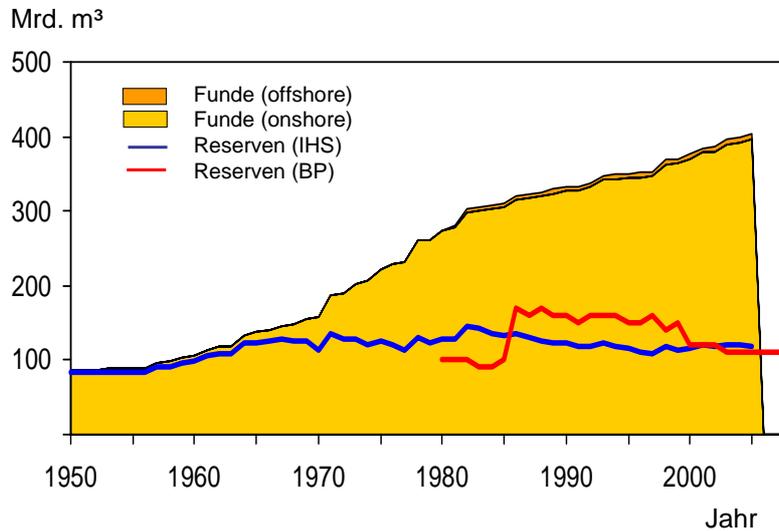


Quelle: IHS-Energy 2006; BP 2009

Abbildung 3-8 Zeitliche Entwicklung der nachgewiesenen Erdgasreserven in den Rumänien und der Reserven als Differenz zwischen Funden und Förderung [BP 2009] und [IHS 2006]

h) Polen

Entwicklung von Gasfunden und -reserven in Polen



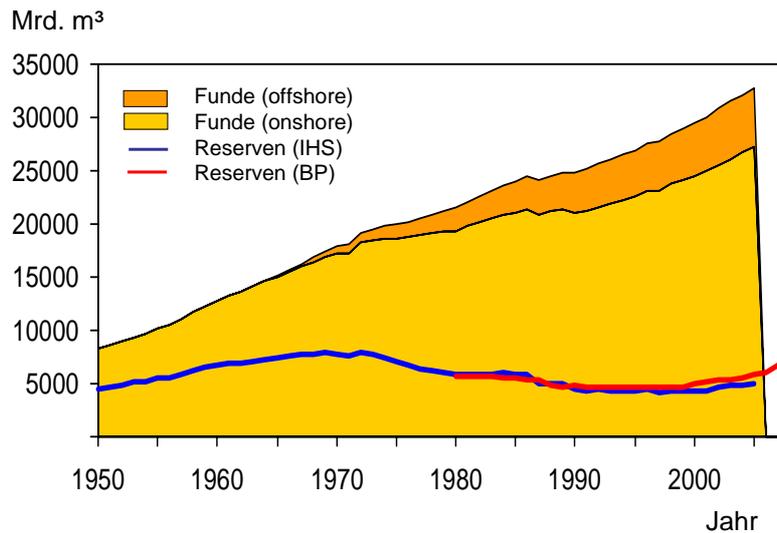
Quelle: IHS-Energy 2006; BP 2009

Abbildung 3-9 Zeitliche Entwicklung der nachgewiesenen Erdgasreserven in Polen und der Reserven als Differenz zwischen Funden und Förderung [BP 2009] und [IHS 2006]

3.1.2 Nordamerika

a) USA

Entwicklung von Gasfunden und -reserven in USA



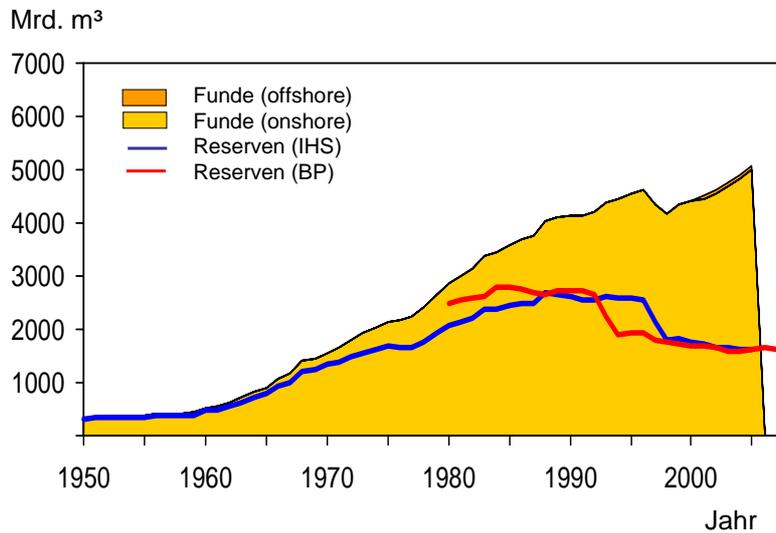
Quelle: IHS-Energy 2006; BP 2009

Abbildung 3-10 Zeitliche Entwicklung der nachgewiesenen Erdgasreserven in USA und der Reserven als Differenz zwischen Funden und Förderung [BP 2009] und [IHS 2006]

Funde und discoveries

b) Kanada

Entwicklung von Gasfunden und -reserven in Kanada



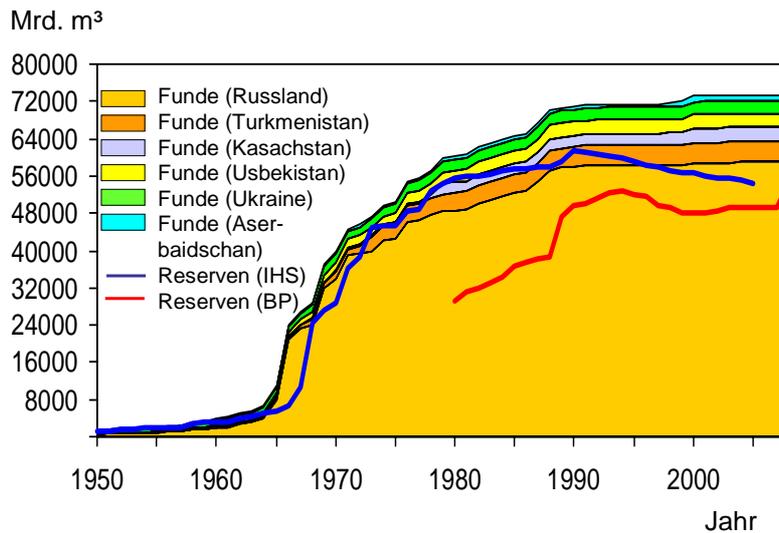
Quelle: IHS-Energy 2006; BP 2009

Abbildung 3-11 Zeitliche Entwicklung der nachgewiesenen Erdgasreserven in Kanada und der Reserven als Differenz zwischen Funden und Förderung [BP 2009] und [IHS 2006]

3.1.3 Sonstige Regionen

a) FSU

Entwicklung von Gasfunden und -reserven in FSU



Quelle: IHS-Energy 2006; BP 2009

Abbildung 3-12 Zeitliche Entwicklung der nachgewiesenen Erdgasreserven in den Transitionstaaten Russland, Turkmenistan, Kasachstan, Aserbaidtschan, Ukraine und Usbekistan und der Reserven als Differenz zwischen Funden und Förderung [BP 2009] und [IHS 2006]

BP Funde und discoveries

b) Mittlerer Osten

Entwicklung von Gasfunden und -reserven im Mittleren Osten

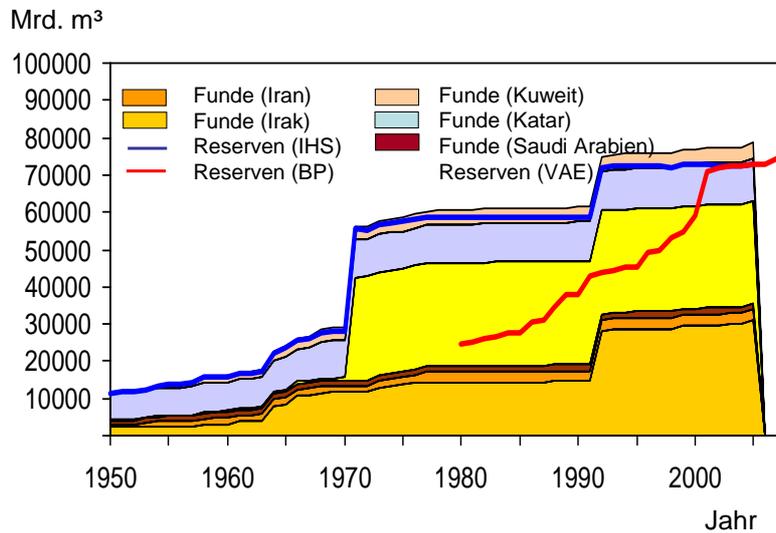
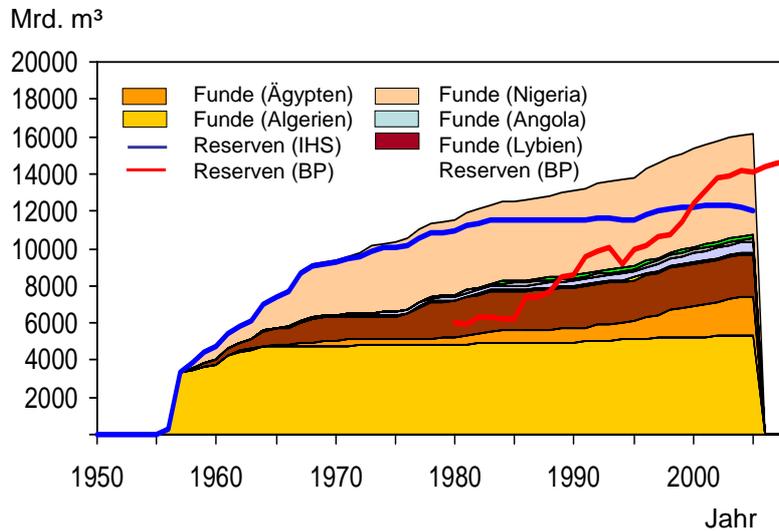


Abbildung 3-13 Zeitliche Entwicklung der nachgewiesenen Erdgasreserven in den Staaten des Mittleren Ostens und der Reserven als Differenz zwischen Funden und Förderung [BP 2009] und [IHS 2006]

c) Afrika

BP Funde und discoveries

Entwicklung von Gasfunden und -reserven in Afrika

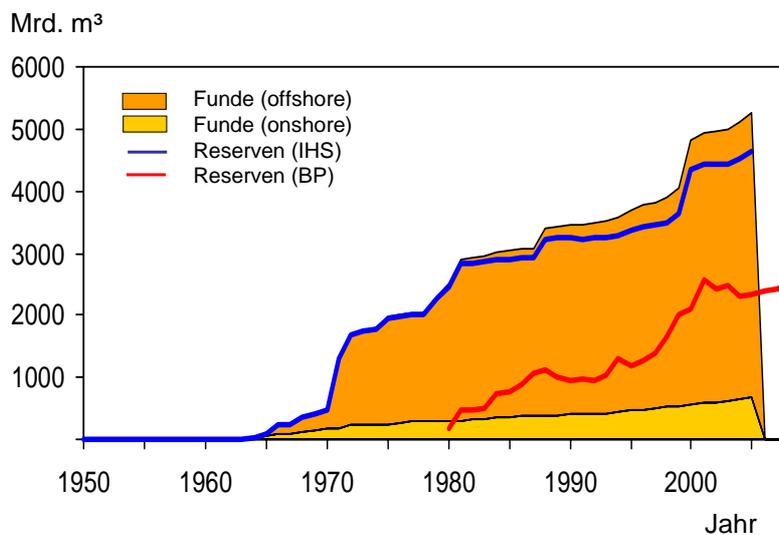


Quelle: IHS-Energy 2006; BP 2009

Abbildung 3-14 Zeitliche Entwicklung der nachgewiesenen Erdgasreserven in Afrika und der Reserven als Differenz zwischen Funden und Förderung [BP 2009] und [IHS 2006]

d) Australien

Entwicklung von Gasfunden und -reserven in Australien



Quelle: IHS-Energy 2006; BP 2009

Abbildung 3-15 Zeitliche Entwicklung der nachgewiesenen Erdgasreserven in Australien und der Reserven als Differenz zwischen Funden und Förderung [BP 2009] und [IHS 2006]

e) Asien

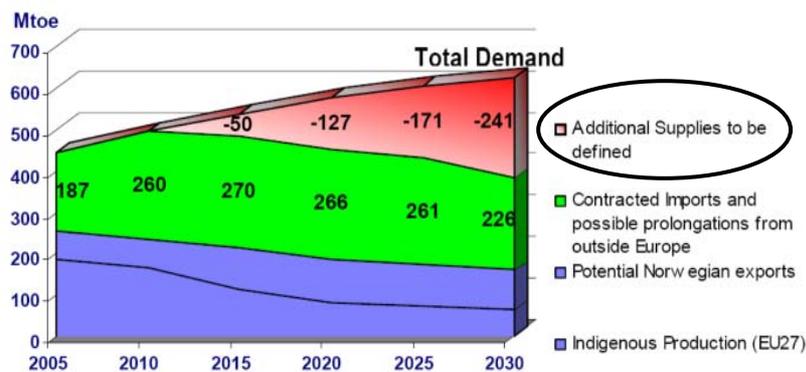
BP Funde und discoveries

3.2 Förderung und Förderszenarien

3.2.1 Europa

a) Übersicht

Die künftige Gasförderung aus Sicht der europäischen Gaswirtschaft



Quelle: Eurogas 2008

Abbildung 3-16 Die künftige Erdgasversorgung Europas (EU 27) aus Sicht der europäischen Erdgaswirtschaft

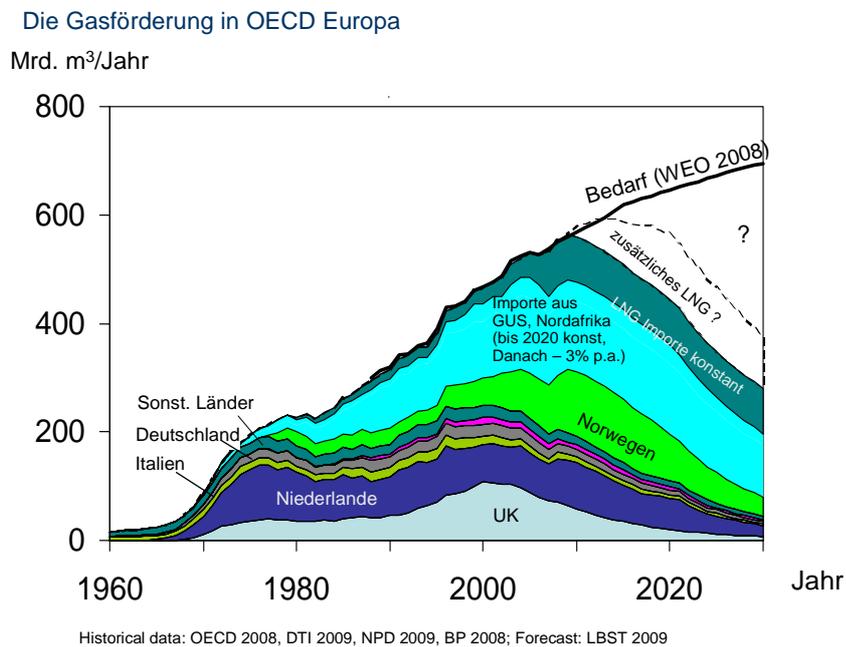


Abbildung 3-17 Historische Entwicklung und Projektion der künftigen Erdgasversorgung von Europa (OECD) aus Sicht der LBST

b) Deutschland

Entwicklung der Gasförderung in Deutschland

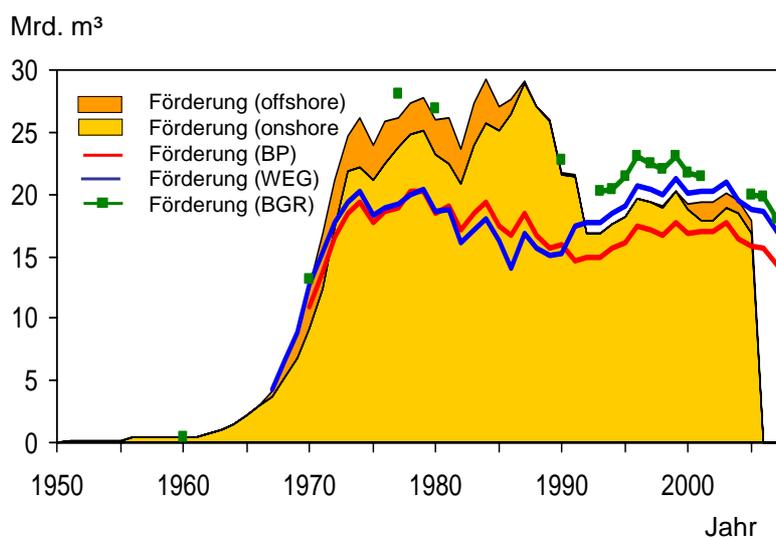


Abbildung 3-18 Erdgasförderung in Deutschland [WEG 2009], [BGR 2009], BP 2009]

c) Niederlande

Gasproduktion der Niederlande

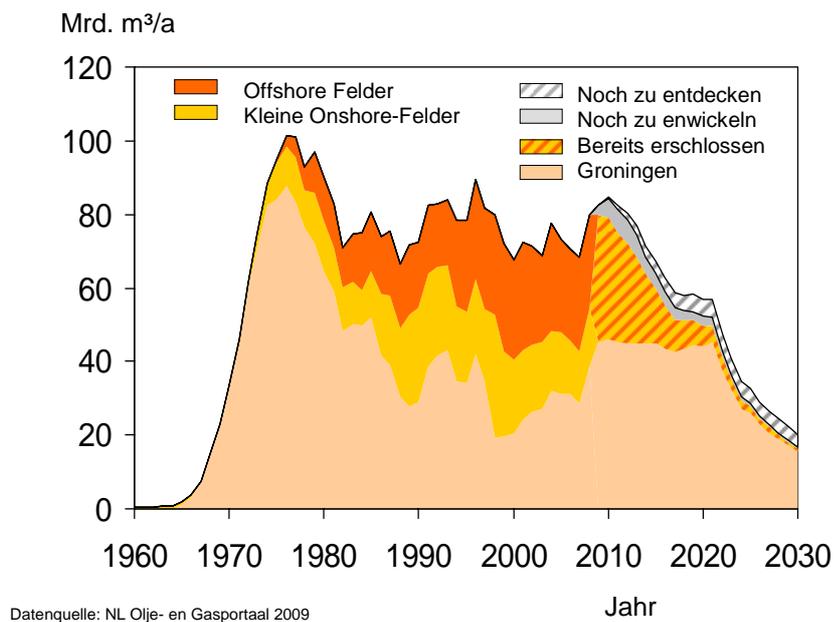


Abbildung 3-19 Historische Gasförderung der Niederlande und prognostizierte Entwicklung lt. Niederländischem Energieministerium [[OGJ 2009]

d) Großbritannien

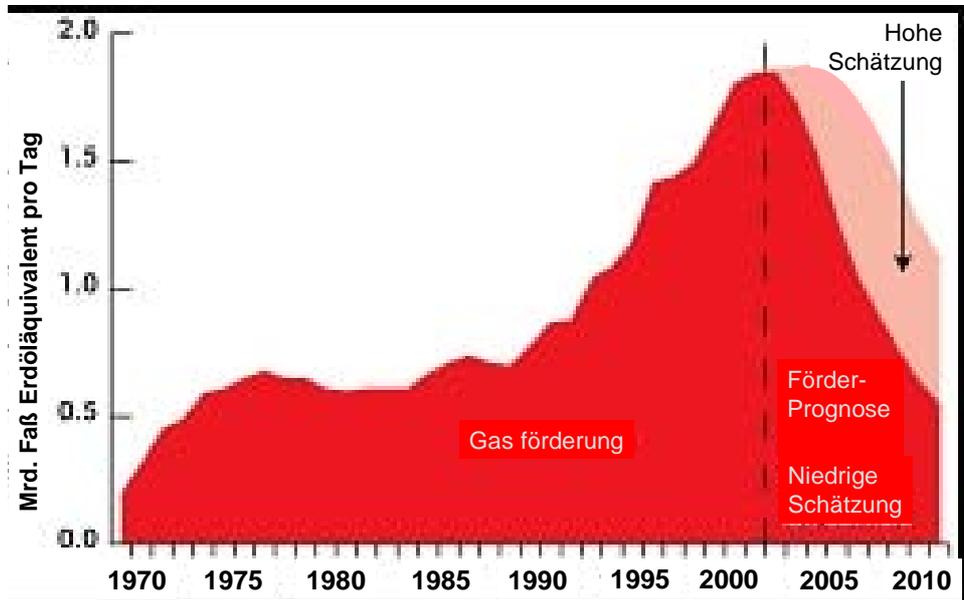


Abbildung 3-20 Eine Prognose der Gasförderung Vereinigung der offshore Öl- und Gasförderfirmen in Großbritannien. [UKOOA 2009]

Die Gasförderung in Großbritannien

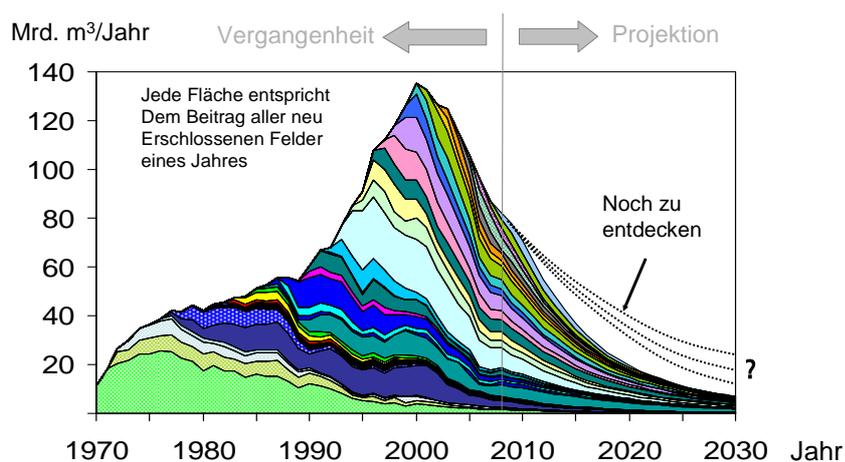
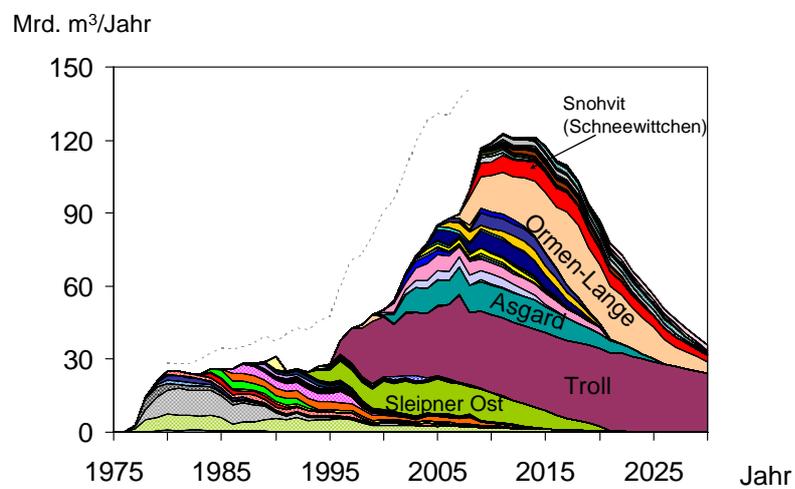


Abbildung 3-21 Eine Projektion der Gasförderung basierend auf der Analyse der Förderprofile aller Einzelfelder

e) Norwegen

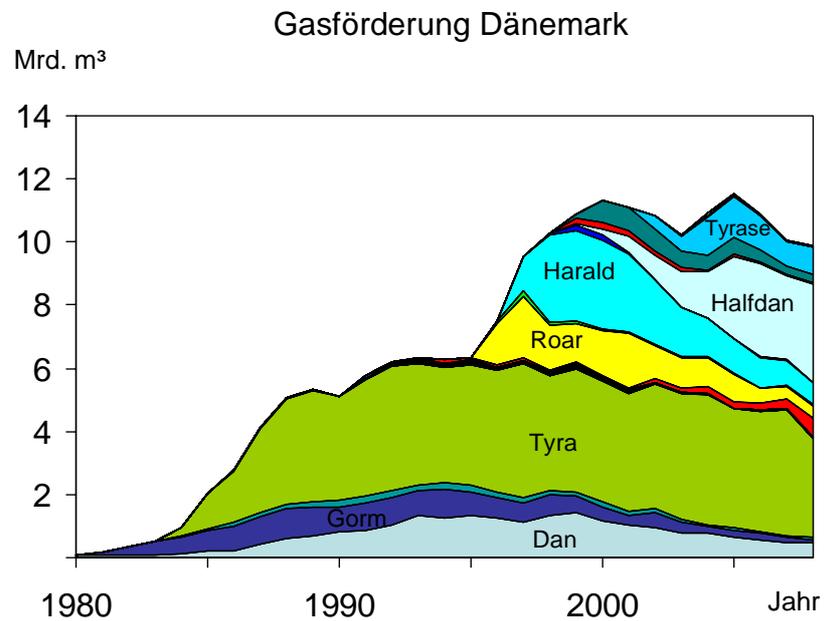
Die Gasförderung in Norwegen



Historische Daten: NPD, 2009, Projektion: LBST 2009

Abbildung 3-22 Beitrag aller Einzelfelder zur Erdgasförderung in Norwegen mit einer Projektion bis 2030

f) Dänemark



Quelle: Department of Energy, 2009

Abbildung 3-23 Einzelfeldanalyse der Erdgasförderung von Dänemark

g) sonstige

3.2.2 Nordamerika

Bild EIA oder IEA Prognose

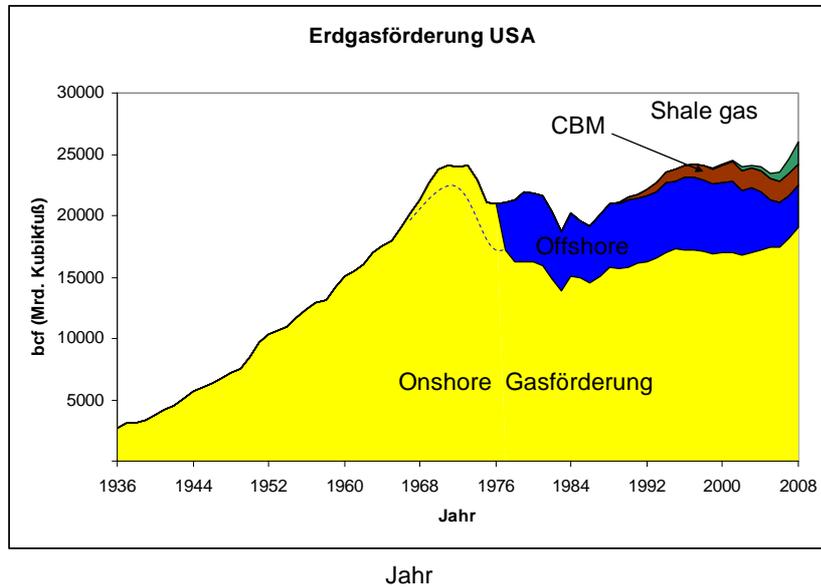


Abbildung 3-24 Entwicklung der Erdgasförderung in den USA mit Unterscheidung von offshore Förderung, Methan aus Kohleflözen (CBM) und Methan aus dichten Schiefergesteinen (Shale gas) [US EIA 2009]

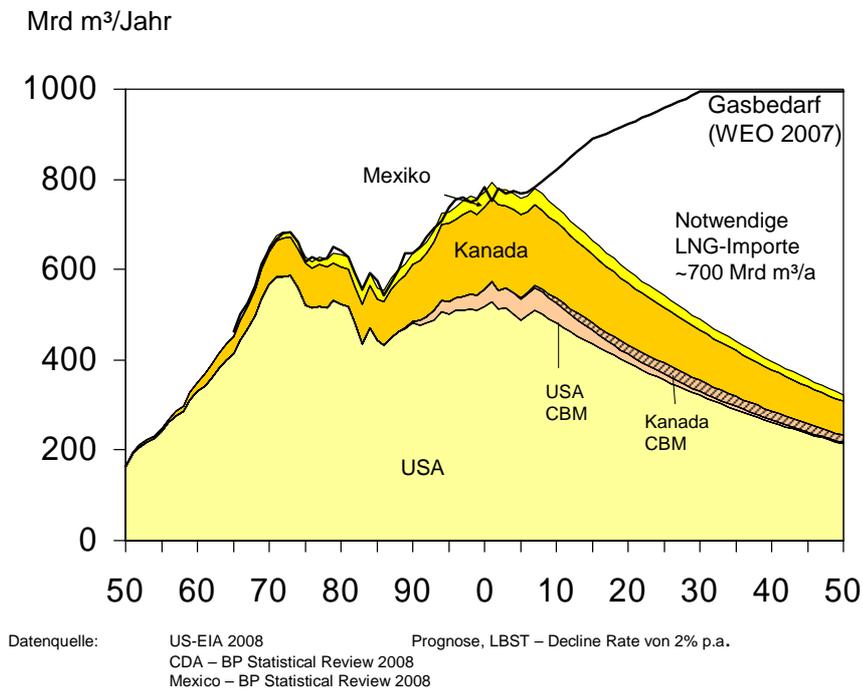


Abbildung 3-25 Projektion der Erdgasförderung in Nordamerika gemäß einem Szenario der LBST

3.2.3 Russland und Transitionstaaten

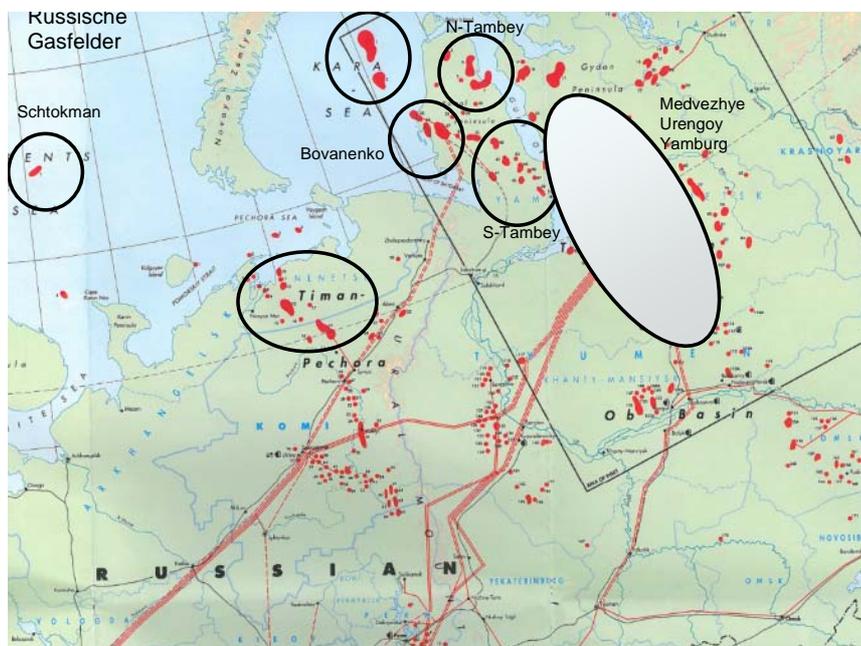
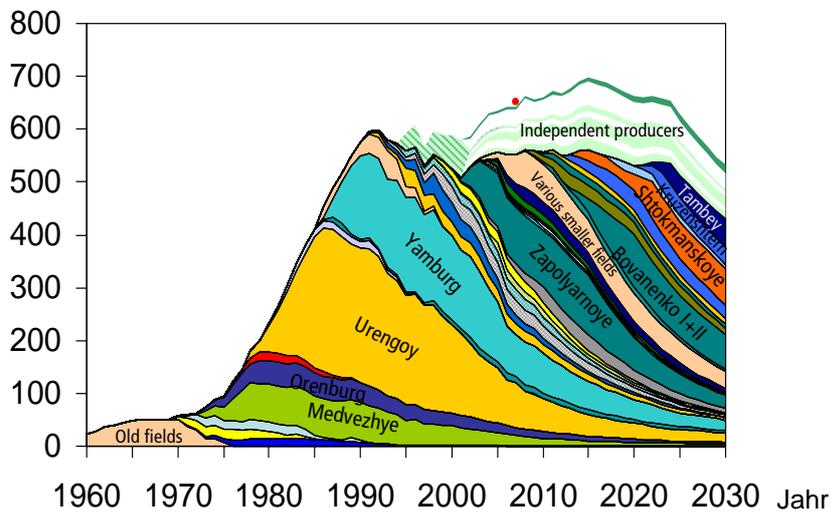


Abbildung 3-26 Lage der großen erschlossenen und der noch nicht entwickelten Erdgasfelder in Russland [PE 2003]

Feld für Feld Analyse der russischen Gasförderung

Mrd. m³/Jahr

Data Sources: Gazprom 2008; J. Stern The Future of Russian Gas and Gazprom 2005;
Campbell, Perrodon, Laherrere: The world's gas Potential 1995; LBST Feb 2009

Abbildung 3-27 Einzelfeldanalyse der Erdgasförderung in Russland mit Projektion bis 2030

3.2.4 Sonstige Regionen

3.3 Importe

3.3.1 Leitungsgebundene Importe

- a) **Russland**
- b) **Kasachstan, Turkmenistan**
- c) **Irak, Iran**
- d) **Nordafrika**

3.3.2 Flüssigerdgasimporte

- a) **Importkapazitäten in Europa**
- b) **Exportkapazitäten**

4 NICHT KONVENTIONELLE ERDGASRESERVEN

5 ZUSAMMENFASSUNG

6 LITERATUR

- [BGR 2009] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe,
- [BP 2009] BP Statistical Review of World Energy, 2009
- [Campbell 1996] The world's oil supply 1930 – 2050, C.J. Campbell, J.H. Laherrere, Petroconsultants, Genf, 1996
- [Campbell 1997] The coming oil crisis, C.J. Campbell, Petroconsultants, Genf 1998, Seite 67
- [IHS 2006] LBST – Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Deutsche Berichtsvorlage für Word 2002; Ottobrunn, Germany, März 2009
- [OGJ 2009]
http://www.nlog.nl/resources/Jaarverslag2008/2008_productieontwikkeling_gas_NL.pdf
- [PE 2003]
- [MM 2004] Das ist ein Schock, Manager Magazin vom 9. Januar 2004, siehe auch <http://www.manager-magazin.de/geld/artikel/0,2828,281114,00.html>
- [NYT 2004] House Panel to begin a hearing on Shells Reserve Scandal, New York Times, 21. Juli 2004, siehe z.B. unter <http://www.nytimes.com/2004/07/21/business/21shell.html>
- [Shell 2007] Dokumentation der Reserveabwertungen auf der Internetseite der Firma Shell, siehe http://www.shell.com/home/content/investor/reserves_settlement/dir_reserves_settlement_13042007.html
- [US-EIA 2009]
- [WEG 2009] Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.



LUDWIG-BÖLKOW-SYSTEMTECHNIK GMBH

Die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) ist ein Beratungsunternehmen für Energie und Umwelt. Unsere internationalen Kunden aus Industrie, Finanzsektor, Politik und Verbänden unterstützen wir bei Fragen zu Technologie, Strategie und Nachhaltigkeit.

Zwei Jahrzehnte kontinuierlicher Erfahrung des interdisziplinären Teams renommierter Experten bilden die Basis der umfassenden Kompetenz der LBST.

Die LBST bietet ihren Kunden:

<i>System- und Technologiestudien</i>	Technologiebewertung und Due Diligence; Energie- und Infrastrukturkonzepte; Machbarkeitsstudien;
<i>Strategieberatung</i>	Produktportfolioanalysen, Identifizierung neuer Produkte und Dienstleistungen; Marktanalysen;
<i>Nachhaltigkeitsberatung</i>	Lebenszyklus-Analysen; Carbon Footprint Analysen; Bewertung natürlicher Ressourcen (Energie, Mineralien, Wasser); Nachhaltigkeitsbewertung (Sustainability Due Diligence);
<i>Koordination</i>	Projektmanagement, -begleitung und -bewertung;
<i>Entscheidungsvorbereitung</i>	Studien, Briefings, Expertenkreise, Trainings.

Besondere Arbeitsschwerpunkte liegen in den Bereichen Energie (erneuerbare Energie, Energiespeicherung, Wasserstoff und Brennstoffzellen) und Verkehr (Kraftstoffe und Antriebe, Infrastruktur, Mobilitätskonzepte), sowie bei umfassenden Nachhaltigkeitsanalysen.

Ein konsequenter Systemansatz ist Kennzeichen aller Arbeiten. Nur dadurch, dass wirklich alle relevanten Elemente einer vernetzten Welt berücksichtigt werden, können wir unseren Kunden eine vollständige Grundlage für ihre Entscheidungen geben.

Mit ihrem tiefen Verständnis gesellschaftlicher und technologischer Entwicklungen sowie ihrer Unabhängigkeit hilft die LBST ihren Kunden mit objektiven und fundierten Informationen bei der Sicherung ihrer Zukunft.

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

Daimlerstr. 15

85521 Ottobrunn

Telefon +49 89 6081100, Fax +49 89 6099731

Email: info@lbst.de

Web: <http://www.lbst.de>

RESERVEN UND FÖRDERMÖGLICHKEITEN VON KOHLE BIS 2050

5. ZWISCHENBERICHT DES PROJEKTES

„ERNEUERBARE ENERGIEN UND ENERGIEEFFIZIENZ ALS ZENTRALER BAUSTEIN ZUR EUROPÄISCHEN ENERGIESICHERHEIT“

**STUDIE IM AUFTRAG DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND
REAKTORSICHERHEIT**

Jan Michalski
Werner Weindorf
Werner Zittel

26. August 2010



Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

www.lbst.de

BERICHT

Haftungsausschluss

Der Mitarbeiterstab der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH hat diesen Bericht erstellt.

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeiter der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH noch irgendeiner ihrer Mitarbeiter, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie, oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses, oder versichert, dass deren Nutzung private Rechte nicht verletzen würden.

KURZFASSUNG

Alte Kohlekraftwerke müssen in Deutschland den kommenden Jahren aus Altersgründen ausgemustert werden. Es ist eine Diskussion entstanden inwieweit diese durch moderne Kohlekraftwerke ersetzt werden können und sollen. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht mag das dann sinnvoll erscheinen, wenn sie über ihre Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten konkurrenzfähig Strom erzeugen können.

Aus klimapolitischer Sicht spricht dagegen, dass der Abbrand von Kohle die höchsten spezifischen Treibhausgasemissionen aufweist. Nicht wenige sind dennoch der Meinung, dass in der Übergangsphase nicht auf diese Kraftwerke verzichtet werden könne. Einen Ausweg aus diesem Dilemma scheint die Abtrennung und Speicherung des beim Abbrand frei werdenden Kohlenstoffs mittels CCS-Technologien zu bieten. Die Technik hierfür ist heute jedoch nicht vorhanden. Daher gibt es Anstrengungen, entsprechende Technologien mit großer finanzieller Unterstützung zur Marktreife zu führen.

Drittens herrscht die Hoffnung, dass die bald rückläufige Ölförderung durch das zeitgerechte Einphasen neuer zum Teil synthetischer Kraftstoffe substituiert werden könnte. Teilweise wird hier gerade der Kohleverflüssigung ein großes Potenzial zugeschrieben und mit Verweis auf südafrikanische oder chinesische Projekte die Dringlichkeit dieses Ansatzes betont.

All diesen Überlegungen liegt die Basisannahme zugrunde, dass Kohle mindestens über die kommenden Jahrzehnte ausreichend und kostengünstig verfügbar sein wird. Die verfügbaren Ressourcenstatistiken scheinen dies auch zu untermauern. Wäre dem nicht so, so würde dies den oben angedeuteten Überlegungen die Basis entziehen und weitere Investitionen in die Entwicklung entsprechender Technologien nicht rechtfertigen.

Die detaillierte Analyse der Reservestatistiken zeigt jedoch, dass genau diese Annahme langfristig ausreichend verfügbarer billiger Kohle keineswegs gerechtfertigt ist. Beispielsweise betragen Ende des Jahres 2007 die weltweit berichteten Kohlereserven 826 Mrd. Tonnen (Weltenergieerat) bzw. 998 Mrd. Tonnen (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe). Bei konstantem Jahresverbrauch von 6,9 Mrd. Tonnen (2009) würden diese Reserven für 120-145 Jahre ausreichen. Berücksichtigt man ein dynamisches Verbrauchs- und Förderprofil unter der Annahme, dass die Förderausweitung der vergangenen Jahre fortgeschrieben wird, so verkürzt dies die mögliche Ausweitung des Kohleverbrauchs auf wenige Jahrzehnte.

Die Entwicklung der vergangenen 20 Jahre hat gezeigt, dass die Kohlereserven wesentlich stärker zurückgegangen sind, als es durch den in dieser Zeit erfolgten Verbrauch erklärbar wäre. Offensichtlich wurden alte Reserveangaben deutlich abgewertet. So sind die berichteten Reserven seit 1987 um etwa 50% bzw. 800 Mrd. Tonnen zurückgegangen. Der Verbrauch über diesen Zeitraum entspricht 100 Mrd. Tonnen Diese Beobachtung steht

entgegen der gängigen Meinung, dass mit steigenden Kohlepreisen und verbesserter Technologie Kohleressourcen in Kohlereserven überführt und diese dadurch zunehmen würden. In Kombination mit der gestiegenen Förderung führte dies auch dazu, dass die statische Reichweite von über 400 Jahren im Jahr 1987 auf 125-145 Jahre bis 2009 zurückging.

Die regionale Differenzierung der Kohlereserven zeigt eine Konzentration auf wenige Staaten: USA, China, Indien, Australien, Südafrika und die Transitionsstaaten (Russland, Kasachstan, Ukraine) besitzen fast 95% der weltweiten Steinkohlereserven. Braunkohle ist ebenfalls zu 95% auf die Staaten USA, Russland, China, Indien und Ukraine konzentriert.

Heute tragen China, USA und Indien zwei Drittel zur weltweiten Kohleförderung bei. Daher wird die Förderentwicklung dieser Staaten das weltweite Förderprofil bestimmen.

Es zeigt sich, dass in vielen Staaten die Reservestatistik nicht nachgeführt wird. So z.B. stammen die Reserveangaben für China aus dem Jahr 1992. Die kumulierte Förderung seit dieser Zeit entspricht etwa 25% dieser Reserven, die statische Reichweite beträgt 38 Jahre bzw. nach Abzug der kum. Förderung etwa 30 Jahre. Daher wird in China die Förderung innerhalb weniger Jahre den Höhepunkt überschreiten, sofern hier neue Reserven nicht zügig erschlossen werden. Heute ist unklar, in welchem Umfang dies möglich ist. Aufgrund dieser unklaren Datenlage besteht eine große Wahrscheinlichkeit, dass die Kohleförderung innerhalb weniger Jahre den Höhepunkt überschreiten wird. ES kann allerdings nicht ausgeschlossen werden, dass die Ressourcen eine mittelfristige Ausweitung über ein oder zwei Jahrzehnte noch zulassen.

Eine detaillierte Analyse der USA, dem Land mit der zweitgrößten Förderrate und 30% Anteil an den Kohlereserven, zeigt, dass die für abbauwürdige Reserven ausgewiesenen Angaben deutlich zu hoch sind. Möglicherweise wird die Hälfte davon nie gefördert werden, weil dem gewichtige Gründe entgegenstehen. Die Förderstatistiken zeigen, dass dort die Steinkohleförderung bereits vor 20 Jahren den Höhepunkt überschritten hat. Die noch mögliche Förderausweitung wird vor allem auf energetisch niederwertiger Hartbraunkohle basieren. Auch hier ist es sehr wahrscheinlich, dass das Fördermaximum innerhalb einer Dekade erreicht wird.

Die hier diskutierten weltweiten Förderszenarien weisen darauf hin, dass das weltweite Kohlefördermaximum vermutlich im Zeitraum 2020 bis 2030 bei einem Fördervolumen zwischen 9 -11 Mrd. Tonnen überschritten wird. Im Jahr 2009 betrug die Förderung 6,9 Mrd. Tonnen.

Unabhängig vom weltweiten Förderprofil haben die Staaten mit den großen Kohlereserven nur ein sehr geringes Exportpotenzial. So importierten im Jahr 2009 China und Indien bereits 170 Mrd. Tonnen, das ist mehr als der weltgrößte Kohleimporteur Japan bezog. Noch vor 10 Jahren hatte China über 70 Mrd. Tonnen Kohle exportiert.

Dieser Wandel der Export/Importbilanzen führte zu einem Anstieg der auf dem Weltmarkt gehandelten Kohlemengen von 50% seit 2001. Dieser Anstieg wurde vor allem durch die Ausweitung der indonesischen Kohleförderung bereitgestellt. Doch es ist absehbar, dass Indonesien nach Überschreiten des Fördermaximums innerhalb der kommenden 5 Jahren weniger Kohle exportieren wird. Da auch in Südafrika die Kohleexporte stagnieren und gegenüber 2005 gefallen sind, muss ein Ausgleich dieses Defizits vor allem durch die zügige Erhöhung der Exporte der Transitionsstaaten, Kolumbiens und Australiens erfolgen.

Der Bedarf Chinas und Indiens wird weiterhin ansteigen. Dadurch wird Kohle auf dem Weltmarkt möglicherweise schon bald knapp und teuer werden. Mit dieser Entwicklung ist zu rechnen. Sie ist wesentlich wahrscheinlicher als anzunehmen, dass in 10 Jahren Kohle auf dem Weltmarkt zu heutigen Preisen in ausreichenden Mengen verfügbar wäre.

Umweltaspekte

Bei der Förderung von Steinkohle trägt die Emission von Methan (CH_4) zu einem Großteil der Treibhausgasemissionen bei. Je tiefer die Kohleflöze, desto höher sind die CH_4 -Emissionen. Der Abbau von Steinkohle im Tagebau weist niedrigere CH_4 -Emissionen auf als die Förderung im Untertagebau. Inklusiv der Nutzung trägt die Emission von CO_2 aus der Verbrennung in Kohlekraftwerken den Großteil zur Treibhausgasbilanz bei. Auch beim Bezug von Steinkohle aus weit entfernten Regionen (z.B. Australien) und Transport über Schiff trägt der Transport kaum zu den Treibhausgasemissionen bei. In China kommt es häufig zu unkontrollierten Kohlebränden. Der Anteil von Steinkohle aus China an der Steinkohleversorgung in Deutschland ist allerdings gering.

Im Fall von Braunkohle befinden sich die Kraftwerke in unmittelbarer Nähe der Braunkohleabbaugebiete. Ein Transport von Braunkohle über größere Entfernungen fällt nicht an. Der Energieaufwand und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen aus der Förderung von Braunkohle sind gering im Vergleich zu den Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung von Braunkohle. Die Emission von Methan (CH_4) ist bei der Braunkohleförderung erheblich niedriger als bei der Steinkohleförderung.

Aufgrund leistungsfähiger Abgasreinigungsanlagen trägt die Nutzung von Braun- und Steinkohle in der Regel zu einem kleinen Teil zur Emission von Staub und Partikeln bei. Der Großteil der Emission von Staub und Partikeln fällt bei der Förderung der Kohle und dem Transport zum Kraftwerk an. Durch leistungsfähige Rauchgasentschwefelungsanlagen wird die Emission von SO_2 aus Stein- und Braunkohlekraftwerken erheblich reduziert. Trotzdem liegen die Emissionen von SO_2 und NO_x und die damit verbundene Versauerung auf relativ hohem Niveau. Die Emission von NO_x wird durch verbrennungstechnische Maßnahmen und durch Entstickungsanlagen vermindert. Bei SO_2 und NO_x hängt es von der Herkunft der Steinkohle ab, wie hoch der Anteil der Emissionen aus dem Kraftwerksbetrieb ist. Der Transport von Steinkohle per Schiff über lange Distanzen führt zu hohen SO_2 - und NO_x -Emissionen aus der Verbrennung

von Schweröl in Dieselmotoren. Die Emissionen von NMVOC und CO liegen sowohl bei Steinkohle, als auch bei Braunkohle auf niedrigem Niveau im Vergleich zu anderen Emittenten wie dem Straßenverkehr.

Bei der Nutzung von Braun- und Steinkohle in Kraftwerken kommt es auch zur Emission von radioaktiven Substanzen, wobei Steinkohlekraftwerke höhere Emissionen aufweisen als Braunkohlekraftwerke. Radioaktive Partikel werden zu einem Großteil durch die Rauchgasreinigung zurückgehalten. Das radioaktive Edelgas Radon trägt zu einem Großteil der Emission von radioaktiven Substanzen bei. Insgesamt ist die daraus resultierende Strahlenbelastung der in der Umgebung des Kraftwerks wohnenden Bevölkerung aber niedriger als beim Betrieb von Kernkraftwerken mit gleicher Leistung. Die Freisetzung radioaktiver Substanzen bei der Förderung von Steinkohle kann je nach Radongehalt der geförderten Steinkohle zu einer erheblichen Belastung der im Steinkohlebergbau Beschäftigten führen.

Trotz leistungsfähiger Rauchgasreinigung von Kohlekraftwerken kommt es zur Emission von toxischen Elementen wie Arsen (As), Blei (Pb), Cadmium (Cd), Quecksilber (Hg) und Thallium (Tl).

Die Erschließung und der Betrieb von Kohleminen haben einen erheblichen Eingriff in den Wasserhaushalt zur Folge.

INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG	1-4
2	ANALYSE DER KÜNFTIGEN FÖRDERMÖGLICHKEITEN VON KOHLE	2-7
2.1	Beschreibung der Analysemethode – das Konzept von Peak Coal.....	2-7
2.2	Kritische Aspekte dieser Förderanalyse.....	2-9
2.3	Ressourcen und Reserven	2-11
2.3.1	Definition von Ressourcen und Reserven.....	2-11
2.3.2	Kohlequalität.....	2-15
2.3.3	Ressourcen	2-16
2.3.4	Reserven.....	2-19
2.4	Historische Förderung und Extrapolation.....	2-25
2.4.1	Globales Förderszenario	2-25
2.4.2	Wichtige Förderstaaten	2-27
2.5	Auf dem Weltmarkt verfügbare Kohlemengen.....	2-54
2.5.1	Einteilung und Quantifizierung: Handelskohle.....	2-54
2.5.2	Export- und Importmengen.....	2-54
2.5.3	Historische Entwicklung der Kohleexporte und -importe	2-57
2.6	Vergleich mit anderen Analysen	2-58
3	UMWELTASPEKTE	3-60
3.1	Methodik	3-60
3.1.1	Berechnung des Energieeinsatzes.....	3-60
3.1.2	Berechnung der Treibhausgasemissionen.....	3-60
3.2	Basisdaten Kohlebereitstellung.....	3-61
3.2.1	Steinkohle.....	3-61
3.2.2	Braunkohle	3-65
3.3	Energieaufwand für die Bereitstellung und Nutzung	3-67
3.3.1	Steinkohle.....	3-67
3.3.2	Braunkohle	3-68



3.3.3	Abschätzung des weltweit steigenden Energieaufwandes der Kohleförderung und -nutzung.....	3-69
3.3.4	Energieaufwand für die CO ₂ -Abscheidung und Einlagerung („Carbon Capture and Storage“ (CCS)).....	3-71
3.4	Emission von radioaktiven Substanzen	3-72
3.4.1	Steinkohle.....	3-72
3.4.2	Braunkohle	3-78
3.5	Treibhausgasemissionen.....	3-80
3.5.1	Steinkohle.....	3-80
3.5.2	Braunkohle	3-86
3.6	Emission von Luftschadstoffen	3-88
3.6.1	Steinkohle.....	3-88
3.6.2	Braunkohle	3-100
3.7	Emission toxischer Spurenelemente.....	3-104
3.7.1	Steinkohle.....	3-104
3.7.2	Braunkohle	3-106
3.8	Wasser.....	3-108
3.8.1	Förderung Steinkohle.....	3-108
3.8.2	Förderung Braunkohle	3-109
3.8.3	Kraftwerke.....	3-110
4	ZUSAMMENFASSUNG	4-111
5	LITERATUR.....	5-112

ABKÜRZUNGEN

ASPO	Association for the Study of Peak Oil and Gas
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BoA	Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik
BP	British Petroleum Company
Bq	Becquerel
CCS	Carbon Capture and Storage
EWG	Energy Watch Group
H _u	Unterer Heizwert
H _o	Oberer Heizwert
IEA	Internationale Energieagentur mit Sitz in Paris
Mb/Tag	Millionen Fass Öl pro Tag
Mrd.	Milliarden
Mtoe	Millionen Tonnen Öläquivalent (=11,63 TWh)
m ³	Kubikmeter
NFW	New Field Wildcat (Erfolgreiche Explorationsbohrung nach Erdöl oder Erdgas)
NMVOC	Non-Methane Volatile Organic Compounds
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
Sv	Sievert
SCR	Selective Catalytic Reduction
THG	Treibhausgasemissionen
TWh	Terrawattstunden
US-EIA	US Energy Information Administration
USGS	US Geological Survey
WEC	World Energy Council
WEO	World Energy Outlook

1 EINLEITUNG

Kohle ist der älteste kommerziell genutzte fossile Energieträger. Lange vor der Industrialisierung wurde Kohle bereits abgebaut und energetisch genutzt. Doch erst die Erfindung der Dampfpumpe und deren Weiterentwicklung zur Dampfmaschine verhalf der Kohlenutzung zum Durchbruch. Zusammen mit weiteren Innovationen wie Koksherstellung, verbesserter Stahlherstellung und Eisenbahnbau wurde die Kohlenutzung zur energetischen Basis der Industrialisierung und sorgte für exponentielles Wachstum über zwei Jahrhunderte.

Bereits 1865 identifizierte der britische Ökonom William Stanley Jevons die Endlichkeit der britischen Kohlevorräte als langfristiges Problem der ökonomischen Entwicklung von Großbritannien [Jevons 1865]. Er beschrieb am Beispiel von Kohlenutzung und Dampfmaschine, wie zunehmende technische Effizienz den Gesamtverbrauch an Kohle ansteigen lässt, da die Anwendung dadurch attraktiver wird und neue Anwendungsbereiche erschlossen werden. Diese Beobachtung wurde als „Jevons Paradoxon“ bekannt.

Die Kohleförderung wurde in England zwischen 1850 und 1910 von 50 Mio. Tonnen auf fast 300 Mio. Tonnen ausgeweitet. Damit erreichte sie das Fördermaximum. Mit Unterbrechungen ging die Förderung stetig das heutige Fördervolumen unter 20 Mio. Tonnen jährlich zurück.

Heute wird Kohle einerseits im Kraftwerksbereich und andererseits zur Stahlerzeugung und Zementherstellung verwendet. Da in beiden Bereichen unterschiedliche Qualitätsmerkmale der Kohle gefragt werden, unterscheidet man die auf dem Weltmarkt gehandelten Sorten nach Kesselkohlen für Kraftwerke und Koks Kohlen bzw. metallurgischer Kohle für die Stahlherstellung.

In Deutschland erreichte die anfangs dominierende Steinkohleförderung um 1930 und nochmals nach dem Krieg 1955 das Maximum. Seitdem geht die Förderung stetig zurück. Dieser Rückgang wurde national und international flankiert durch politische Maßnahmen zur Sicherung der Förderung und Abfederung der damit verbundenen ökonomischen Probleme.

Auf europäischer Ebene führte dieser Prozess des „Ausphasens“ der Kohle aufgrund in ganz Europa ungünstiger werdender ökonomischer Randbedingungen im Jahr 1952 zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS) bzw. Montanunion. Damit wurde der Grundstein gelegt für die spätere Entwicklung, die über weitere Zwischenschritte und Impulse zur Europäischen Union führte.

Zwischenzeitlich haben sich die äußeren Randbedingungen geändert: Wurde die Förderung von Kohle in Europa bis vor ca. 20 Jahren politisch und finanziell stark unterstützt, so wirken dem heute sowohl Klimapolitik als auch die zuschussbedürftige

Förderung der heimischen Steinkohle entgegen. Für die Braunkohlenutzung greifen die ökonomischen Gründe allerdings nicht, sofern Umweltschäden nicht umfassender internalisiert werden.

Heute geht es in der aktuellen Diskussion vor allem um zwei Aspekte:

Einerseits altert der bestehende Kraftwerkspark, so dass große neue Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten anstehen. Entscheidend wird hier, ob diese Investitionen in die Stabilisierung der bestehenden Strukturen – in diesem Kontext entspricht dies dem Neubau von Kohlekraftwerken – oder in den Aufbau neuer Strukturen gelenkt werden.

Aus klimapolitischer Sicht sind Investitionen in neue Kohlekraftwerke kein geeignetes Mittel zur angemessenen Reduktion klimaschädlicher Gase, zumal sie eine technische Lebensdauer bis 2050 und darüber hinaus haben werden. Bis zu diesem Zeitpunkt sollte Deutschland vollständig aus der Nutzung fossiler Energieträger ausgestiegen sein. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht mag einiges dafür sprechen, solange Kohle kostengünstig und über die Lebensdauer des Kraftwerks verfügbar ist.

Andererseits könnte ein denkbarer Kompromiss zwischen Ökonomie und Klimapolitik darin bestehen, neue Kohlekraftwerke über die technisch denkbare „Entsorgung“ des Kohlendioxids mittels sog. CCS-Maßnahmen (CCS = carbon capture and storage) klimaneutral zu gestalten. Dies setzt allerdings voraus, dass die CCS-Maßnahmen technisch und ökonomisch darstellbar sind.

Basis dieser Sichtweise ist aber ebenfalls, dass Kohle über den Betrachtungszeitraum kostengünstig und ausreichend verfügbar bleibt. Die gängigen Statistiken über Kohlevorräte scheinen dies auch zu bestätigen, so dass diese Voraussetzungen oft unhinterfragt als gegeben angenommen werden.

Es ist das Anliegen dieser Studie, diese Annahmen kritisch zu hinterfragen. Die Arbeit wird in zwei Teile untergliedert: Im ersten Teil wird die Kohleverfügbarkeit thematisiert. Der zweite Teil untersucht die damit verbundenen Umweltaspekte.

Zunächst wird im ersten Unterkapitel die Analysemethode dargestellt und deren Mächtigkeit skizziert. Daran anschließend werden die in öffentlichen Berichten dargestellten Ressourcen und Reserven besprochen. Dieser Analyse folgt die Darstellung globaler Förderszenarien. In weiteren Unterkapiteln werden diese Szenarien für die wichtigsten Staaten mit großen Kohlereserven detaillierter begründet und abgeleitet. Der erste Teil schließt mit einer kurzen Übersicht über die Entwicklung der weltweit gehandelten Kohlemengen ab. Der gesamten Analyse ist gemeinsam, dass sie vor allem auf zeitlich sich verändernde Aspekte fokussiert und versucht, daraus ableitbare Trends zu identifizieren, die in die Zukunft extrapoliert werden können.

Tatsächlich kann nur bei einer oberflächlichen Analyse der Kohleressourcen mit unkritischer Gleichsetzung von Ressourcen und Reserven von einer fast

uneingeschränkter Verfügbarkeit mit billiger Kohle über die nächsten Jahrzehnte oder gar Jahrhunderte ausgegangen werden. Dem ist nicht so.

Beispielsweise wurden die Reserven über die vergangenen Jahrzehnte wesentlich stärker reduziert als durch den in dieser Zeit erfolgten Abbau erklärbar wäre. Darüber hinaus deuten sich regionale Verknappungen bereits heute an. Insbesondere da nur 15% der Kohle weltweit gehandelt werden und die Staaten mit großen Kohlereserven (China, Indien) in absehbarer Zeit als zusätzliche Konkurrenten um den Import auf dem Weltmarkt auftreten werden, ist die Frage nach der globalen Verfügbarkeit in die zwei Teilfragen zu untergliedern:

- Wie lange kann die Kohleförderung ausgeweitet werden?
- Wie entwickelt sich die Verfügbarkeit auf dem Weltmarkt und was sind die regionalen Konsequenzen?

Tatsächlich besteht ein hohes Risiko, dass Kohle auf dem Weltmarkt sehr schnell knapp und teuer werden könnte. Damit werden einerseits ökonomische Planungen neuer Kraftwerke, die auf ein bis zwei Jahrzehnte mit billiger Kohle kalkulieren, höchst fragwürdig.

Andererseits werden ebenso weitere Aufwendungen in die Entwicklung neuer CCS-Technologien ebenso fragwürdig, da diese möglicherweise erst dann einsatzreif werden, wenn sich die ökonomischen Randbedingungen des Kohleeinsatzes deutlich verschlechtert haben.

Im zweiten Teil der Arbeit werden Umweltauswirkungen der Kohleförderung und –nutzung angesprochen. Nach einer Zusammenstellung der Berechnungsbasis werden diese gegliedert in Energieaufwand zur Bereitstellung, Emission von radioaktiven, klimaschädlichen, toxischen und konventionellen Schadstoffen in die Atmosphäre sowie Schadstoffeinträge in Gewässer.

2 ANALYSE DER KÜNFTIGEN FÖRDERMÖGLICHKEITEN VON KOHLE

2.1 Beschreibung der Analysemethode – das Konzept von Peak Coal

Basis aller Projektionen und Szenarien bildet die geologische Verfügbarkeit. Diese wird von den geologischen Behörden ermittelt und über entsprechende Reserve- und Ressourcenstatistiken gesammelt und publiziert. Auch in dieser Arbeit wird darauf Bezug genommen. Im Unterschied zu vielen anderen Analysen werden diese Daten jedoch kritisch hinterfragt.

Hierzu werden unterschiedliche Datenbasen analysiert. Diese wurden von folgenden Institutionen zusammengestellt:

- Weltenergieerat (World Energy Council) oder WEC
- World Coal Institute
- Geologische Behörden und Energiebehörden, insbesondere in den USA, China, Deutschland, Indien, Indonesien und Südafrika.
- Verein der Kohleimporteure (Förderdaten und Export/Importstatistiken)

Die Entwicklung von Reserven und Ressourcen über die vergangenen Jahrzehnte deutet darauf hin, dass das Ausweisen geologisch vorhandener, wahrscheinlicher oder spekulativer Ressourcen keine Korrelation zur Entwicklung der Reserven aufweist. Daher wird in diesem Bericht die Reserve als Grundlage der künftigen Fördermöglichkeiten benutzt und dort, wo eine regionale Detailanalyse dies nahe legt, ein von dieser abweichender Wert zugrunde gelegt.

Es ist eine triviale Konsequenz der Nutzung eines begrenzten Vorrates, dass dessen Förderung ein typisches zeitliches Profil aufweist: Die Förderung beginnt zu einem bestimmten Zeitpunkt, und endet zu einem späteren Zeitpunkt. Irgendwann innerhalb dieser Periode muss sie einen Maximalwert erreichen. Das Ende der Förderung wird durch Vorratsmenge und Förderniveau festgelegt. Eine weitere Konsequenz ergibt sich aus der Aufsummation vieler Einzelförderprofile über der Zeit: Zu Beginn der Erschließung eines Energieträgers sind alle Aktivitäten auf die Entwicklung weniger Minen begrenzt. Mit zunehmender Erfahrung und ökonomischer Relevanz breiten sich die Fördermethoden aus. Neue Firmen entstehen und weiten die Förderung in neue Gebiete aus. Diese finden neue Abnehmer und die Förder-, Verteilungs- und Anwendungstechniken werden im Detail verbessert. Die steigende Nachfrage erzeugt eine positive Rückwirkung auf die Förderung. Diese Phase lässt sich aggregiert mit dem exponentiellen Anwachsen der Förderraten quantitativ gut beschreiben. Äußere Einflüsse führen zu Fluktuationen in den kurzzeitigen Förderprofilen. Dem ökonomischen Kalkül folgend werden – soweit nicht andere Gründe dem entgegenstehen – die bekannten Vorräte hinsichtlich ihrer ökonomischen

Eigenschaften, die auch geologische und technische Aspekte beinhalten, sortiert und in der Regel die ökonomisch günstigen Felder vorrangig erschlossen. Im Laufe der Zeit werden die Vorräte mit den günstigsten Eigenschaften seltener, sie werden zuerst erschöpft. Damit erfolgt ein stetiger Übergang zu Feldern mit ungünstigeren Eigenschaften. Dieser Übergang findet über lange Zeiträume mit nur kleinen Änderungsraten statt. Er wird auch durch einen Produktivitätszuwachs verdeckt. Dieser basiert auf der mit zunehmender Erfahrung und technischem Fortschritt besseren Organisation der Arbeitsschritte ökonomischer Optimierung des Arbeitsablaufs.

Über einen längeren Zeitraum betrachtet führt dieser stetige Übergang mit allmählicher Erschöpfung der günstigsten Felder zu einer Verlangsamung des Zuwachses bis die Erschöpfung der günstigen Felder nicht mehr schnell genug durch die Erschließung neuer Felder mit ungünstigeren Eigenschaften ausgeglichen werden kann.

Beispielsweise kann Kohle im Tagebau wesentlich effizienter abgebaut werden als im Tiefbau. In den USA zeigt sich dieser Unterschied am deutlichsten: So wird beispielsweise Kohle im Tagebau in Wyoming mit 35 Tonnen pro Stunde und Arbeitskraft etwa 60 mal so schnell abgebaut wie Anthrazit im Tiefbau in Pennsylvania (0,6 Tonnen pro Stunde und Arbeitskraft). Sobald der Ausweitung des Tagebaus Grenzen gesetzt sind und dieser zunehmend durch Tiefbau ersetzt werden muss, geht die spezifische Förderleistung deutlich zurück. Aber bereits innerhalb einer Mine zeigt sich im Lauf der Zeit ein Rückgang der Produktivität, sobald die ergiebigen und oberflächennahen Flöze knapper werden.

Wenn die Ausweitung der Aktivitäten nicht mehr mit der Erschöpfung alter Minen Schritt halten kann, dann geht die Förderung in den Rückgang. Sofern die regionale oder globale Förderung sich aus genügend Einzelaktivitäten zusammensetzt, kann das Förderprofil recht gut mit einer Glockenkurve beschrieben werden. Natürlich kann diese Details und kurzfristige Fluktuationen, die durch äußere Einflüsse verursacht sind, nicht richtig wiedergeben. Aber die langfristigen Trends werden damit in der Regel recht gut abgebildet.

In den 1980er Jahren zeigten Mitarbeiter des International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) an vielen Beispielen dass langfristige Trends des Aufbaus technischer Infrastrukturen oder der Marktdurchdringung neuer Produkte oft recht zuverlässig mit einer logistischen Wachstumskurve bzw. deren zeitlicher Ableitung beschrieben werden können, auch wenn Details damit nicht charakterisiert werden können [Nacicenovic 1987, Marchetti 1986],. Der Geologe King Hubbert wandte diese Methode erstmals 1956 auf die Prognose der künftigen Ölförderung der USA an und konnte damals korrekt prognostizieren, dass um 1970 das Fördermaximum der damals bekannten Ölförderregionen der USA erreicht sein werde [Hubbert 1956]. Ausführlich wird das Konzept, das unter dem Stichwort „Hubbert-Analyse“ bekannt wurde, in [Hubbert 1982] dargestellt. In [Schindler 2006] und [EWG 2007] wird es erstmals auch auf die weltweite Kohleförderung angewendet. In [Höök 2009] wurde eine ausführliche Analyse der

historischen Kohleförderung der USA mittels einer Hubbert-Analyse durchgeführt und in [Höök 2010] auf die weltweite Förderung übertragen. In ähnlicher Weise analysiert [Patzek 2010] die weltweite Kohleförderung mit differenzierten Förderprofilen für jedes Land. Ausführlich wird dort der Zusammenhang statistisch erfasster Einzelgrößen und deren Aufsummation zu einem der logistischen Wachstumskurve folgenden Trend analysiert. Die chinesische Kohleförderung wurde von [Tao 2007] ebenfalls mit einer Hubbert-Analyse im Rahmen einer systemdynamischen Modellsimulation bis zum Jahr 2100 beschrieben.

In Abbildung 1 ist das historische Profil der Kohleförderung in Großbritannien, Deutschland und Japan dargestellt. Die großen Trends lassen sich gut mit einer logistischen Wachstumskurve, bzw. deren Ableitung, beschreiben. Die starken Fluktuationen wiederum können sehr gut externen Ereignissen zugeordnet werden.

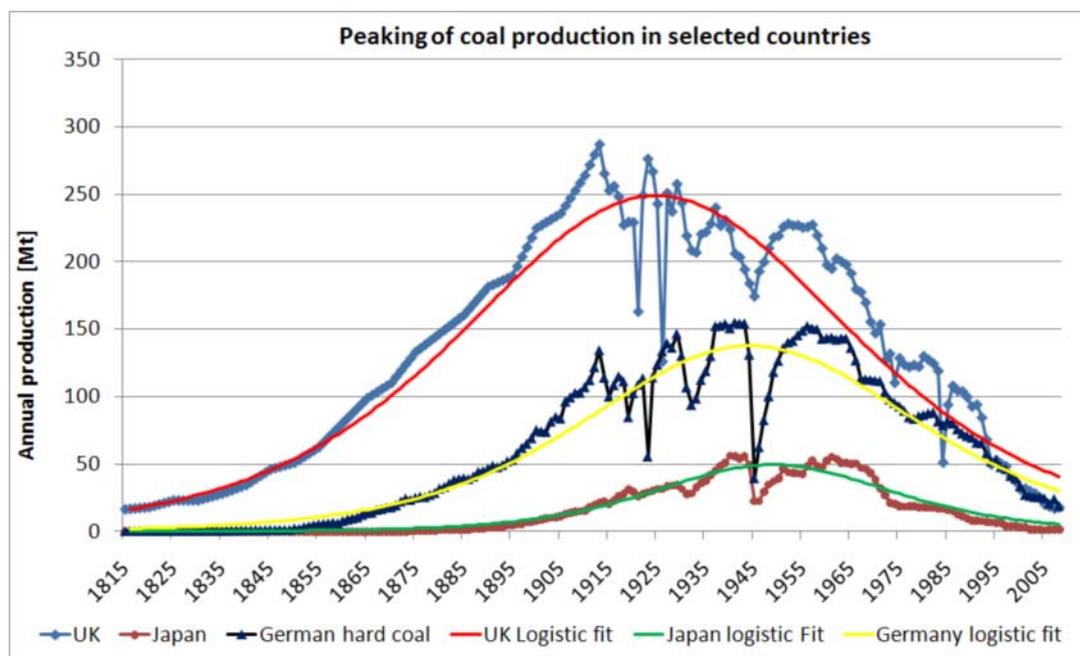


Abbildung 1 Steinkohleförderung in Deutschland, Japan und Großbritannien zwischen 1815 – 2008. Die historischen Profile zeigen ein Verhalten, das recht plausibel mit einer logistischen Förderkurve angenähert werden kann. Die zwei Weltkriege, die Weltwirtschaftskrise und einige größere Streiks der Minenarbeiter zeigen sich im Profil als kurzzeitige Einbrüche [Höök 2010]

2.2 Kritische Aspekte dieser Förderanalyse

Die systematische Analyse mittels einer Hubbertkurve kann keine kurzfristigen Details projizieren. Insbesondere können damit weder das Jahr der maximalen Förderung noch

die maximale Fördermenge verlässlich prognostiziert werden. Hierzu wären detaillierte Einzelanalysen der Förderstaaten unter Berücksichtigung des Entwicklungszustandes jeder größeren Kohlemine und weiterer Randbedingungen notwendig.

Ebenso kann der Einfluss neuer noch nicht erschlossener Regionen modelliert werden, da hierfür keine historischen Vergleichsdaten vorliegen, an die die Förderprofile angepasst werden können. Drittens kann auch nicht der Einfluss neuer Technologien berücksichtigt werden, die ein vollkommen anderes zeitliches Erschließungsmuster aufweisen wie die gängigen Abbautechniken. Dies könnte etwa der großräumige Einsatz der seit mehr als 100 Jahren diskutierten Untergrundvergasungstechnologien sein [Franck 1979, S. 182]. Auch findet der ökonomische oder politische Einfluss explizit keinen Eingang in die Berechnung der künftigen Förderrate.

Wohl aber werden viele dieser Effekte implizit über die Fortschreibung historischer Trends berücksichtigt, da selten eine neue Technologie oder eine politische oder ökonomische Entwicklung stufenartig eine vollkommen neue Ausrichtung erwirkt. In der Regel findet ein gleitendes Einphasen statt: zunächst werden einzelne Minen oder begrenzte Regionen davon profitieren. Erst allmählich setzt sich der neue Trend in der Breite durch. Derartige Effekte sollten über die empirisch erfassten historischen Daten hinreichend erfasst werden.

Dort wo jedoch abrupte Änderungen auftreten, die auf einer grundsätzlichen Veränderung der wesentlichen Rahmenbedingungen beruhen, kann dies nicht mit dieser Methode erfasst und projiziert werden. Daher stellen diese Förderprofile immer einen idealisierten Förderverlauf unter Ausschluss solch abrupt wirkender externer Faktoren dar. In dieser Betrachtung sollte ein Hubbert-Profil das maximal mögliche Förderprofil einer ungestörten Entwicklung beschreiben.

Die wichtigste Aussage aus dieser Analyse gilt nicht dem Jahr der maximalen Förderung und der maximalen Fördermenge, sondern den zu erwartenden Trends. Da die Fläche unter dem künftigen Förderprofil (kumulierte Fördermenge) in Summe den Reserven entspricht, kann hieraus abgeleitet werden, welcher Aufwand im Finden und Erschließen neuer Reserven notwendig wäre, um ein Fördermaximum auf Jahrzehnte hinauszuschieben.

Andererseits wird aber auch deutlich, dass ein Förderanstieg über die errechnete Maximalförderung weniger als Ent- sondern eher als Verschärfung einer potenziellen Verknappungssituation zu interpretieren ist, da jede Erhöhung der Förderrate zwangsläufig das Abhängigkeitsniveau erhöht und mit der Reduktion der verbleibenden Reserven zu einem stärkeren Förderabfall nach dem Fördermaximum führen muss.

Berücksichtigt man weiterhin die notwendigen Vorlaufzeiten für die Erschließung neuer Kohlefelder und der zum Abtransport benötigten Infrastrukturen, so dürften Aussagen für die kommenden zehn bis zwanzig Jahre kaum hiervon beeinflusst werden.

Letztlich wird die Analyse mit physikalischen Fördermengen durchgeführt. Diese müssen noch in Energiebeiträge konvertiert werden. Somit reduziert sich der damit verbundene Beitrag zur Energiebereitstellung, da die Kohlequalität über einen weiten Bereich streut und mit zunehmender Erschöpfung auf minderwertige Kohlequalitäten zurückgegriffen werden muss.

Letztlich berücksichtigt diese Analyse in keiner Weise klimapolitisch notwendige oder gewünschte Restriktionen. Sie kann vielmehr der Ermittlung des Spielraums und des Einflusses möglicher Kohleförderung auf das Klima dienen, falls politisch gewünschte Maßnahmen nicht entsprechend ergriffen und umgesetzt werden.

2.3 Ressourcen und Reserven

2.3.1 Definition von Ressourcen und Reserven

Die Vorkommen von Kohle werden nach dem Zuverlässigkeitsgrad der Datenlage klassifiziert. Grob können Kohlevorkommen in Ressourcen und Reserven eingeteilt werden. Die Regeln zur Ausweisung von Reserven sind wesentlich strenger als für Ressourcen, daher haben Reserveangaben eine wesentlich höhere Datensicherheit.

Reserveangaben enthalten die nachgewiesenen und unter heutigen technischen und ökonomischen Gegebenheiten gewinnbaren Vorräte. Ressourcen fassen alle weiteren entdeckten, aber nicht wirtschaftlich gewinnbaren oder aus anderen Gründen nicht zugänglichen Vorräte sowie unentdeckte abgeleitete („inferred“), vermutete („assumed“) und spekulative („hypothetical“ oder „prognosticated“) Vorräte zusammen.

Bei Benutzung dieser Klassifizierung wird oft stillschweigend unterstellt, dass Ressourcen mit technologischem Fortschritt und/oder steigenden Preisen zumindest teilweise in Reserven überführt werden. Daher werden Reserven und Ressourcen oft vermischt oder mit der Angabe der Ressourcen suggeriert, dass diese automatisch auch gewinnbar seien. Das aber ist keineswegs so. Untersuchungen zeigen, dass erst die Einbeziehung auch nicht-geologischer Faktoren zu einer zuverlässigeren Reserveangabe führt [Rensburg 1982; Höök 2009].

Um verlässliche Reserveangaben zu erhalten, muss ein Vorkommen identifiziert und exploriert werden. Einerseits finden die geologische Zuverlässigkeit der Daten und andererseits die ökonomische, technologische und ökologische Förderfähigkeit Eingang in die Bewertung. Der geologische Nachweis beruht neben einer oder mehreren Bohrungen immer auch auf der Kenntnis des Flözverlaufs zwischen den getätigten Bohrungen. Beispielsweise benötigt die Exploration eines stark zerklüfteten und in der Schichtdicke variierenden Kohleflözes wesentlich dichter gesetzte Bohrungen für eine verlässliche Quantifizierung als ein homogenes Flöz. Die ökonomische Verwertbarkeit muss auch die Kohlekonsistenz (Schwefelanteil, Toxische Bestandteile, Flüchtigkeit, Aschegehalt,

Heizwert etc.), ökologische Restriktionen und das Verhältnis der Förderkosten zum Markterlös berücksichtigen.

Theoretisch können unter geeigneten ökonomischen Bedingungen alle erreichbaren geologisch nachgewiesenen Kohlevorkommen auch gefördert werden. In der Realität grenzen jedoch weitere Randbedingungen wie unzureichende Datensicherheit, technologische Randbedingungen oder geographische, ökologische und legislative Aspekte die förderfähigen Mengen deutlich ein. Letztlich ist nur ausschlaggebend, welcher Anteil der möglicherweise im Untergrund vorhandenen Kohle auch tatsächlich gefördert werden kann. Dies ist bei der Klassifizierung von Reserven zu beachten. Selbst bei besten Bedingungen verbleibt ein gewisser Anteil der Kohle in der Mine, weil er der Stabilisierung des Stollens dient, die Variation der Schichtdicke und Versetzung des Flözes kein entsprechendes Ausbringen erlauben, oder weil dem weitere Gründe entgegenstehen [Wood 1983].

Heute gibt es kein einheitliches weltweit als Standard akzeptiertes Bewertungsschema, sondern mehrere unterschiedliche Klassifizierungsschemata, die von unterschiedlichen Staaten oder Institutionen benutzt werden. Diese können jedoch mit einiger Verlässlichkeit miteinander verglichen werden, so dass eine ungefähre Übersicht über die weltweiten Reserven und Ressourcen erzeugt werden kann.

Pragmatische Vorschrift zur Klassifizierung der Vorkommen hat die amerikanische Geologiebehörde US Geological Survey [Wood 1983]. Hierbei werden Ressourcen unterteilt in „inferred“, „indicated“ und „measured“, abhängig von geologischer Gewissheit, Tiefe und Schichtdicke. Dies ist schematisch in Abbildung 2 dargestellt. Ausgangspunkt für eine verlässliche Angabe ist immer eine Bohrung. Nur an der Bohrstelle mit dem entnommenen Bohrkern kann die Kohle in der vermuteten Schichtdicke und Konsistenz tatsächlich nachgewiesen werden. Bis zu einem Abstand von 400m von der Bohrung werden die Ressourcen als „measured“ bezeichnet. Im Abstand von 400 – 1200 m um die Bohrung spricht die USGS von „indicated“ Ressource, zwischen 1200 – 4800m heißt sie „inferred“ Ressource. Alles was in größerem Abstand als 4800m von einer Bohrung liegt, wird als hypothetische oder spekulative Ressource bezeichnet.

In größerer Einteilung unterscheidet die USGS folgende Kategorien:

Reservebasis (reserve base): Die gemessene und indizierte Ressource („measured and indicated“) wird als Reservebasis bezeichnet. Der Begriff wird identisch mit „demonstrated resource“ benutzt. Die Reservebasis bildet die Grundlage für die Ermittlung der Reserven. Es handelt sich um den Anteil der identifizierten Ressourcen, der physikalische und chemische Mindestkriterien bzgl. gängiger Fördertechnologien und Förderpraktiken erfüllt, inklusive der Qualität, Tiefe, Flözdicke und maximaler Entfernung bis 1,2km von einer Nachweisbohrung. Von manchen Behörden wird die Reservebasis

auch als „in-place reserve“ [WEC 2007] bezeichnet, andernorts (z.B. Indien [CIL 2010]) wird die „measured resource“ auch als „proven geological reserve“ bezeichnet.

Reserve: Derjenige Anteil der Reservebasis, der unter den aktuellen ökologischen, legislativen und technologischen Randbedingungen ökonomisch förderbar ist, wird als Reserve bezeichnet. Insbesondere Flächennutzungspläne und -beschränkungen können hier zu erheblichen Einschränkungen führen, beispielsweise in der Umgebung von Trinkwassereinzugsgebieten, nahe Wohngebieten oder landwirtschaftlichen Nutzflächen. Da diese Einschränkungen teilweise zeitabhängig sein können, benutzt die amerikanische Energiebehörde (US-EIA) noch folgende Definition:

Estimated recoverable reserves: Dies beinhaltet alle unter den gegebenen ökonomischen und technischen Bedingungen als abbauwürdig angesehene Kohle innerhalb der „demonstrated resource base“, jedoch unter Ausschluss der durch Landnutzungsrestriktionen nicht förderbaren Anteile.

Recoverable Reserve at producing mines: Als solche wird von der amerikanischen Energiebehörde der Anteil der Reserven bezeichnet, der im direkten Umfeld aktiver Minen liegt. Dieser Anteil ist wesentlich kleiner als die geschätzte abbauwürdige Reserve, dafür aber sind die Angaben aufgrund vieler getätigter Bohrungen und der Nähe zu aktiven Minen besonders belastbar.

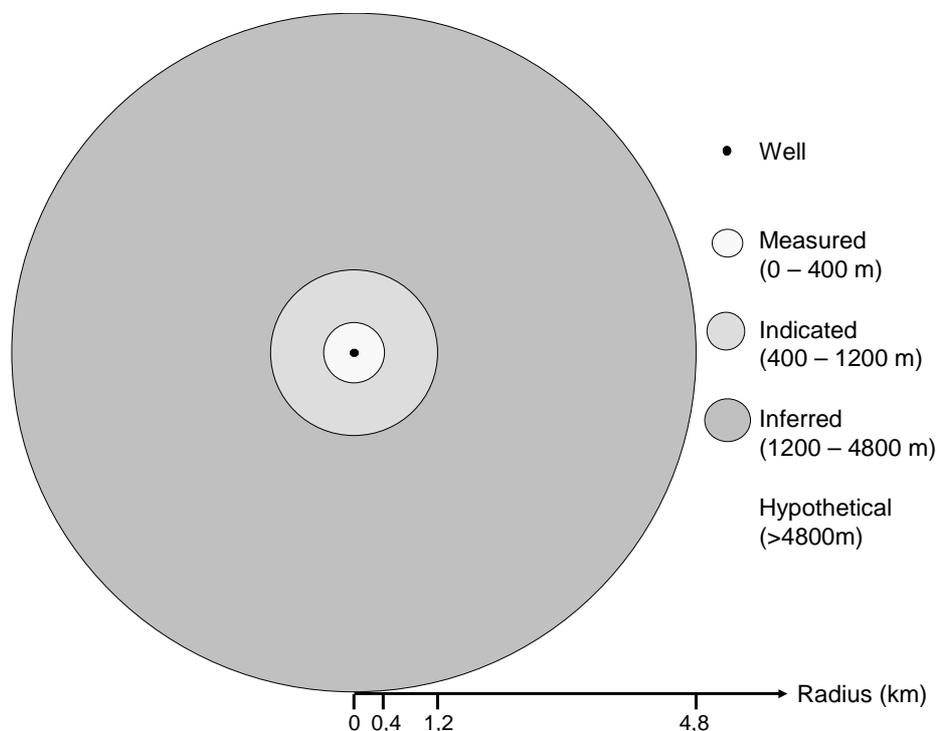


Abbildung 2: Zur Definition von Kohlereserven gemäß US Geological Survey; der Zuverlässigkeitsgrad der Aussage sinkt mit der Entfernung von der Bohrung [Wood 1985]. Die Flächenverhältnisse sind korrekt berücksichtigt.



Die Vereinten Nationen haben sich im Juni 1997 auf eine international einheitliche Vorratsklassifizierung verständigt, auf deren Basis alle Vorräte weltweit erfasst werden können. Hierbei wird nach den drei Kriterien Grad der geologischen Gewissheit, der technologischen Machbarkeit und der ökonomischen Machbarkeit unterschieden. [BGR 2002, Seite 196]

Für die geologische Gewissheit werden die Klassen „reconnaissance“ (UN-code 334), „prospecting“ (UN-code 333), „general exploration“ (UN-code 332) und „detailed exploration“ (UN-code 331) unterschieden.

Die technologische Machbarkeit gliedert sich in „geological study“ (UN-code 331 bis 334), „prefeasibility study“ (UN-code 121, 122, 221 und 222) und „feasibility study“ (UN-code 211 und 111).

Die ökonomische Machbarkeit wird in „intrinsically economic“ (UN-code 331 bis 334), „potentially economic“ (UN-code 211, 221 und 222) und „economic“ (UN-code 111, 121 und 122) untergliedert.

Nach diesen Kriterien lässt sich die Belastbarkeit einer Quantifizierung von Reserven und Ressourcen in einem dreidimensionalen Diagramm darstellen, dessen Axen durch die Kriterien „geologische Gewissheit“, „technologische Machbarkeit“ und „ökonomische Machbarkeit“ festgelegt werden.

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe benutzt ein ähnliches, wenn auch teilweise abweichendes Klassifizierungssystem. Allerdings hat sie es in den letzten Jahren in veröffentlichten Berichten nur noch auf die Unterscheidung von **Reserven** und **Ressourcen** und daraus abgeleiteter Größen reduziert [BGR 2009]:

Reserven: nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen einer Energierohstoff-Lagerstätte

Ressourcen: nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Mengen an Energierohstoffen

Verbleibendes Potenzial (BGR): Reserven und Ressourcen

Kumulierte Förderung: Die Summe der bereits abgebauten Vorräte

Gesamtpotenzial (BGR): Verbleibendes Potenzial zuzüglich der kumulierten Förderung

Die Zuordnung der Reserveangaben der BGR entspricht dem UN-code in folgender Zuordnung:

Reserven: UN-code 111+121+122 und UN-code 211+221+222

Ressourcen werden wie folgt zugeordnet und unterteilt:

Geologisch sichere Ressourcen: UN-code 331

Geologisch wahrscheinliche Ressourcen: UN-code 332+333

Spekulative Ressourcen: UN-code 334

Somit beinhalten unter Ressourcen zusammengefassten Mengen einen weiten Bereich der Unsicherheit von „geologisch sicheren“ bis hin zu „spekulativen“ Ressourcen. Darüber hinaus ist hierin keine Aussage über die mögliche Abbauwürdigkeit enthalten. Aber auch Reserveangaben setzen sich aus mit unterschiedlicher Nachweisqualität erhobenen Teilmengen zusammen.

2.3.2 Kohlequalität

Reserven und Ressourcen werden in Mengeneinheiten angegeben, in der Regel in Tonnen. Hiermit ist jedoch noch keine Aussage über die Qualität der Kohle verbunden. Oft aber ist diese entscheidend für die Förderfähigkeit und den Beitrag zur Energieversorgung.

So schwankt beispielsweise der Energieinhalt einer Tonne Kohle von 6,7 GJ für Weichbraunkohle bis zu 36 GJ für Steinkohle und Anthrazit mit allen möglichen Zwischenstufen. Damit kann der Energiebeitrag einer Tonne Kohle bis zum Faktor 6 variieren. Dies ist bei der Umrechnung und Aufsummation von Kohlesorten und länderspezifischen Angaben zu berücksichtigen. Die geringe Energiedichte von Weichbraunkohle ist beispielsweise der Grund, warum diese nur über kurze Wege transportiert wird und nur im produktiveren Tagebau abgebaut wird.

Ein weiteres Kriterium bildet die Reaktivität der Kohle, diese qualifiziert bestimmte Kohlesorten für chemische Reaktionen zur Koks-, Stahl- oder Zementerzeugung. In Abbildung 3 ist die Bandbreite der Kohlearten mit charakteristischen Angaben zu Energieinhalt, Kohlenstoffanteil, Wasserstoffanteil etc. dargestellt. Die physikalisch saubere Zuordnung zu einer Qualitätsklasse erfolgt über die Messung der Reflexionseigenschaften bestimmter Kohlebestandteile, die sogenannte Vitrinit-Reflexion in Öl [Müller 1964].

Die detaillierte Klassifizierung wird von der BGR zusammenfassend auf Hartkohle und Weichbraunkohle reduziert. In den Berichten des Weltenergieerates werden die drei Kohlearten „Bituminous“, „subbituminous“ und „lignite“ unterschieden. Diese entsprechen in etwa der Einteilung in Steinkohle mit Anthrazit, Hartbraunkohle und Weichbraunkohle.

Im internationalen Handel wird Kohle oft auch nach dem Verwendungszweck klassifiziert, also in Kesselkohle („thermal coal“ bzw. „non coking coal“) und Kokskohle („coking coal“).

Weitere Details zu Schadstoffgehalt, Ascheanteil, flüchtigen Bestandteilen, Korngröße etc. sind wichtig für die Beurteilung einer Lagerstätte und deren Förderfähigkeit, finden aber

in Statistiken kaum einen Niederschlag. Wohl aber beeinflussen diese Parameter auch den Preis der Kohle.

Kohlearten	Natürlicher Wassergehalt in %	Energiegehalt kJ/kg	Kohlenstoff in %	Flüchtige Bestandteile in %	Vitrinit-reflexion in Öl (%)	
Torf	75	6700	60			
Weichbraunkohle	35	16500			0,3	
Matt-Hartbraunkohle	25	19000	71		0,45	
Glanz-Hartbraunkohle	10	25000	77	45	0,65	
Steinkohle	Kokskohle	36000		Flamm-	40	0,75
				Gasflamm-	35	1,0
				Gas-	28	1,2
				Fett-	19	1,6
				Eß-	14	1,9
Mager-	3	36000	91	10	2,2	
Anthrazit						

Abbildung 3: Charakterisierung von Kohle und Zuordnungskriterien zu Anthrazit, Steinkohle, Hartbraunkohle und Braunkohle sowie Abgrenzung zu Torf [BGR 1995]

2.3.3 Ressourcen

Nationale Statistiken zu den Kohleressourcen werden in der Regel von der geologischen Behörde des jeweiligen Landes erstellt. Eine weltweite Zusammenstellung ist meist lückenhaft. Der Weltenergieericht veröffentlicht beispielsweise die Reservedaten für alle relevanten Staaten, aber nur einen sehr begrenzten Teil der Ressourcen, so dass dieser Zusammenstellung nur eine begrenzte Aussagekraft zukommt. In Tabelle 1 sind die vom Weltenergieericht seit der ersten Weltenergiekonferenz im Jahr 1924 erhobenen Ressourcenschätzungen zusammengestellt.

Tabelle 1: Zusammenstellung der vom Weltenergieericht erhobenen Weltkohleressourcen. Das Jahr gibt jeweils das Jahr der Datenlage, Das Veröffentlichungsdatum ist in der Regel zwei Jahre später [Höök 2010]

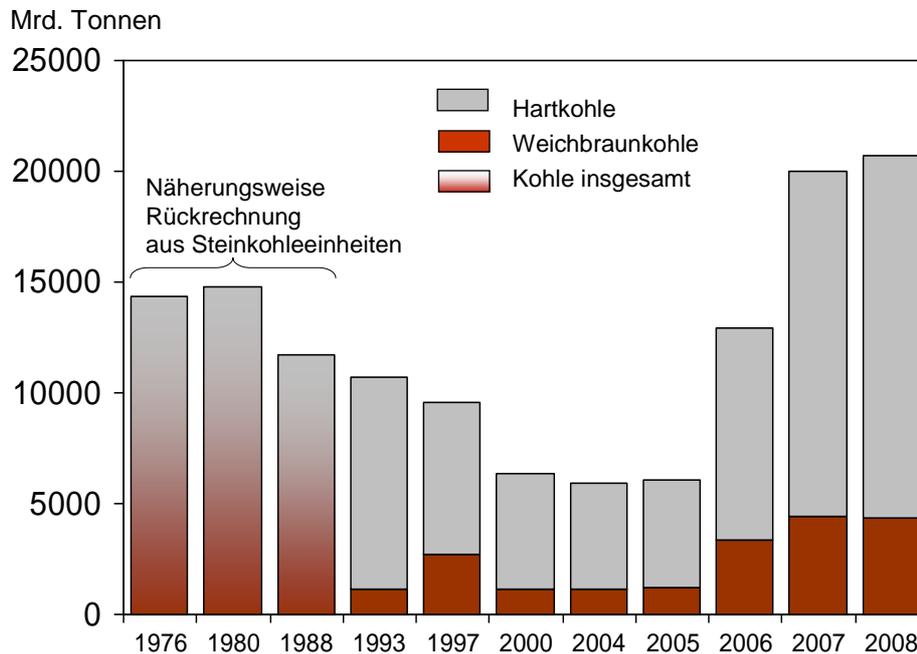
Jahr	US	CH	IND	FSU	AU	ZA	DE	PL	UK	INDON	Welt
1924	5398	996	79	n.a.	166	56	423	19	190	n.a.	7398

1929	3829	1213	79	489	166	58	423	n.a.	190	n.a.	n.a.
1937	2893	10113	26	611	171	214	427	68	306	n.a.	16025
1948	2897	n.a.	n.a.	n.a.	90	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
1974	2925	1000	83	5714	199	44	317	61	163	3	10754
1976	3600	n.a.	86	6948	372	93	n.a.	n.a.	190	3	11724
1980	1073	1463	115	6007	860	93	295	186	190	19	13476
1986	1570	2737	115	5502	785	133	332	197	186	23	11990
1989	1570	1094	245	5487	821	122	332	198	378	6	10052
1992	1570	954	245	5487	821	122	241	207	378	64	10236
1995	1216	954	286	5487	817	126	269	223	190	64	10567
1998	1570	n.a.	n.a.	4141	454	126	308	74	n.a.	n.a.	n.a.
2000	1321	n.a.	n.a.	n.a.	435	116	308	65	n.a.	n.a.	n.a.
2004	1564	n.a.	n.a.	n.a.	431	115	100	170	n.a.	46	n.a.
2007	1560	n.a.	290	n.a.	n.a.	115	50	56	n.a.	57	n.a.

US = USA; CH = China; IND = Indien; FSU = Transformationsstaaten (Former Soviet Union); AU = Australien; ZA = Südafrika; DE = Deutschland; PL = Polen; UK = Großbritannien; INDON = Indonesien

Darüber hinaus führt die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Hannover eine eigene Statistik über die weltweite Ressourcensituation mit etwas unterschiedlichen Definitionen. Allerdings wurden die Werte in älteren Veröffentlichungen bis 1998 in Energieeinheiten (t SKE) dargestellt. Mit dem dort angegebenen länderspezifischen Umrechnungsschlüssel kann jedoch die Originalmenge in Tonnen Kohle zurückgerechnet werden. Da bis 1988 nur Gesamtangaben für Kontinente veröffentlicht wurden, können diese Werte nur näherungsweise in Originaleinheiten zurückgerechnet werden. Da auch der Anteil der unterschiedlichen Kohlesorten nicht ersichtlich ist, muss er für die Rückrechnung geschätzt werden. Ab 1993 ist die Umrechnung in Originaleinheiten länderspezifisch für jede Kohlesorte getrennt möglich. Diese Angaben sollten daher sehr genau sein. Ab 2000 werden die Originaleinheiten veröffentlicht.

Abbildung 4 zeigt die Zusammenstellung der veröffentlichten Ressourcenangaben gemäß der Statistiken der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Es fällt auf, dass bis zum Jahr 2000 die Ressourcenschätzungen systematisch von ca. 14325 Mrd. Tonnen zum Jahresende 1976 um insgesamt mehr als 50% auf 6360 Mrd. Tonnen bis zum Jahr 2000 abgewertet wurden. Bis zum Jahr 2005 wurde dieser Wert in etwa beibehalten. In den letzten Jahren erfolgte wiederum systematisch eine massive Aufwertung um über 200% auf 20750 Mrd. Tonnen zum Jahresende 2008.



Quelle: BGR, 1995/1998/2003/2004/2006/2007/2008/2010; Analyse: LBST 2010

Abbildung 4 Einschätzung des weltweiten Kohlepotenzials (Gesamtressourcen); eigene Analyse mit Daten aus [BGR 1995, 1998, 2003, 2006, 2007, 2008, 2010];

Die Abwertung für 1993 gegenüber 1988 beruht überwiegend auf der in zahlreichen Ländern der ehemaligen Sowjetunion durchgeführten Neubewertung der Vorräte nach deren Zerfall [BGR 1995, Seite 291]. Zusätzlich erfolgte eine Neuberechnung, die z.T. auf dem neuen Klassifizierungssystem der UN für Reserven und Ressourcen basiert [BGR 1998, Seite 228 und BGR 2003, Seite 198].

Die Höherbewertungen ab dem Jahr 2006 wiederum sind insbesondere auf die Einbeziehung von bisher unberücksichtigten prognostischen Ressourcen in China und den FSU-Staaten zurückzuführen. [BGR 2006, Seite 19]. Dadurch erhöhten sich die Hartkohleressourcen um 115% und die Weichbraunkohleressourcen um über 200%.

In Kenntnis der weichen Kriterien für Kohleressourcen sowie der Ab- und Aufwertungen über die Jahre kann einer Ressourcenangabe kein hoher Stellenwert eingeräumt werden. Sie gibt einen Hinweis darauf, ob eher viel oder wenig Kohle in einer bestimmten Region lagert – viel mehr sollte man aber nicht davon erwarten. Insbesondere kann man daraus keinerlei Aussage über die künftig förderbaren Kohlemengen und deren Kosten ableiten.

Dies kann man an einigen Beispielen ersehen, wo die Kohleressourcen in den letzten Jahren deutlich aufgewertet wurden, wohingegen die Reserven abgewertet wurden und die Förderung auf einem historisch niedrigen Niveau liegt.

In Japan werden die Ressourcen für Ende 2007 von der BGR beispielsweise mit 12 Mrd. Tonnen angegeben, die Reserven betragen hingegen 355 Mio. Tonnen, und die Förderung ging auf unbedeutende 1,4 Mio. Tonnen. Japan importierte mit 186 Mio. Tonnen weltweit am meisten Kohle. Ähnliche deutliche Diskrepanzen zwischen der Entwicklung der Ressourcenabschätzung, der Reservebewertung und der Förderung zeigen sich in vielen Staaten. Zum Jahresende 2007 werden die Steinkohleressourcen für Deutschland mit 82,947 Mrd. Tonnen, für Großbritannien mit 187,7 Mrd. Tonnen oder für die USA mit 6487,76 Mrd. Tonnen angegeben. Diese Angaben können keinesfalls damit gleichgesetzt werden, dass die Kohleförderung in diesen Ländern entsprechend ausgeweitet werden könnte. Sie erlauben keinen Rückschluss auf die künftige Kohleförderung.

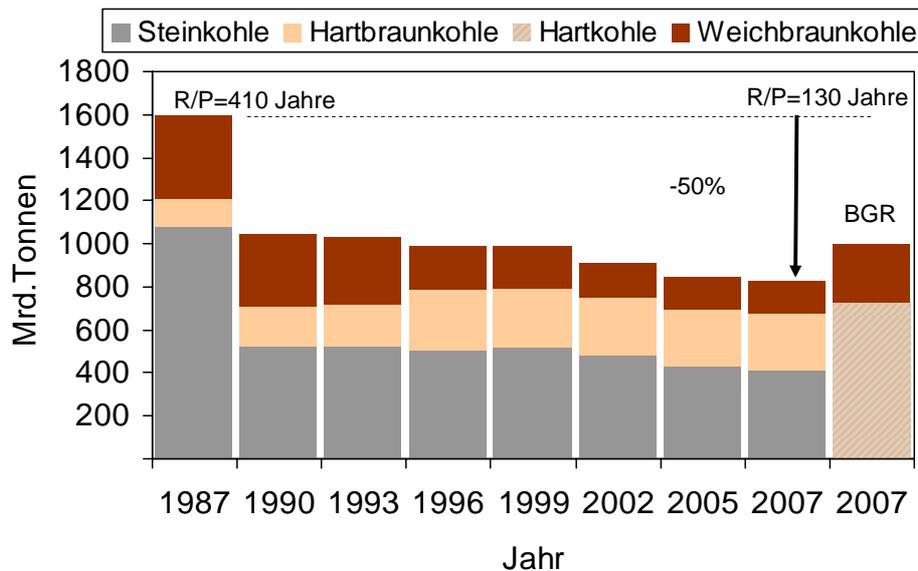
2.3.4 Reserven

Nationale Statistiken zu Kohlereserven werden vor allem von den jeweiligen geologischen Behörden erstellt und veröffentlicht. Detaillierte internationale Zusammenstellungen werden in regelmäßigen Abständen vom Weltenergieinstitut veröffentlicht, wobei diese in der Regel auf den Erhebungen der nationalen geologischen Behörden beruhen. Diese werden in dieser Arbeit benutzt. Hier wird eine Unterscheidung von Steinkohle, Hartbraunkohle und Weichbraunkohle berücksichtigt. Die populären Statistiken „BP Statistical Review of World Energy“ [BP 2010] veröffentlichen zwar jedes Jahr entsprechende Daten. Diese unterscheiden jedoch nur zwischen Steinkohle (Summe aus Anthrazit und Steinkohle) und Braunkohle (Summe aus Hartbraunkohle und Weichbraunkohle). Diese Daten werden nicht originär erhoben, sondern aus den Veröffentlichungen des Weltenergieinstitutes übernommen. Da dieser in der Regel nur alle drei Jahre die Statistik fortschreibt, sind die Daten bei BP um diesen Zeitraum veraltet. Beispielsweise wurde der vorletzte WEC-Survey im Jahr 2007 veröffentlicht. Als Datenbasis wurden die Kohlereserven zum Jahresende 2005 angegeben.

Im BP Statistical Review of World Energy des Jahres 2009 wurden diese Zahlen für Jahresende 2008 angegeben. Allein dadurch entsteht ein Fehler um die Förderung von 3 Jahren. Das ist unerheblich, solange die Förderrate 1 oder 2 Prozent der Reserven beträgt, bei 5-10 Prozent kann die Darstellung allerdings zu falschen Schlüssen verleiten.

Die weltweiten Kohlereserven betragen etwa 5% der Kohleressourcen. Aus dem oben Gesagten kann hieraus jedoch kein Rückschluss über die künftige Ausweitung der Reserven gezogen werden. Insbesondere die gängige Meinung, dass im Laufe der Zeit die Reserven durch die Erschließung von Ressourcen wachsen würden klingt zwar plausibel, kann aber in der globalen Bilanz nicht über die Statistiken der vergangenen 20 Jahre belegt werden. Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der weltweiten Kohlereserven zwischen 1987 und 2007 gemäß den Erhebungen des Weltenergieinstitutes. Über diesen Zeitraum wurden die als sicher nachgewiesenen Kohlereserven um 50% von 1600 Mrd. Tonnen auf etwa 800 Mrd. Tonnen reduziert. Da die kumulierte Förderung aller Kohlesorten über

diesen Zeitraum 100 Mrd. Tonnen betrug, entspricht dies einer Reserveabwertung um 700 Mrd. Tonnen gegenüber 1987.



Quelle: WEC 1989, 1992, 1995, 1998, 2001, 2004, 2007, 2009, BGR 2009

Abbildung 5: Entwicklung der Weltkohlereserven zwischen 1987 und 2007 gemäß Weltenergieerat; Die Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe wurden für das Jahr 2007 ebenfalls eingetragen

Auf Details dieser Abwertungen wird später noch eingegangen. An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass die Abwertung für Steinkohle überproportional ausfällt: Betrug die Reserve Ende 1987 noch 1075 Mrd. Tonnen, so wurde sie bis Ende 2007 auf 411 Mrd. Tonnen, also um 60% abgewertet. Da Steinkohle wesentlich bessere Qualität und höheren Heizwert besitzt als andere Kohlesorten, entspricht dies einer stärkeren Abwertung der globalen Kohlereserven als durch die Mengenangaben beschrieben wird. Die Abbildung zeigt für das Jahr 2007 auch die Berechnungen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, deren Daten nach etwas unterschiedlichen Kriterien erhoben werden. Dennoch stimmen die beiden Angaben für Hartkohle fast überein. Für Braunkohle sieht die BGR etwa doppelt so große Reserven wie der Weltenergieerat. Da deren Heizwert jedoch wesentlich geringer als von Hartkohle ist, wirkt sich dieser Unterschied kaum auf die Energiereserven aus.

Über die letzten 20 Jahre hat sich die Kohleförderung etwa um 20% erhöht. Damit ist die statische Reichweite – diese gibt an, wie viele Jahre die Kohlereserven bei konstanter

Förderung reichen würden – deutlich gesunken: Betrug die statische Reichweite im Jahr 1987 noch über 400 Jahre, so ging sie bis 2007 auf 130 Jahre zurück: Innerhalb von 20 Jahren entspricht dies einer Reduktion der statischen Reichweite von Kohle um fast 300 Jahre! Würde dieser Trend der Kombination steigender Kohleförderung mit einer Abwertung der Kohlereserven fortgeschrieben, dann wären in etwa 5 Jahren die weltweiten Reserven aufgebraucht.

Diese Entwicklung steht in direktem Gegensatz zur Darstellung der Kohleressourcen, die über die letzten Jahre deutlich höher bewertet wurden. Oft wird die um den Faktor 20 größere Angabe der Kohleressourcen dahingehend interpretiert werden, dass Kohle noch für viele Jahrhunderte ausreichend und billig verfügbar wäre.

Analysiert man die Reservestatistiken detaillierter, so fällt auf, dass diese offensichtlich inkonsistent sind. So werden für viele Staaten über einige Jahre unveränderte Angaben gezeigt. Beispielsweise wurden im aktuellen Bericht nur für 11 Förderstaaten aktualisierte Angaben übermittelt. Für sieben Staaten wurden die Reservezahlen letztmals im Jahr 1979 aktualisiert, für Afghanistan und Vietnam wurden diese Zahlen letztmals im Jahr 1965 ermittelt.[WEC 2009; WEC 1980]

Die vom Weltenergieerat berichteten Kohlereserven berücksichtigen gemäß Definition nur die abbauwürdigen Reserven („proved recoverable reserves“).



Tabelle 2 gibt für die einzelnen Staaten den Anteil der nachgewiesenen Reserven im Boden („in place“) an, der als abbauwürdig berücksichtigt wurde. Typischerweise liegt der Anteil im Tagebau bei 70 – 90% und im Tiefbau bei etwa 40 - 60%, wobei Details von den geologischen Besonderheiten abhängen.

Basis dieser Darstellung bilden die Angaben in [WEC 2007] und [WEC 2009]. Für viele Staaten sind die Angaben plausibel. Allerdings kann es nicht sein, dass 100% der im Flöz vorhandenen Kohle abgebaut werden, wie dies für Weichbraunkohle in Indien und für Steinkohle in Pakistan angenommen wird. Auch für die tschechische Republik ist offensichtlich ein Zuordnungsfehler zwischen Steinkohle und Braunkohle unterlaufen, da ein Abbaugrad von über 100% unrealistisch ist.

Tabelle 2: Anteil der sicher gewinnbaren Reserven („proved recoverable reserves“) an der sicher nachgewiesenen Kohle („proved amount in place“). Eigene Berechnung anhand der Daten in [WEC 2007, WEC 2009]

Land	Steinkohle (%)	Hartbraunkohle (%)	Weichbraunkohle (%)
Argentinien			5,8
Australien		78,7 (über alle Kohlearten gemittelt)	
Brasilien		41,5	
Bulgarien			52
Deutschland	47,6		91,9
Kanada		75,4 über alle Kohlearten gemittelt)	
Indien	56		100
Indonesien	50	36,2	19,8
Iran	12,4		
Japan	7,4		
Pakistan	100	60	60
Polen	39,2		79,3
Rumänien	54,5	25	10,5
Russland		80,9 (über alle Kohlearten gemittelt)	
Serbien	22	66,4	65,6
Südafrika	26		
Thailand			65,8
Tschechische Rep.	28	113,5	33,9
Türkei			85,4
Ukraine	75	75	75
Ungarn	12,4		50,5
USA	46	60,6	77

In Tabelle 3 ist die Entwicklung der Reserveangaben über die Jahre gemäß der Publikationen des Weltenergieerates für die wichtigsten Kohleförderstaaten und die

weltweite Summe dargestellt. Für diese Darstellung sind alle Kohlesorten zu einer Angabe aufsummiert.

Tabelle 3: Entwicklung der Abschätzung der weltweit gewinnbaren Kohlereserven gemäß Weltenergierrat von 1924 – 2007. Die Reserveangaben gelten jeweils zum Ende des angegebenen Jahres. Das Datum der Berichtsveröffentlichung ist meist 2 Jahre später. [Höök 2010]

Jahr	US	CH	IND	FSU	AU	ZA	DE	PL	UK	INDON	Welt
1924	5398	996	79	n.a.	166	56	423	19	190	--	7398
1929	3829	1213	79	489	166	58	423	n.a.	190	n.a.	n.a.
1937	n.a.	n.a.	5	309	9	8	109	15	130	n.a.	691
1948	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	22	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
1974	182	80	12	136	n.a.	11	65	23	4	1	591
1976	199	n.a.	13	n.a.	63	18	64	n.a.	45	0	n.a.
1980	182	140	84	233	59	33	60	39	45	1	882
1986	264	n.a.	n.a.	245	66	58	80	43	5	n.a.	839
1989	215	731	63	241	91	55	80	40	4	3	1598
1992	241	115	63	241	91	55	80	41	4	32	1039
1995	241	115	70	241	91	55	67	42	3	32	1032
1998	247	115	75	225	90	55	67	14	2	5	984
2000	250	115	84	225	82	50	66	22	2	5	984
2004	247	115	92	222	79	49	7	14	0	5	909
2007	243	115	56	222	77	48	7	8	0	4	847
2009	238	115	59	222	76	30	7	8	0	4	826

US = USA; CH = China; IND = Indien; FSU = Transformationsstaaten (Former Soviet Union); AU = Australien; ZA = Südafrika; DE = Deutschland; PL = Polen; UK = Großbritannien; INDON = Indonesien

Aus dieser Entwicklung und der Diskrepanz zur Ressourcenentwicklung kann man zunächst keinen Schluss auf die künftigen Fördermöglichkeiten ziehen. Die Datenlage ist sehr unsicher: teilweise werden alte Daten über viele Jahre fortgeschrieben (z.B. China und Transformationsstaaten), teilweise werden scheinbar willkürliche Veränderungen der Reserveangaben vorgenommen (z.B. UK 1986, Deutschland 2004, Indien 2007, Polen 2007, Südafrika 2009). Die Zeitreihe zeigt jedoch den Trend, dass alte großzügig bemessene Angaben in den letzten Jahren deutlich nach unten korrigiert wurden.

Aus diesem Grund bildet die Annahme, dass der Rahmen für künftige Fördermöglichkeiten sich zunächst auf die heute bekannten Reserven beschränkt, eine plausible Ausgangsbasis für ein Förderszenario, wie es weiter unten beschrieben wird. Darauf zu hoffen, dass künftig bei steigenden Preisen und besserer Technologie mehr Ressourcen in Reserven überführt würden als durch Förderung entnommen werden, ist nicht durch die empirische

Beobachtung der vergangenen 20 Jahre bestätigt. Allerdings kann dies nicht ausgeschlossen werden. Eine detailliertere Analyse wichtiger Förderstaaten kann hier helfen, ein besseres Verständnis für die tatsächliche Versorgungssituation zu entwickeln. Dies wird im Folgenden versucht.

Die geographische Verteilung der Reserven ist in Abbildung 6 für Steinkohle, Hartbraunkohle und Weichbraunkohle explizit dargestellt. Die Steinkohlereserven konzentrieren sich auf acht Staaten: USA, Russland, China, Indien, Australien, Südafrika, Kasachstan und Ukraine. Diese besitzen fast 95% der weltweiten Steinkohlereserven. Hartbraunkohlereserven konzentrieren sich auf 4 Staaten: USA, Russland, China und Ukraine haben fast 95% Anteil. Nur die Weichbraunkohlereserven sind auf mehr Länder verteilt. Die fünf Staaten mit den größten Reserven (USA, Russland, China, Indien, Australien und Serbien) haben 75% Anteil.

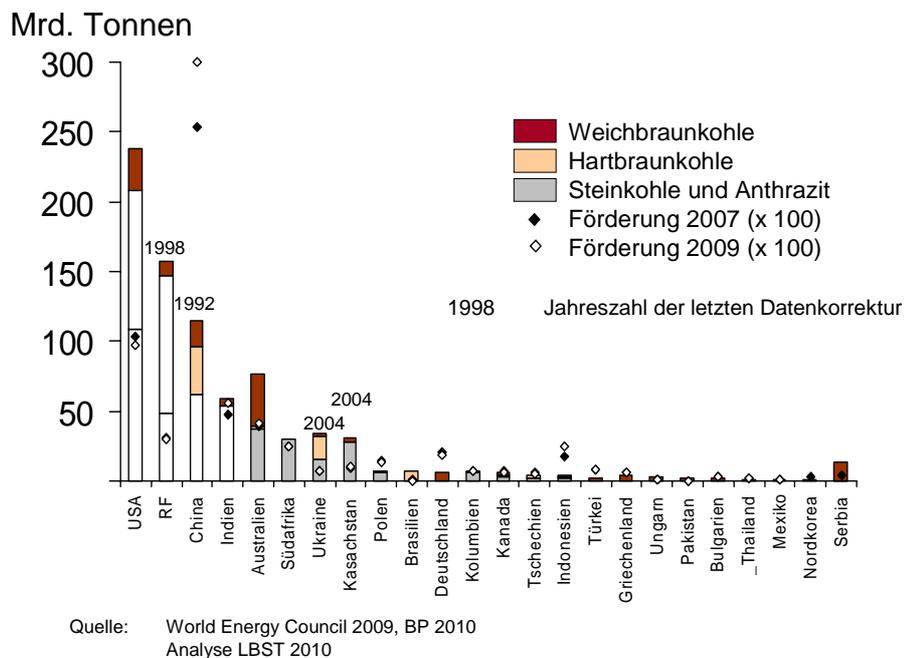


Abbildung 6: Geographische Verteilung der berichteten weltweiten Kohlereserven zum Jahresende 2007 [WEC 2009]

Zum Vergleich ist in der Grafik auch die Kohleförderung der Staaten für 2007 (schwarze Rauten) und 2009 (weiße Rauten) eingetragen. Die Förderung ist um den Faktor 100 überhöht. Falls die Förderrate in der Grafik mit der Höhe des Balkens der Reserven des jeweiligen Landes übereinstimmt, dann beträgt die statische Reichweite 100 Jahre, ist die Förderrate geringer, dann ist die statische Reichweite größer und umgekehrt.

Zunächst fällt auf, dass die Staaten mit den größten Kohlereserven auch den größten Beitrag zur weltweiten Kohleförderung tragen. Für USA, Russland, Australien, Ukraine und Kasachstan liegt die jährliche Förderrate weit unter 1% der Reserven. Daneben fallen China, aber auch Indonesien, Deutschland und Polen auf, die ihre Reserven weit stärker als mit 1% p.a. verbrauchen. Die künftige Förderung in diesen Staaten wird die weltweite Verfügbarkeit bestimmen. In China, Indien und Indonesien hat die Förderung 2009 gegenüber 2007 nochmals deutlich zugenommen. Da deren Entwicklung für den Weltmarkt eine große Bedeutung hat, werden diese Staaten im Folgenden detaillierter untersucht.

2.4 Historische Förderung und Extrapolation

2.4.1 Globales Förderszenario

Um eine verwertbare Aussage über die künftige Verfügbarkeit der Kohle zu treffen werden regionale Förderprofile erstellt, die zu einer weltweiten Förderkurve zusammengefasst werden. Diese Profile orientieren sich an den oben beschriebenen Kriterien. Insbesondere werden die in [WEC 2009] berichteten abbauwürdigen Reserven als Orientierung für das maximal mögliche künftige Förderpotential herangezogen. Die Belastbarkeit der Angaben wurde für die wichtigsten Förderstaaten hinterfragt und gegebenenfalls entsprechend korrigiert, wie dies im Folgenden dargestellt wird.

Abbildung 7 zeigt die Summenkurve für die weltweite Förderung von Steinkohle und Hartbraunkohle. Die linke Grafik basiert weitgehend auf den Reserveangaben des WEC außer für China – dort wurden größere Reserven angenommen, wie sie von chinesischen Beobachtern genannt werden. In Summe werden von den in [WEC 2009] für das Jahresende 2007 genannten 675 Mrd. Tonnen Hartkohlereserven zwischen 2008 und 2100 etwa 615 Mrd. Tonnen gefördert. Doch die in diesem Kapitel folgende Analyse wichtiger Kohleförderstaaten lässt einige der Reserveangaben fragwürdig erscheinen. Eine Korrektur dieser Angaben führt zu den in der rechten Abbildung gezeigten Förderprofilen. unter der Prämisse, dass die weltweiten Kohlereserven in den kommenden 20 Jahren künftig nicht deutlich erhöht werden, lassen sich damit folgende Aussagen treffen:

- Das weltweite Fördermaximum der Hartkohleförderung wird mit großer Wahrscheinlichkeit vor 2050, vermutlich im Zeitraum 2020 – 2030 eintreten.
- Die Höhe der Förderung wird vor allem durch die künftige Förderung in China bestimmt werden. Vermutlich wird sie am Maximum zwischen 8-10 Mrd. Tonnen Kohle betragen (gegenüber 6100 Mrd. Tonnen im Jahr 2009).
- Das Fördermaximum wird nur wenig von den australischen, russischen oder nordamerikanischen Kohlereserven abhängen, da die Vorlaufzeiten zu deren zügiger Erschließung zu groß sind

- Diese Szenarien berücksichtigen keine klimapolitisch motivierten Einschränkungen, sondern orientieren sich vorwiegend an der Verfügbarkeit der Reserven und der Extrapolation empirischer Trends. Ökonomische Aspekte sind nicht explizit berücksichtigt, wohl aber implizit, soweit sie einen Einfluss auf die regional differenzierte Entwicklung der historischen Förderdaten ausüben.

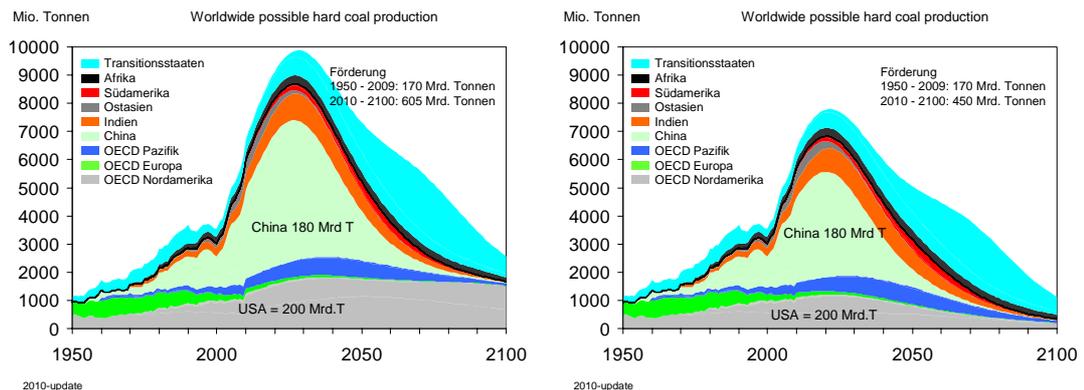


Abbildung 7: Szenarien zur weltweiten Hartkohleförderung (Steinkohle und Hartbraunkohle)

Diese Szenarien sagen auch wenig über die Kohleverfügbarkeit auf dem Weltmarkt und in Verbrauchsstaaten mit geringen oder gar keinen Kohlereserven aus. Allerdings deuten die Trends der Entwicklung der Export- und Importmärkte darauf hin, dass Knappheiten auf dem Weltmarkt wesentlich früher beginnen können als im das Jahr der Maximalförderung. Tatsächlich gibt es diese seit 2007. Regional wird die Höhe des Importbedarfs und die Marktnähe zu potenziellen Bezugsquellen bedeutsam werden.

Abbildung 8 zeigt das Förderszenario wie es für Weichbraunkohle ermittelt wurde. Von den in [WEC 2009] angegebenen 150 Mrd. Tonnen werden im Zeitraum 2008 - 2100 etwa 97 Mrd. Tonnen verbraucht. Weichbraunkohle hat wegen des geringen Energieinhalts nur regionale Bedeutung. Deshalb wird es hier getrennt ausgewiesen.

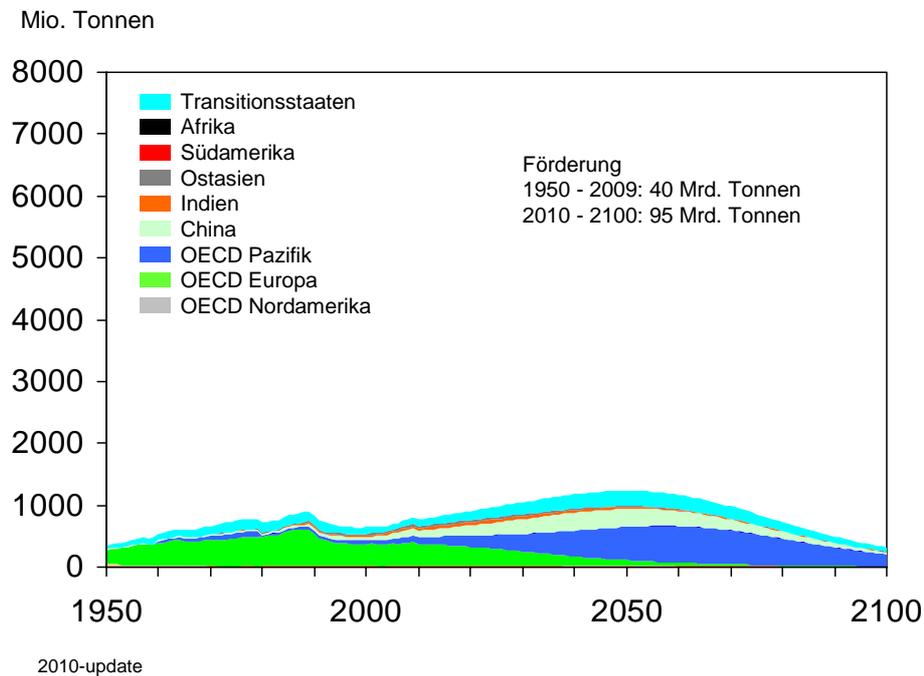


Abbildung 8: Szenario zur weltweiten Förderung von Weichbraunkohle

2.4.2 Wichtige Förderstaaten

2.4.2.1 USA

In Tabelle 3 ist in der zweiten Spalte die Entwicklung der Kohlereserven der USA seit 1924 dargestellt, wie sie vom Weltenergieerat dokumentiert wurde. Ergänzend dazu zeigen die Statistiken der amerikanischen Energiebehörde in

Tabelle 4 die Entwicklung in den einzelnen Bundesstaaten seit 1950.

In Summe wurden die abbauwürdigen Reserven seit 1924 um 96% abgewertet, seit 1970 immerhin noch um 66%. Diese Abwertung entspricht einem Vielfachen der in diesem Zeitraum entnommenen Kohle. Erst seit 1987, dem ersten Jahr des Berichtens der „estimated recoverable reserves“ entspricht die Reduktion der Reserven in etwa der im Berichtszeitraum entnommenen Kohle. Aus dieser Analyse kann man nur den Schluss ziehen, dass vor Jahrzehnten die abbauwürdigen Kohlereserven massiv überschätzt wurden. Die letzte Spalte zeigt die Höhe der abbauwürdigen Reserven im Umfeld aktiver Minen. Darauf wird weiter unten noch eingegangen.

Tabelle 4: Zusammenstellung der Entwicklung der abbauwürdigen Kohlereserven in den USA seit 1950 (eigene Zusammenstellung mit Daten aus [Höök 2009] und [ACR 2010]). Alle Reserveangaben sind in Mrd. Tonnen Kohle.

Bundesstaat	Recoverable Reserves 1950	Recoverable Reserves 1970	Estimated recoverable Reserves 1987	Estimated recoverable reserves 2008	Recoverable Reserves at producing mines 2008:
Alabama	29,086	6,096	2,825	2,475	0,3
Alaska	n.a.	59,005	2,457	2,566	--
Arkansas	0,697	1,097	0,17	0,377	..
Colorado	143,532	36,596	9,517	8,764	0,29
Illinois	75,133	63,191	32,105	34,415	1,079
Indiana	21,356	15,723	4,61	3,604	0,382
Iowa	12,916	2,955	1,132	1,022	--
Kansas	7,962	8,971	0,606	0,617	--
Kentucky	54,169	29,633	14,356	13,222	1,059
Maryland	3,412	0,533	0,435	0,318	0,02
Missouri	35,764	10,587	3,527	3,489	--
Montana	100,33	100,56	64,935	67,868	0,839
New Mexico	36,045	27,877	2,836	6,28	0,549
North Dakota	272,092	159,053	6,78	6,188	1,111
Ohio	46,749	18,858	9,629	10,364	0,279
Oklahoma	24,79	1,492	0,83	0,721	0,077
Pennsylvania	33,217	31,512	11,167	10,482	0,477
South Dakota	0,28	0,92	0,251	0,251	--
Tennessee	11,346	1,187	0,475	0,409	0,009
Texas	14,004	4,95	9,991	8,539	0,682
Utah	42,158	14,616	3,146	2,406	0,192
Virginia	9,295	4,458	1,459	0,68	0,197
Washington	28,845	2,804	0,734	0,618	--
West Virginia	50,193	45,882	19,156	15,894	1,731
Wyoming	54,806	54,742	39,306	35,553	6,359
Sonstige	7,976	2,312	0,531	0,177	
Summe USA	1116,153	705,61	242,966	237,299	16,216

In Abbildung 9 ist die Verteilung der abbauwürdigen Kohlereserven der USA im Jahr 2008 dargestellt. Etwa die Hälfte der Reserven hat Steinkohlequalität, weitere 45% sind Hartbraunkohle mit geringerem Energieinhalt und der Rest besteht aus Weichbraunkohle mit deutlich reduziertem Energieinhalt (eig. Berechnung nach Daten in [ACR 2010]). Etwa 60% der Steinkohlereserven sind in 5 Bundesstaaten (Illinois, Westvirginia, Kentucky, Pennsylvania und Ohio) konzentriert, Hartbraunkohle lagert fast vollständig in Montana und Wyoming, und Weichbraunkohle findet man in Texas und Norddakota. Die künftigen Fördermöglichkeiten werden vor allem von diesen Staaten dominiert werden.

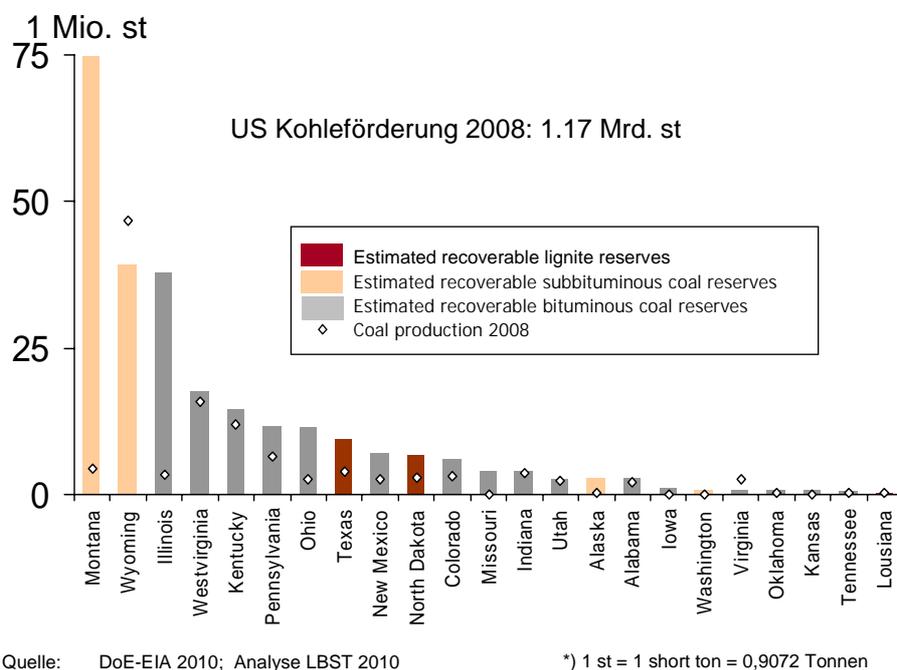


Abbildung 9: Verteilung der abbauwürdigen Kohlereserven in den USA nach Bundesstaaten und vorrangiger Kohlesorten [ACR 2010]

In Abbildung 9 ist auch die Jahresfördermenge 2008 der einzelnen Bundesstaaten um den Faktor 100 überhöht eingezeichnet (weiße Raute). Die vier Bundesstaaten Wyoming, Westvirginia, Kentucky und Pennsylvania tragen mit 70% zur Förderung der USA bei. Deren weitere Entwicklung hat einen wichtigen Einfluss auf die künftige Förderung der USA.

Im Verhältnis zu den Reserven fällt auf, dass Montana und Illinois nur relativ bescheiden zur Förderung beitragen, obwohl beide Staaten die jeweils größten Hartbraun- bzw. Steinkohlereserven der USA besitzen. Die Gründe hierfür sind leicht nachvollziehbar: In Illinois hat die Kohle einen hohen Anteil an Schadstoffen, insbesondere Schwefel mit 2,9-3,5% [Hatch 2002]. Diese muss aufwändig gereinigt werden, bevor sie in Kraftwerken eingesetzt werden kann. Daher bleibt die Förderung weit hinter dem durch die Reserven

identifizierten Potenzial zurück. [Milici 2000] In Montana wiederum wird die Kohle vor allem im flächenintensiven Tagebau abgebaut, der zudem mit seinem Abwasser zu einer Übersalzung der Gewässer führt. Diesem sind dadurch enge Grenzen gesetzt, dass die Wirtschaft in Montana fast ausschließlich von der Rinderhaltung lebt, die in direkter Konkurrenz zur Wasserverschmutzung und Landnutzung des Bergbaus steht. In Montana ist die Gesellschaft nicht bereit, größere Abbaufelder für den Bergbau freizugeben, auch wenn seit Jahren entsprechende Versuche unternommen werden [EWG 2007, Höök 2009].

In Abbildung 10 ist die Entwicklung der Kohleförderung der USA seit 1950 dargestellt. Anthrazit, die hochwertigste Kohle wird nur noch in bescheidener und abnehmender Menge in Pennsylvania gefördert. Der Höhepunkt der Anthrazitförderung war im Jahr 1910 mit etwa 80 Mio. Tonnen pro Jahr, also ca. der 100fachen Fördermenge von heute [Höök 2009].

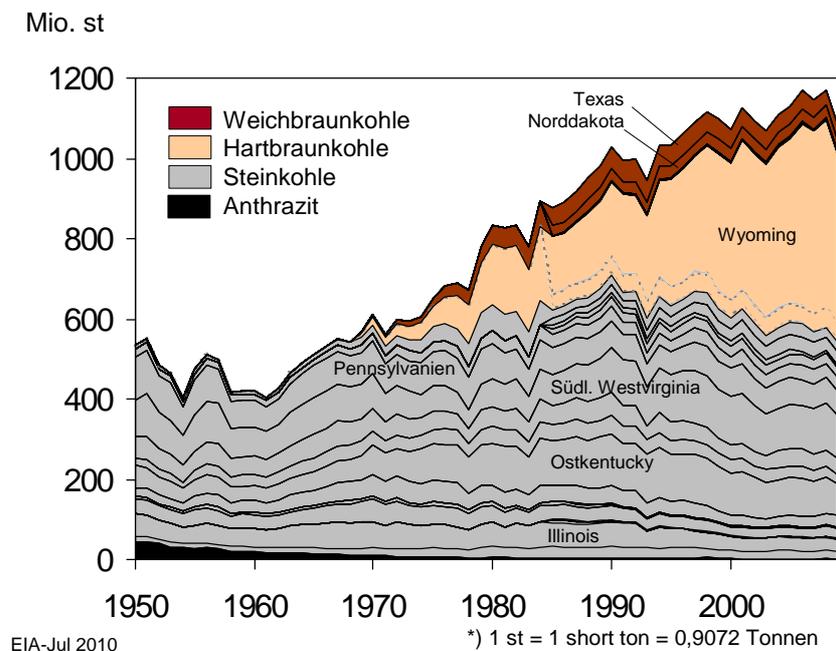


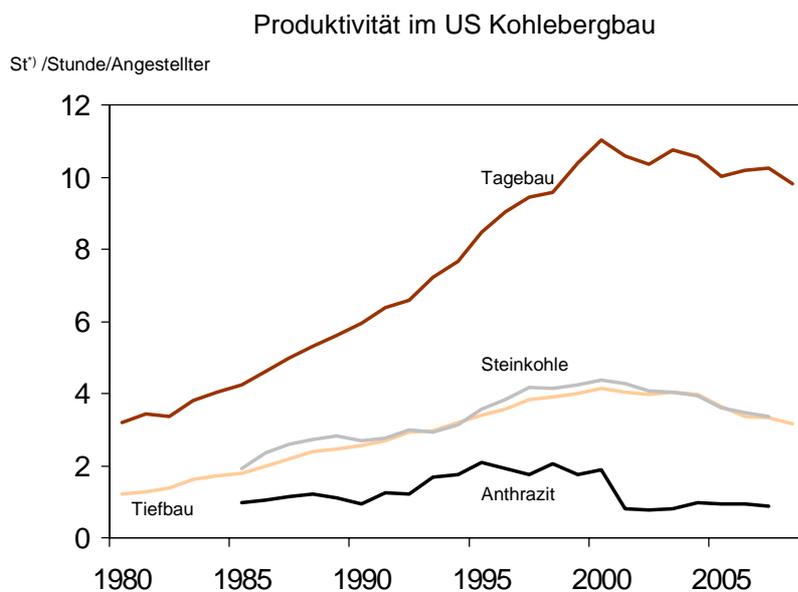
Abbildung 10: Förderbeitrag der einzelnen Bundesstaaten zur Kohleförderung der USA (Analyse der Jahresberichte der Kohleförderung [ACR 2010] und ältere Ausgaben).

Die qualitativ Anthrazit am nächsten kommende Steinkohle wird vor allem im Osten (Appalachen: Pennsylvania, West Virginia, Ostkentucky) und im Illinois-Basin der zentralen Bundesstaaten (Illinois, Westkentucky und Indiana) gefördert. Auch die Steinkohleförderung hat ihr Fördermaximum bereits im Jahr 1990 überschritten. Maßgeblich für den Förderrückgang nach 1990 war die Einführung des „Clean Air Act“, in

dessen Folge der Bedarf an schwefelhaltiger Steinkohle zurückging [Tobin 1984]. Diesem folgte auch der Förderrückgang.

Die Zeit um 1970 markiert den Beginn des Abbaus von Hart- und Weichbraunkohle, auf die bis zu diesem Zeitpunkt verzichtet werden konnte. Tatsächlich wurde die Förderausweitung seit dieser Zeit fast ausschließlich durch Hartbraunkohle geleistet. Die Hartbraunkohlereserven liegen fast ausschließlich in den beiden westlichen Bundesstaaten Montana und Wyoming (siehe Abbildung 9). Montana beteiligt sich aus den erwähnten Gründen nur marginal an der Erschließung seiner Reserven, so dass Wyoming die Förderausweitung bestimmt. Der Beitrag der Weichbraunkohle aus Texas und Norddakota bleibt relativ konstant und hat keinen bedeutsamen Einfluss auf die Förderung.

Die Veränderung der Kohleanteile von höher- zu niederwertiger Kohle verschiebt auch den mittleren Energiegehalt der Kohle zu geringerem Heizwert. So lag der energetische Beitrag der Kohleförderung mit 603 Mtoe im Jahr 1998 bisher am höchsten [BP 2010]. Darüber hinaus zeigt Abbildung 11, dass auch die Produktivität des Kohlebergbaus den Höhepunkt überschritten hat. Über alle Kohlesorten stieg diese bis zum Jahr 2000 an und geht seither zurück oder stagniert zumindest. Mit Abstand die höchste Produktivität wurde im Tagebau in Wyoming mit einer Stundenleistung von ca. 36 Tonnen Kohle je Angestellter im Jahr 2000 erreicht, im Jahr 1985 hatte sie dort noch 12 Tonnen Kohle je Angestellter betragen. Bis zum Jahr 2008 fiel sie auf unter 30 Tonnen zurück. [EWG 2007, ACR 2010]



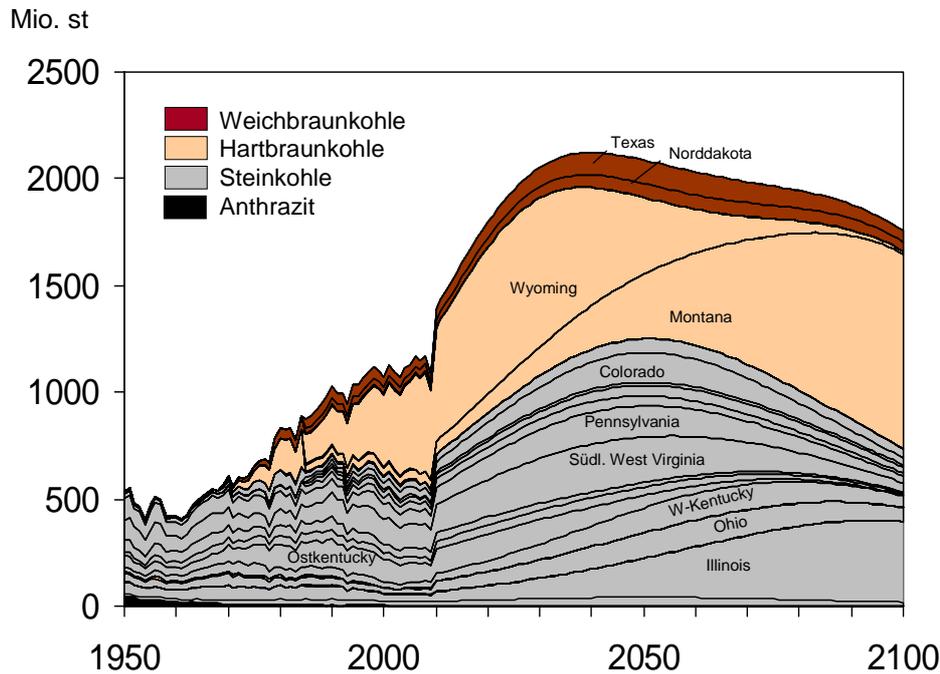
Quelle: US-EIA, Juli 2010

*) 1 st = 1 short ton = 0,9072 Tonnen

Abbildung 11: Veränderung der Produktivität im Bergbau in den USA, differenziert nach unterschiedlichen Abbautechniken und Kohlesorten

Diese Entwicklungen sind typisch für ältere Abbauregionen und lassen sich mit dem Übergang einst optimaler Abbaubedingungen zu stetig schlechter werdenden Abbaubedingungen charakterisieren. Die Entwicklung ist stetig und im Jahresvergleich fast unmerklich, zumal für einen langen Zeitraum die steigende technologische und ökonomische Fördereffizienz diesen Effekt überkompensieren kann. Erst über einen längeren Betrachtungszeitraum werden diese Trends deutlich. So z.B. entwickelte sich die Kohleförderung zwischen 2005 und 2009 recht genau in dem Rahmen, wie es aufgrund dieser Analyse bereits damals vorhergesehen wurde [EWG 2007]. Die Fördermenge in den USA stieg entgegen vieler anderer Erwartungen nicht mehr an, sondern ging zurück. Im Unterschied zu damals ist die empirische Datenbasis heute belastbarer geworden. Auf dieser Basis ist es nahe liegend anzunehmen, dass die USA das Fördermaximum erreicht haben oder diesem zumindest sehr nahe sind.

Lässt man zunächst die beschriebenen Einschränkungen außer acht und extrapoliert das Förderprofil, wie es mit den berichteten abbaubaren Reserven kompatibel ist, so ergibt sich ein Förderprofil, wie es in Abbildung 12 dargestellt ist. Die Extrapolation der Förderung basiert auf realen Förderdaten bis einschließlich 2005 unter maximaler Ausnutzung der Reserven [EWG 2007]. Der abrupte Sprung der Förderung im Jahr 2010 ist darauf zurückzuführen, dass die Szenariorechnung bis 2009 durch reale Förderdaten ersetzt wurde. In den Jahren 2005 bis 2009 blieb die Förderung also weit hinter der Szenariorechnung zurück. Vorliegende aktuelle Förderangaben für die erste Jahreshälfte 2010 lassen den Schluss zu, dass im Jahr 2010 die Förderung nochmals leicht unter dem Niveau von 2009 liegen wird [DOE-EIA 2010].



Historische Daten: U.S. Energy Information Administration -Juli 2010 *) 1 st = 1 short ton = 0,9072 Tonnen

Abbildung 12: Förderszenario der Kohleförderung der USA auf Basis der berichteten als abbauwürdig eingestuften Reserven („estimated recoverable reserves“). Fortschreibung der Datenbasis des Szenarios in [EWG 2007] bis zum Jahr 2009

Eine realistischere Szenariorechnung sollte berücksichtigen, dass die Förderung in Montana vermutlich auf niedrigem Niveau bestehen bleibt – es würde mehrere Jahrzehnte brauchen, die Bevölkerung positiv zu motivieren, die entsprechenden Abbaueinrichtungen zu genehmigen, planen, bauen in Betrieb zu nehmen und auf ein relevantes Niveau auszuweiten, sowie die entsprechende Infrastruktur aufzubauen, um die Kohle oder den Strom über 1000 km oder mehr außer Landes zu den Verbrauchern zu bringen. Aus heutiger Sicht ist nicht vorstellbar, dass hier mindestens bis 2030 eine wesentliche Erhöhung der Abbaurrate stattfindet.

Weiter muss die Qualität der Reserveanalyse berücksichtigt werden. Wie bereits beschrieben wurde, fanden über die Jahrzehnte deutliche Abwertungen der als abbauwürdig erachteten Kohlereserven statt.

Im Jahr 2007 wurde erstmals im Auftrag des US Innenministeriums eine kritische Analyse der Kohleverfügbarkeit der USA beim National Research Council in Auftrag gegeben. Die Ergebnisse zeigen, dass die Reserveerhebungen auf veralteten Kriterien basieren. Vermutlich wurde eine wesentlich größere als tatsächlich verfügbare Menge als abbauwürdige Kohlereserve klassifiziert. Es wird an Beispielen darauf hingewiesen, dass



neuere Datenerhebungen zu bedeutend kleineren abbauwürdigen Reserven führen [NAP 2007, Seite 15ff].

Der U.S. Geological Survey führte im Jahr 2008 am Beispiel des Gillette Kohlefeldes im Powder River Basin in Wyoming eine detaillierte Analyse durch [USGS 2008]. Diese Studie wurde vertieft und auf alle wichtigen Kohleregionen der USA ausgeweitet [USGS 2009]. So wird dort für das Powder River Basin – das größte Kohlebasin in Wyoming – angegeben, dass von den ursprünglich vorhandenen 127 Mrd. Tonnen Kohle nach Abzug von Landnutzungsrestriktionen und bereits geförderter Kohlemengen noch 113 Mrd. Tonnen für den Abbau zugänglich seien. Der weitere Abzug bergbaulicher Verluste reduziert die abbauwürdigen Mengen auf 102 Mio. Tonnen. Davon wiederum könnten 21,3 Mio. Tonnen als unter heutigen ökonomischen und technischen Bedingungen abbaubare Reserve angesehen werden. Dies entspricht etwa 17% der ursprünglich vorhandenen Kohlemengen und liegt um 45% geringer als noch im Jahresbericht für 2008 veröffentlicht und in

Tabelle 4 dargestellt [ACR 2010].

In anderen Regionen, insbesondere im Basin von Illinois wird die ökonomisch gewinnbare Reservemenge auf nur 6% der ursprünglich vorhandenen Menge geschätzt. Hier bildet vor allem der hohe Schwefelanteil ein stark einschränkendes Kriterium, der 90% der Kohlereserven von der Förderung unter heutigen Bedingungen ausschließt. Das kann bedeuten, dass diese in Zukunft möglicherweise doch abgebaut werden. Allerdings wird das nur dann möglich sein, wenn entweder die Umweltstandards wieder auf das Niveau vor 1990 zurückgestuft werden oder wenn deutlich höhere Förder- und Reinigungskosten für die Kohle akzeptiert werden. Dann aber dürfte diese Kohle im Vergleich zu Alternativen Möglichkeiten der Kohlebereitstellung (und der Energieerzeugung) unrentabel werden. Die markantesten Abwertungen der Reserven aus dieser Studie sind in



Tabelle 5 zusammengestellt.

Tabelle 5: Zusammenfassung der Ergebnisse der aktuellen Ressourcen- und Reservenbewertung der Kohlefelder in den Appalachen und um Illinois durch das U.S. Geological Survey [USGS 2009, Chapter H, Tabellen 4 und 5]

Bundesstaat	Abbauwürdige Reserven 2008 Mrd. Tonnen	Kum. Förderung 2009 Mrd. Tonnen	Kohlereserven mit geringem oder mittlerem Schwefelgehalt [USGS 2009] in Mrd. Tonnen	% der Reserven
Westvirginia	18,2	12,4	13,6	75
Ost Kentucky	5,8	5,9	5,3	91
Alabama	2,8	1,8	2,8	100
Virginia	1,1	2,3	1,3	118
Pennsylvania	12,0	10,6	6	50
Ohio	11,8	3,4	1,7	14
Illinois	38,3	5,7	2,2	6
Indiana	4,1	2,4	1,2	29
Westkentucky	9,1	2,6	0,1	1
Summe	103	47	34	33

In

Tabelle 4 wurde in der rechten Spalte noch eine weitere Reservekategorie eingeführt, nämlich die von der US-Energiebehörde ebenfalls ausgewiesenen abbauwürdigen Reserven bei aktiven Minen („recoverable reserves at producing mines“). Diese berücksichtigen alle Kohlereserven, die mit bestehender Infrastruktur gefördert werden können. Umgekehrt werden hiervon alle als abbauwürdig erachteten Reserven ausgeschlossen, die nicht im Umfeld bestehender Minen sind. Im Vergleich zu den Reservedefinitionen für die Erdöl- und Erdgasindustrie würde diese Kohlemenge in etwa der Definition der „nachgewiesenen Reserven“ entsprechen, da dort nur die Reservemengen von Öl- und Gasfeldern berücksichtigt werden, die entweder mit bestehenden Fördereinrichtungen entnommen werden können, oder für deren Erschließung ein genehmigter Entwicklungsplan vorliegt.

Die Menge der abbauwürdigen Reserven bei aktiven Minen umfasst für die gesamten USA nur etwa 7% der insgesamt als abbauwürdig erachteten Kohlereserven. Deren Entwicklung seit 1985 ist in Abbildung 13 dargestellt. Seit dem Jahr 1985 sind diese Reserven um 30% von 22,8 Mrd. Tonnen auf 16,2 Mrd. Tonnen gefallen. Über diesen Zeitraum wurden 22 Mrd. Tonnen Kohle abgebaut. Damit wurden seit 1985 etwa 15,4 Mrd. Tonnen von den als abbauwürdig erachteten Reserven tatsächlich neu erschlossen und zu den abbauwürdigen Reserven bei aktiven Minen klassifiziert.

Das Reservewachstum findet also auf dieser Ebene durch Transformation als abbauwürdig erachteter Reserven in abbauwürdige Reserven bei aktiven Minen statt. Aus dem oben dargestellten ist jedoch keineswegs gesichert, dass alle als abbauwürdig erachteten Reserven jemals gefördert werden. So z.B. sank die statische Reichweite der Reserven bei aktiven Minen, also das Verhältnis der Reserven zur aktuellen Jahresförderung von fast 30 Jahren auf 15 Jahre. Auch diese Analyse zeigt, dass die vorhandenen insgesamt als abbauwürdig erachteten Kohlereserven nur zu 7% mit bestehender Infrastruktur abgebaut werden können. Die Erschließung des wesentlich größeren verbleibenden Teils der abbauwürdigen Reserven würde deutlich höhere Investitionen erfordern.

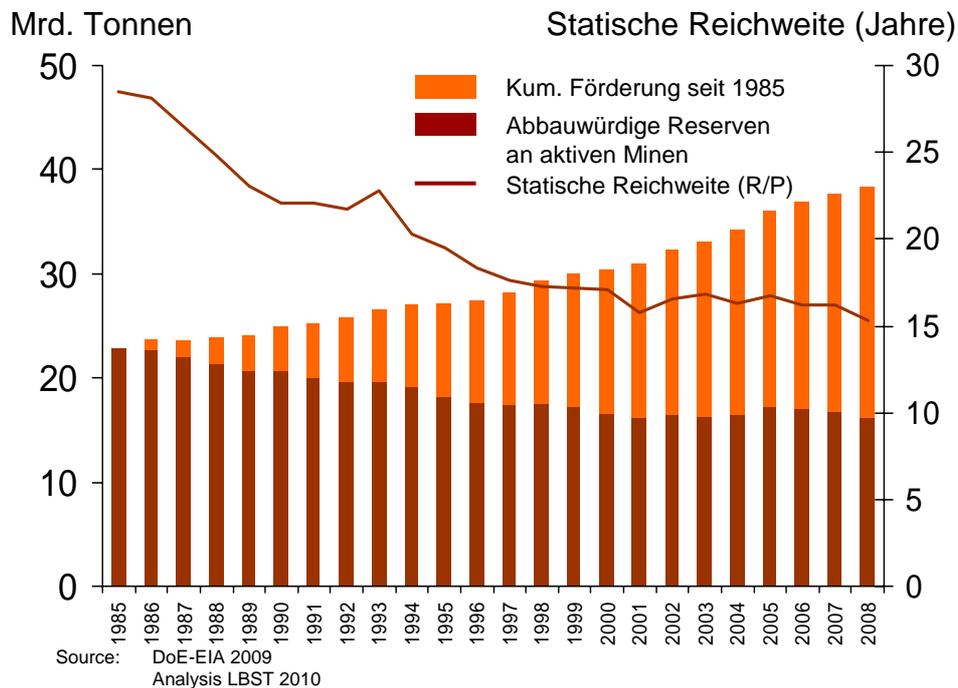


Abbildung 13: Entwicklung der abbauwürdigen Reserven bei aktiven Kohleminen („recoverable reserves at producing mines“), der kumulierten Kohleförderung seit 1985 und der statischen Reichweite [ACR 2010 und ältere Ausgaben]

In den Veröffentlichungen des BP Statistical Review of World Energy [BP 2010] und des Weltenergieatlas [WEC 2009] werden die insgesamt als abbauwürdig erachteten Reserven unter der Bezeichnung „Nachgewiesene Reserven“ bzw. „proved recoverable reserves“ übernommen.

Unter Beachtung der diskutierten Einschränkungen kann ein wahrscheinliches Szenario aufgebaut werden, indem angenommen wird, dass nur ein Teil der Reserven von Montana auch tatsächlich gefördert wird und die Förderung dort nicht wesentlich ausgeweitet wird. Für Wyoming werden der Analyse in [USGS 2009] folgend etwa 60% der Reserven als tatsächlich förderbar angenommen und im Basin von Illinois werden nur die gering oder mäßig mit Schwefel angereicherten Reserven berücksichtigt. In Summe halbiert dies die statische Reichweite der US Kohlereserven von über 200 Jahren („estimated recoverable reserves“) auf etwa 100 Jahre (Geringe Förderung in Montana, starke Abwertung der Reserven in Wyoming, den Appalachen und im Becken von Illinois gemäß [USGS 2009]).

Das entsprechende Szenario ist in Abbildung 14 dargestellt und wurde bereits 2007 in [EWG 2007] veröffentlicht. Die in der Grafik gelb markierten Staaten zeigen die Förderung aus dem Illinois Basin und den Staaten der Appalachen. Diese fördern ausschließlich Steinkohle, wobei gerade hier die Ausklammerung der stark schwefelhaltigen Reserven

relevant ist. Dieses Szenario basiert auf der Anpassung eines Förderszenarios von [Milici 2000] aus dem Jahr 2000 und gleicht dem aktuellen Förderszenario für diese Staaten von Milici, das im Rahmen der Aktualisierung der Reservedaten erstellt wurde [USGS 2009]. Für die restlichen grau eingefärbten Bundesstaaten mit Steinkohleförderung wurde ein logistisches Förderprofil weitgehend identisch zu Abbildung 12 benutzt.

Die Entwicklung der vergangenen 5 Jahre scheint dieses Szenario zu bestätigen. Der neuerliche hier noch nicht berücksichtigte Fördereinbruch im Jahr 2010 lässt es eher noch als ein „Maximalszenario“ erscheinen.

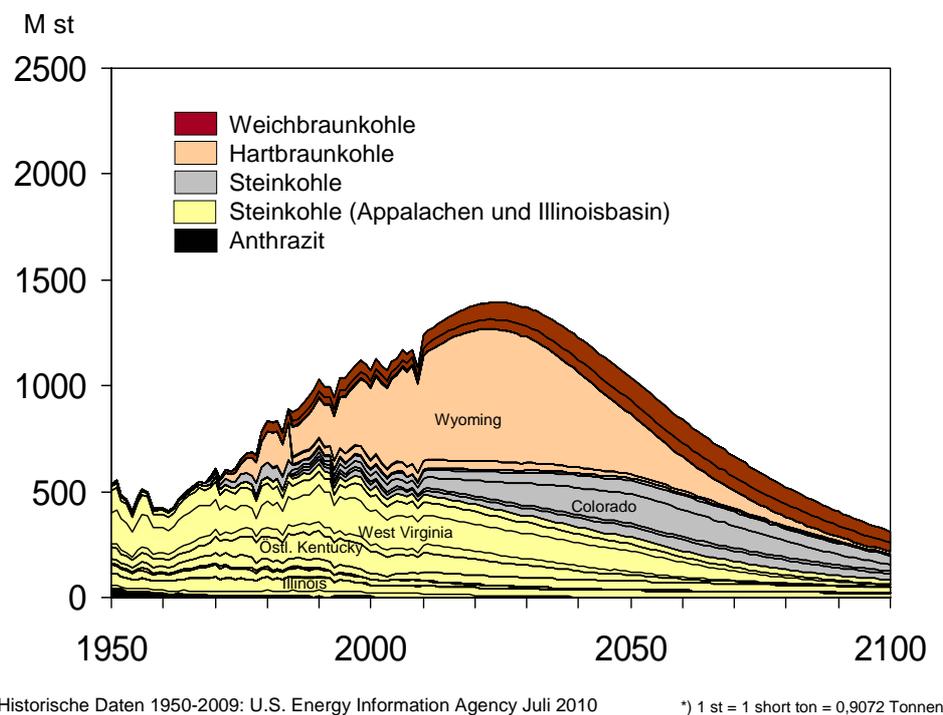


Abbildung 14: Kohleförderung bis 2100 gemäß Szenario in [EWG 2007] mit Fortschreibung realer Förderdaten bis 2009.

2.4.2.2 China

In Tabelle 6 ist die Entwicklung der chinesischen Kohlereserven gemäß der Berichte des Weltenergiesrates zusammengestellt. Im Jahr 1992 wurden sie um den Faktor 6 abgewertet. Seit dieser Zeit werden jedes Jahr identische Reserveangaben veröffentlicht, ohne diese Angaben um die in der Zwischenzeit erfolgte Kohleförderung von insgesamt 25 Mrd. Tonnen zu korrigieren. Offensichtlich sind diese Reserveangaben nicht sehr belastbar.

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe berichtet davon abweichende Reserven von 181 Mrd. Tonnen. Zusätzlich werden dort auch Ressourcen angegeben. Deren Bewertung ist seit 2005 kontinuierlich von ca. 900 Mrd. Tonnen angestiegen auf

heute über 5000 Mrd. Tonnen, was einen der Hauptgründe für das weltweite Ressourcenwachstum in Abbildung 4 bildet.

Zusätzlich sind in der Tabelle die Reserve- und Ressourcenangaben einer Übersicht aus chinesischen Quellen dargestellt, die vor allem auf offiziellen Angaben beruhen [Fenwei 2008]. Auch wenn diese Angaben erst vor wenigen Jahren veröffentlicht wurden, so basieren sie alle auf alten Erhebungen aus den Jahren 1988 – 1998.

Tabelle 6: Abbauwürdige nachgewiesene Reserven gemäß Weltenergiarat, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe und Fenwei

	Hartkohle Mrd. Tonnen	Weichbraunkohle Mrd. Tonnen
WEC – Reserven 1989	610,7	120
WEC – Reserven 1992	95,8	18,6
WEC - Reserven 2009	95,8	18,6
BGR – Reserven 2009	180,6	11
Fenwei – Reserven (2008)	184	
BGR – Ressourcen 2009	5010	307
Fenwei – Ressourcen 2008	3928	98

Die chinesischen Angaben sind in Tabelle 7 weiter differenziert. Demnach werden abbauwürdige Vorräte von insgesamt etwa 880 Mrd. Tonnen angegeben, was in etwa der Ressourcenangabe des BGR im Jahr 2005 entspricht. In der Originalliteratur werden diese als „recoverable reserves“ oder „keeping reserves“ bezeichnet [Fenwei 2008]. Von dieser Menge wird nur ein kleiner Teil von 184 Mrd. Tonnen als detaillierter untersucht im Umfeld aktiver Kohleminen identifiziert. Dieser Anteil entspricht in etwa einer nachgewiesenen Reserve. Die darüber hinausgehenden als abbauwürdig bezeichneten Kohlemengen sind wesentlich weniger detailliert untersucht. Dies reicht von einer allgemeinen Exploration bis zu „seeking coal“, was einer sehr weichen Kategorisierung entspricht. Nach den Erfahrungen der amerikanischen Reservediskussion kann nicht davon ausgegangen werden, dass diese Kategorien wesentlich belastbarer sind. Es bleibt allerdings auch unklar, ob die Angaben über- oder unterbewertet sind. Für eine belastbarere Beurteilung wären tiefergehende Analysen notwendig, wie sie an dieser Stelle nur ansatzweise durchgeführt werden können.

Tabelle 7: Zusammenstellung der Kohlereserven und –ressourcen in China

Klassifizierung	Mrd. Tonnen
Abbauwürdige Reserven („Recoverable reserves/keeping reserves)	873,7
- Detailed exploration (~ proved reserve)	184
- General exploration	153,7
- Seeking Coal	531,8
Further exploration	4026

Daher erfolgt in diesem Bericht eine Beschränkung auf die nachgewiesenen Kohlemengen, wobei der größere von BGR und Fenwei benutzte Wert von 184 Mrd. Tonnen zugrunde gelegt wird.

Abbildung 15 zeigt die Verteilung der Kohlereserven in China auf die einzelnen Provinzen. Ähnlich wie in den USA konzentrieren sich die Reserven auf wenige Provinzen. Shanxi hält bereits 30% der Reserven, die vier größten Kohleprovinzen Shanxi, Innere Mongolei, Anhui und Ghuizhou haben 55% Anteil an den Reserven und über 65% Anteil an den Ressourcen. In der Abbildung ist auch die Förderung 2008 um den Faktor 100 überhöht dargestellt (weiße Rauten). Damit entspricht eine Förderrate identisch mit der Balkenhöhe einer statischen Reichweite von 100 Jahren. Ein doppelt so hoher Wert ergibt 50 Jahre und ein halb so hoher Wert 200 Jahre statische Reichweite.

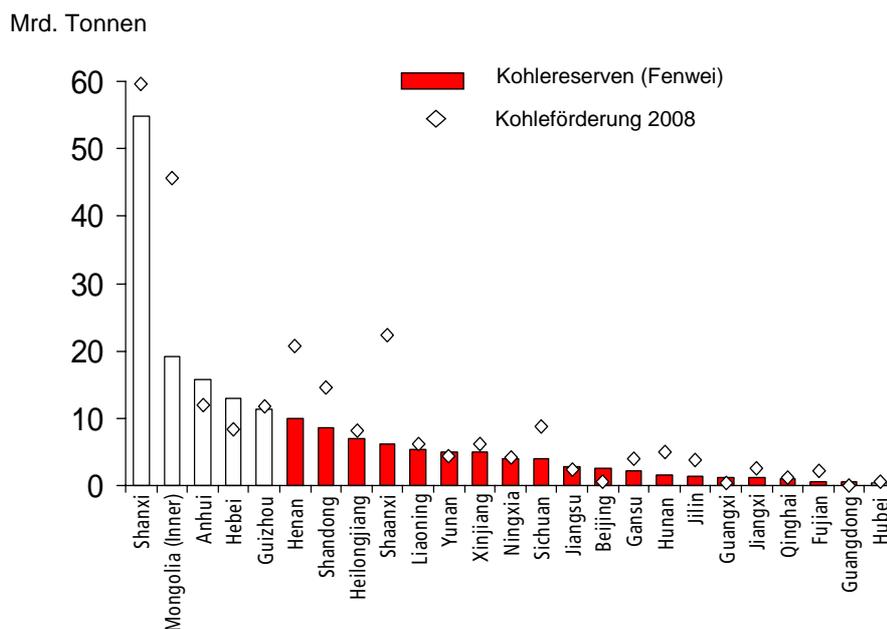
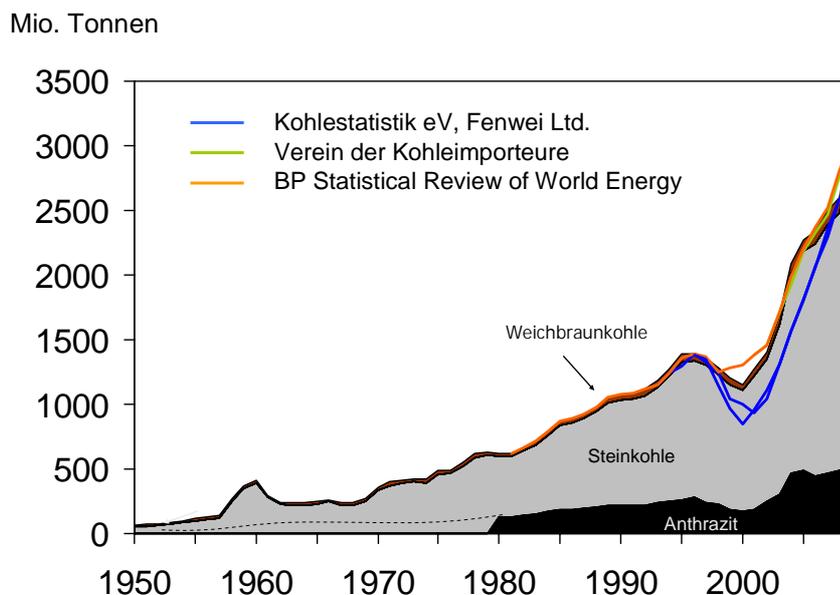


Abbildung 15: Verteilung der Kohlereserven in China auf die einzelnen Provinzen; Die Förderrate ist um den Faktor 100 überhöht eingezeichnet. [Fenwei 2008]

Aus dieser Darstellung wird deutlich, dass die meisten Provinzen deutlich weniger als 100 Jahre, teilweise weniger als 30 Jahre statischer Reichweite haben. Das bedeutet nicht zwangsläufig, dass dort die Förderung bald zurückgehen wird, da ja die Reserveangaben bereits 10 bis 20 Jahre alt sind. Vermutlich ist ein Teil der Kohlevorräte aus der weicheren Kategorie „allgemeine Exploration“ in Reserven überführt worden. Allerdings gibt es hierzu keine belastbare Angabe. Dennoch wirkt der Grundmechanismus, dass zunehmend Kohlereviere mit ungünstigeren Eigenschaften erschlossen werden müssen. So z.B. sind nur etwa ein Drittel der Kohleressourcen bis zu 500m Tiefe (12% davon weniger als 300m tief) , ein weiteres Drittel im Bereich 500 – 1000m und ein weiteres Drittel zwischen 1000-2000m Tiefe. Der größte Teil der Reserven liegt in geringer Tiefe, wohingegen mit zunehmender Tiefe vorwiegend Kohleressourcen ausgewiesen sind (eigene Analyse mit Daten aus [Fenwei 2008]).

In Abbildung 16 ist die Kohleförderung in China seit 1950 dargestellt. Über die Entwicklung der vergangenen zehn Jahre weichen unterschiedliche Statistiken teilweise deutlich voneinander ab. So ist nicht ganz klar, wie tief der Fördereinbruch um 2000 war und ob sich das schnelle Wachstum bis 2005 nach dieser Zeit fortgesetzt hat oder bereits abgeschwächt ist. Die Daten in [US-EIA 2010] legen nahe, dass das Wachstum ab 2005 nachlässt. Die Angabe für 2009 ist noch vorläufig und muss noch bestätigt werden.



Quelle: Lefohn: 1950-1980; US-EIA: 1980-2008; VdKI, BP 2009

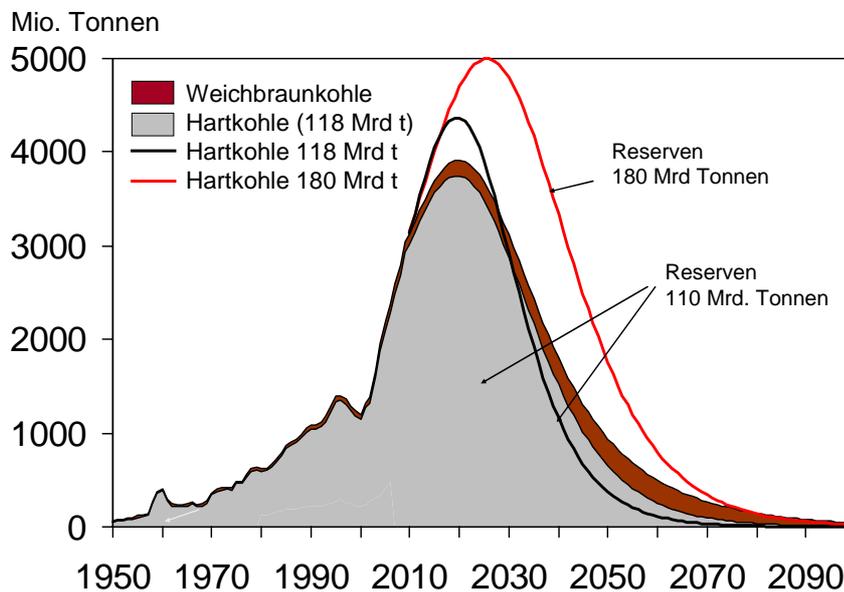
Abbildung 16: Kohleförderung in China von 1950 – 2009. Basis der Grafik bildet die Datenbank der US Energy Information Administration. Zum Vergleich sind die Werte anderer Förderstatistiken eingetragen, BP, VdKI, Fenwei.

Eine regionale Förderanalyse der vergangenen Jahre zeigt, dass zwar die Gesamtförderung seit 1996 verdoppelt wurde, dass dieses Wachstum aber nicht gleichmäßig auf alle Provinzen verteilt ist.

Obwohl die Förderung seit 1996 sich verdoppelt hat, sank in Summe über 12 Provinzen die Förderung um 10%. Diese haben fast 15 % Förderanteil, 5% an den Ressourcen und 20% an den nachgewiesenen Reserven. Deren Förderung wird vermutlich in den kommenden Jahren weiter zurückgehen. Daher wird sich bei Förderausweitung die Erschließung neuer Minen vorwiegend auf die 3 Provinzen Shanxi, Innere Mongolei und Shanxi konzentrieren. Diese 3 Staaten trugen im Jahr 2008 mit 50% zur Förderung bei. Die Reserven betragen ebenfalls etwa 50%, aber fast 70% der Ressourcen liegen in diesen drei Staaten.

Insbesondere in der Inneren Mongolei wurde in den vergangenen Jahren die Förderung stark ausgeweitet. Dieser Trend wird noch einige Zeit anhalten. Von 62 Mio. Tonnen im Jahr 2000 stieg die Förderung auf 637 Mio. Tonnen im Jahr 2009, im ersten Halbjahr 2010 konnte die Förderung nochmals um 20% ausgeweitet werden [GNA 2010, CCR 2010].

In Abbildung 17 sind Szenarien zur künftigen Kohleförderung in China eingetragen. Das Basisszenario schreibt die graue Fläche fort und geht von knapp 120 Mrd. Tonnen Hartkohlereserven aus. Damit würde die Förderung nochmals um 20% bis zum Jahr 2019 erhöht werden und danach in den Förderrückgang gehen. Wird der Trend der letzten Jahre ungebrochen fortgeschrieben, so könnte die Förderung bis 2020 um 40% auf 4,5 Mrd. Tonnen ansteigen. Allerdings wäre dann der folgende Förderrückgang ausgeprägter. Falls die 180 Mrd. Tonnen Reserve bis 2100 aufgebraucht werden, dann ist eine längere Fortsetzung des Wachstumstrends auf 5 Mrd. Tonnen Fördervolumen möglich, wie dies die rot eingezeichnete Kurve wiedergibt. Allerdings wird dies das Jahr des Maximums und den darauf folgenden Förderrückgang nur um etwa sechs Jahre verschieben.



Quelle: Lefohn 1950-1980, US-EIA: 1980-2008, LBST August 2010

Abbildung 17: Szenarien zur künftigen Kohleförderung in China

2.4.2.3 Indonesien

In Indonesien wird Kohle zwar schon sehr lange genutzt. Jedoch lag die Förderrate vor der Industrialisierung des Landes auf einem sehr niedrigen Niveau. Gegen Ende der 1980er Jahre wurde die Förderung über den Eigenbedarf hinaus ausgeweitet. In der folgenden Dekade gewann der Exportwert zur Verbesserung der Handelsbilanz parallel zur Erdölförderung steigenden Wert. Die Förderung wurde innerhalb von 20 Jahren um den Faktor 100 erhöht. Daneben blieb die Erschließung neuer Reserven deutlich zurück. So wurden die nachgewiesenen Reserven zwar von 540 Mio. Tonnen im Jahr 1978 auf ca. 5300 Mrd. Tonnen bis zum Jahr 2000 erhöht. Die schnelle Ausweitung der Förderung führte jedoch zu einer Reduktion der statischen Reichweite von fast 2000 Jahren im Jahr 1978 auf unter 80 Jahre bis Ende 1999 und auf 25 Jahre bis Ende 2007. Aktuelle Förderdaten deuten auf eine Reduktion unter 20 Jahre hin.

Tabelle 8 zeigt diese Entwicklung anhand der veröffentlichten Daten. Die Angaben für die Jahre 1978 bis 2007 wurden den jeweiligen Berichten des Weltenergieerates entnommen. Die Vergleichswerte für 2007 und 2009 stammen aus der aktuellen Veröffentlichung der BGR [BGR 2009] und vom Indonesischen Ministerium für Energie und Ressourcen [IES 2009].

Tabelle 8: Entwicklung der nachgewiesenen gewinnbaren Reserven in Indonesien gemäß Weltenergieatlas sowie Vergleich mit anderen Quellen [WEC 1980, WEC 1989, WEC 1992, WEC 2001, WEC 2009, BGR 2009, IES 2009, VdKI 2010]

Jahr	1978	1987	1990	1999	2007	2007 BGR	2009 IES
Reserven Mio. Tonnen	539,3	3000	32063	5370	4328	6759	5300,3
Förderung Mio. Tonnen	0,3	1,7	11	70,7	174,8	259	280 ¹
Exporte Mio. Tonnen	--	0,9 ²⁾	4,3 ²⁾	55,2 ²⁾	195	195	230 ¹
R/P-Reichweite (Jahre)	1800	1764	2915	76	25	26	19

1) Diese Angaben wurden [VdKI 2010] entnommen.

2) Diese Angaben wurden [AEJ 2000] entnommen

Die genauere Analyse zeigt beispielsweise, dass die Angabe der BGR für das Jahr 2007 zum Jahresende 2005 von der indonesischen Geologiebehörde veröffentlicht wurden [GA 2006]. Würde man die Kohleförderung 2006-2009 berücksichtigen, so reduziert sich dieser Wert bis Ende 2009 auf 5870 Mio. Tonnen. Andererseits wurde ebenfalls in der offiziellen Veröffentlichung des Ministeriums für 2009 exakt die identische Reserveangabe wie für das Jahr 2008 angegeben [IES, 2008], wobei die Ressourcen in diesem Zeitraum deutlich nach oben korrigiert wurden.

Aus keiner der veröffentlichten Angaben geht eindeutig hervor, ob es sich um nachgewiesene abbauwürdige Reserven oder um geologisch nachgewiesene vorhandene Reserven ohne Berücksichtigung der Gewinnbarkeit handelt.

Die nachgewiesenen Reserven liegen vor allem in Kalimantan (83%) und Sumatra (17%). Wahrscheinliche Reserven werden für 2009 mit 13,4 Mrd. Tonnen ausgewiesen, wobei diese zu 97% in Sumatra und zu 3% in Kalimantan liegen. Von den nachgewiesenen Reserven besitzen 40% einen Heizwert unter 5100 kcal/kg, 36% zwischen 5100 – 6100kcal/kg und 20% >6100kcal/kg.[GA 2006], Kohle wird heute in Indonesien fast ausschließlich im Tagebau abgebaut [AEJ 2000].

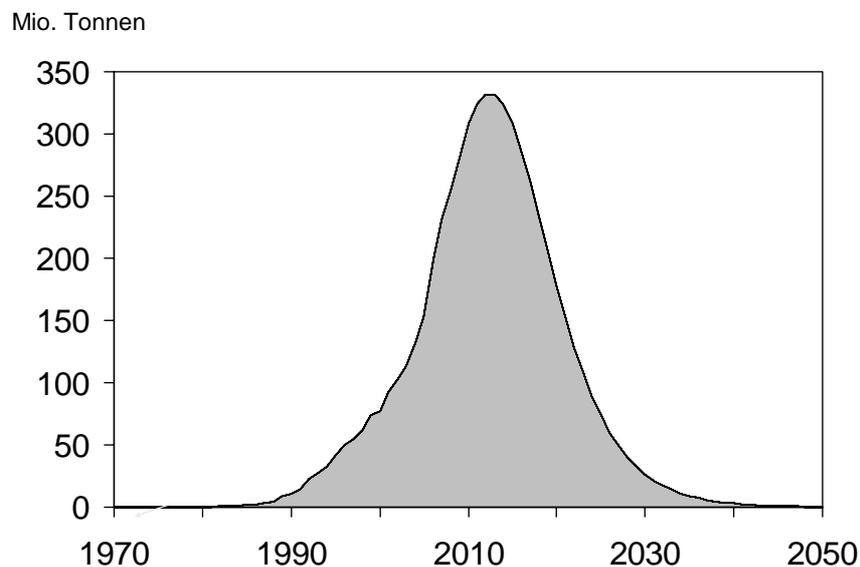
Da die nachgewiesenen Kohlereserven vor allem an den bestehenden Minen in Kalimantan liegen, erfordert eine mittelfristige Ausweitung der Förderung hohe Investitionen in neue Bergbaugebiete in Kalimantan aber vor allem in Sumatra. Da Kohle in Indonesien zu 99% im Tagebau abgebaut wird, kommt die Kohleindustrie zunehmend in Kollision mit Naturschutzbelangen zur Sicherung der Urwälder auf Borneo und Sumatra. Die künftige Kohleförderung wird deshalb vor allem davon bestimmt werden, inwieweit

Indonesien weitere Urwaldgebiete für den Abbau öffnen will. Auf einer Umweltkonferenz zum Schutze der Wälder wurde im Mai 2010 in Oslo ein Abkommen zwischen Norwegen und Indonesien vereinbart, worin sich die indonesische Regierung verpflichtet, für die kommenden 2 Jahre keine neuen Konzessionen zur Abholzung des Urwaldes zu vergeben. [Hasan 2010]. Dieses Moratorium wird die Ausweitung sowohl der Palmölplantagen als auch der Kohleabbaugebiete massiv beeinträchtigen wenn es entsprechend der Zusagen umgesetzt wird.

Darüber hinaus mehren sich die Hinweise und Ankündigungen, dass die indonesische Regierung die Kohleexporte einfrieren und mittelfristig reduzieren möchte [Reuters 2009, UPI 2010]. So wurde von der Regierung im Juni 2009 eine „Domestic market obligation“ erlassen, um die künftige Versorgung des heimischen Marktes mit Kohle zu sichern [MEMR 2009].

In Abbildung 18 ist ein Szenario zur künftigen Kohleförderung gezeigt. Dieses berücksichtigt einerseits das schnelle Förderwachstum mit realen Förderdaten einschließlich 2009 und passt das künftige Förderprofil an die kumulierte Förderung zwischen 2010 und 2050 von 4 Mrd. Tonnen Kohle an. Das Fördermaximum liegt mit 10-15% Förderzuwachs gegenüber 2009 im Jahr 2012.

Die Erschließung neuer Kohleabbaugebiete wird sicher deutlich mehr als 5 Jahre beanspruchen. Daher ist ein nahes Fördermaximum in Indonesien unausweichlich. Es mag spekuliert werden, inwieweit die Zusage der indonesischen Regierung an die internationale Staatengemeinschaft, keine neuen Konzessionen mindestens für die kommenden 2 Jahre zum Kohleabbau zu vergeben, nicht auch die Tatsache berücksichtigt, dass dessen Ausweitung ohnehin an Grenzen stößt.



Datenquelle: US-EIA: 2010; VdKI 2010; Projektion LBST 2010

Abbildung 18: Szenario zur künftigen Kohleförderung in Indonesien.

Auch wenn das künftige Förderprofil im Detail nicht dem dargestellten entsprechen sollte, so können in jedem Fall die zwei zentralen Aussagen getroffen werden:

- Innerhalb der nächsten 1-5 Jahre wird die Kohleförderung in Indonesien das Fördermaximum überschreiten
- Da etwa 70% der indonesischen Kohle exportiert werden und Indonesien im Jahr 2009 mit 35% Anteil am Weltmarkt der größte Exporteur von Kesselkohle ist, wird dies deutliche Auswirkungen auf die Importbilanzen der entsprechenden Staaten und vermutlich auch auf die Weltmarktpreise von Kesselkohle haben.

2.4.2.4 Südafrika

Abbildung 19 zeigt die Entwicklung der abbauwürdigen Kohlereserven in Südafrika, wie sie vom Weltenergieerat erhoben und im BP Statistical Review of World Energy veröffentlicht wurden. Die Erhebung geht originär auf Analysen von [de Jaeger 1983] und [Bredell 1987] zurück. Jaeger bestimmte die abbauwürdigen Reserven zum Jahresende 1982 auf 58,4 Mrd. Tonnen, Bredell errechnete 1987 die in-situ Kohlereserven auf 121 Mrd. Tonnen, wovon 55,333 Mrd. Tonnen als abbauwürdig ermittelt wurden. Die Reservedarstellung in Abbildung 19 lehnt sich mit Abweichungen an diesen Wert an, wobei in der Fortschreibung die bereits abgebaute Kohle vom ursprünglichen Wert abgezogen wird. Hiermit lassen sich die Werte zwischen 2000 und 2007 gut erklären,

wobei die älteren Daten auf 58 Mrd. Tonnen und die späteren auf 55 Mrd. Tonnen bezogen sind.

Erst in den letzten Jahren erfolgte eine deutlich Neubewertung, wobei auch die unterschiedliche Qualität der einzelnen Kohlefelder berücksichtigt wurde. Mehr als 70% der Reserven sind auf drei Kohlefelder (Waterberg, Witbank und Highfield) konzentriert [Jeffrey 2005]. Darauf basierend wird für Ende 2007 eine Reserve von 30,4 Mrd. Tonnen angegeben [WEC 2009], dieser Wert wurde für das Jahresende 2009 von [BP 2010] übernommen.

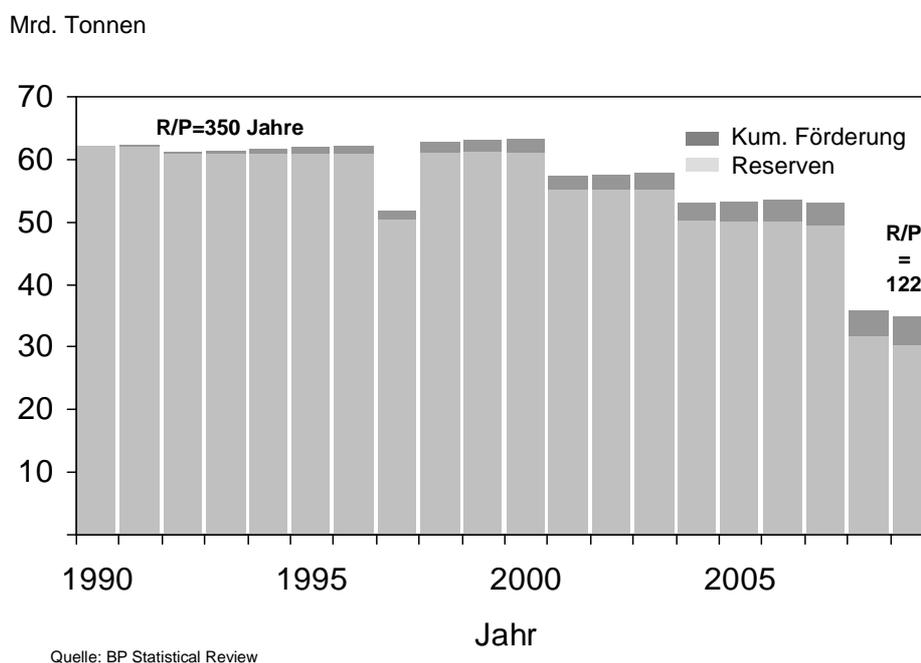


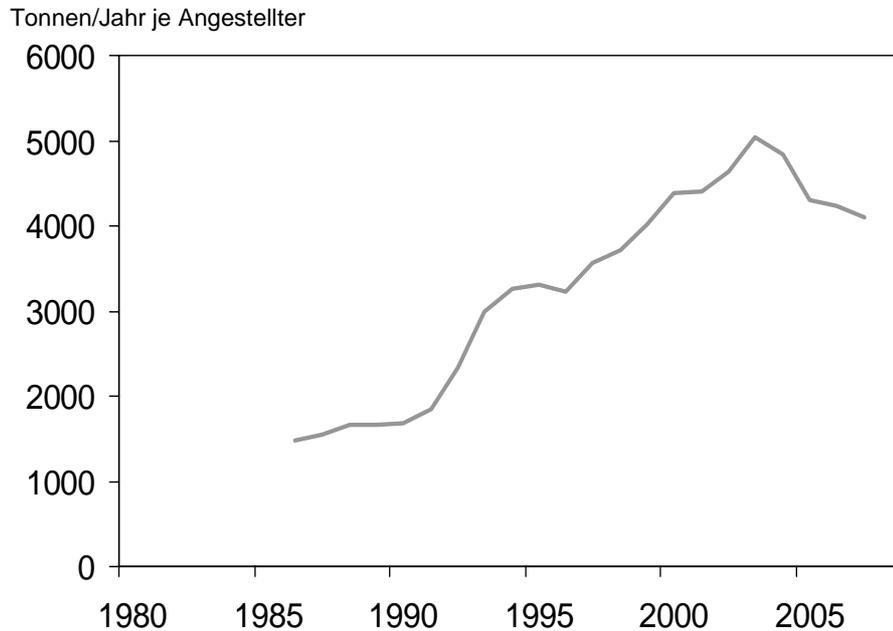
Abbildung 19: Die Abwertung der südafrikanischen Kohlereserven von 1990 bis 2009 [BP Statistical Review 2010]

Damit hat sich die statische Reichweite der südafrikanischen Kohlereserven von 350 Jahren im Jahr 1990 auf 120 Jahre im Jahr 2009 reduziert.

Die Gründe für die starke Abwertung liegen vor allem in der Reduzierung der als Abbauwürdig erachteten Kohlevorräte. Die Vorräte mit hohem Ascheanteil oder Schwefelgehalt können nur dann als abbauwürdig gelten, wenn neue Technologien zusammen mit einer Aufweichung der Umweltstandards eingeführt werden [Jeffrey 2005].

Darüber hinaus zeichnet sich ab, dass die zwei großen Kohlefelder Witbank und Highfield trotz noch großer Reserven das Fördermaximum überschritten haben. Eine Fortschreibung der Förderung auf dem heutigen Niveau oder eine Ausweitung ist nur durch die zügige Erschließung des Feldes Waterberg möglich.

Wesentliches Indiz für die ungünstiger werdende Fördersituation ist die seit einigen Jahren sinkende Produktivität im südafrikanischen Bergbau, wie Abbildung 20 zeigt.

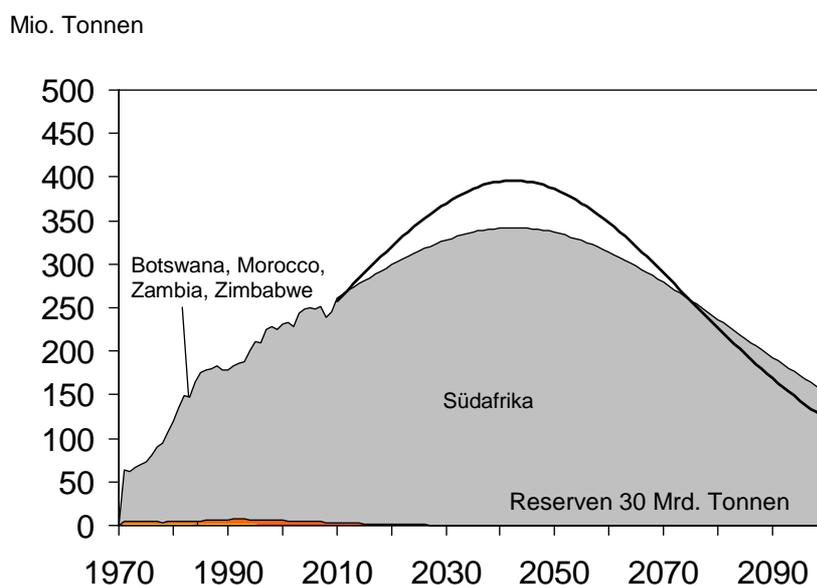


Quelle: Statistics South Africa, 2010

Abbildung 20: Produktivität im Bergbau Südafrikas

Basierend auf einer Reserve von 30 Mrd. Tonnen ist in Abbildung 21 ein Förderszenario mit Anstieg auf 340 Mio. Tonnen Jahresförderung der Förderung bis zum Jahr 2040 dargestellt. Alternativ wurde ein Anstieg auf 400 Mio. Tonnen bis 2040 dargestellt. Dieser ist mit den ausgewiesenen Reserven ebenfalls kompatibel wenn der nachfolgende Förderrückgang entsprechend stärker ausfällt.

Aus der Tatsache, dass die heute die Förderbasis bildenden großen Felder bereits im Förderrückgang sind, kann jedoch auch vermutet werden, dass die Gesamtförderung kaum oder gar nicht ansteigen wird, falls die Erschließung von Waterberg und anderen kleineren Feldern zu langsam verläuft. Einiges, wie z.B. große Probleme der Wasserversorgung und Stromversorgungsengpässe, deuten darauf hin, dass diese Entwicklung nicht unwahrscheinlich ist.



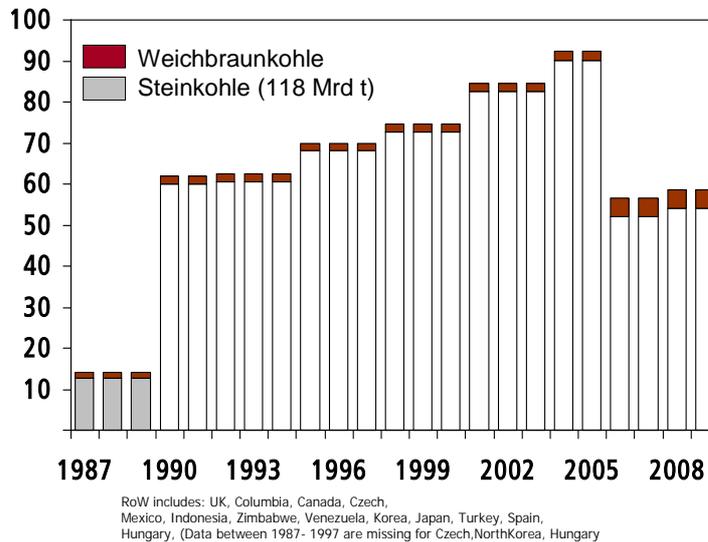
Quelle: Statistics South Africa 2010, Szenarien: LBST 2010

Abbildung 21: Fördererszenarien zur Afrikanischen Kohleförderung

2.4.2.5 Indien

Abbildung 22 zeigt die Entwicklung der abbauwürdigen Kohlereserven in Indien, wie sie im BP Statistical Review of World Energy veröffentlicht werden [BP 2010]. Seit 1990 zeigte sich in drei-Jahresschritten, die auf das Reporting der WEC-Berichte zurückzuführen sind, ein Reserveanstieg. Die Reserveabwertung um etwa 40% seit 2006 ist darauf zurückzuführen, dass die vom Indischen Geologischen Survey und indischen Kohleministerium übernommenen Reservezahlen erstmals auch wie dort ausgewiesen als nachgewiesene geologische Reserven behandelt wurden, als abbauwürdiger Anteil werden nur etwa 60% dieser Menge angesehen.[WEC 2009, NIC 2010].

Mrd. Tonnen



Source: BP Statistical Review of World Energy 2006 / WEC 2007

Abbildung 22: Entwicklung der indischen Kohlereserven [BP 2010]

Abbildung 23 zeigt die Entwicklung der indischen Kohleförderung. Diese hat sich seit 1960 verzehnfacht. Parallel dazu blieb die Koksförderung jedoch auf niedrigem Niveau und hat vermutlich um 1990 mit 50 Mio. Tonnen Jahresförderung den Höhepunkt überschritten. In der Abbildung ist ebenfalls die zunehmende Menge von importierter Kohle dargestellt, die notwendig ist, um den Bedarf abzudecken. Offensichtlich reicht die schnelle Förderausweitung nicht aus, die Nachfrage zu erfüllen, obwohl der Preis der indischen Kohle bezogen auf den Energieinhalt um 30-50% unter dem Preis von Importkohle liegt. [NIC 2010]. Der Grund hierfür liegt in der schlechten Qualität indischer Kohle mit einem Ascheanteil bis zu 40% und mehr. [NIC 2010a].

In Abbildung 24 ist ein Szenario dargestellt, das bis 2100 die abbauwürdigen Kohlereserven von 54 Mrd. Tonnen fördert. Eine statistische Analyse auf Basis eines systemdynamischen Modells unter Annahme eines glockenförmigen Förderprofils sieht das Fördermaximum bereits im Jahr 2011 erreicht [Patzek 2010]. Das hier dargestellte Szenario entspricht einer Anpassung des Szenarios in [EWG 2007] unter Berücksichtigung der Abwertung der Reserven gemäß [WEC 2009] und ist konsistent mit [Höök 2010].

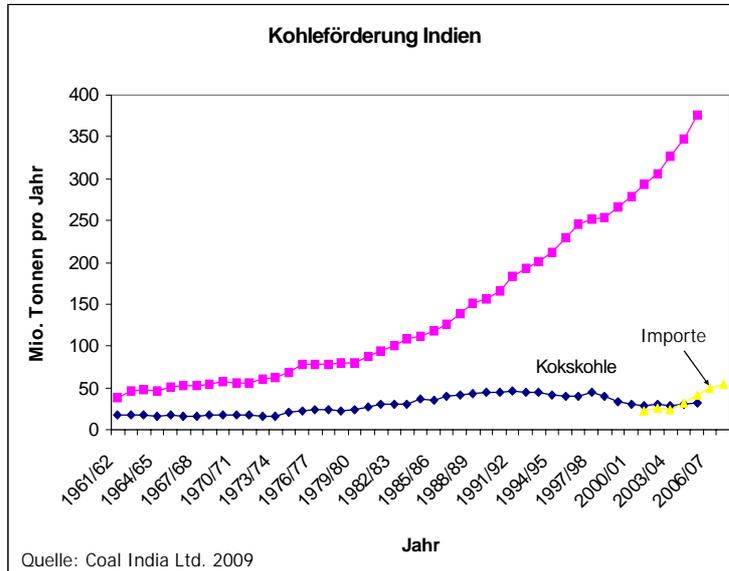
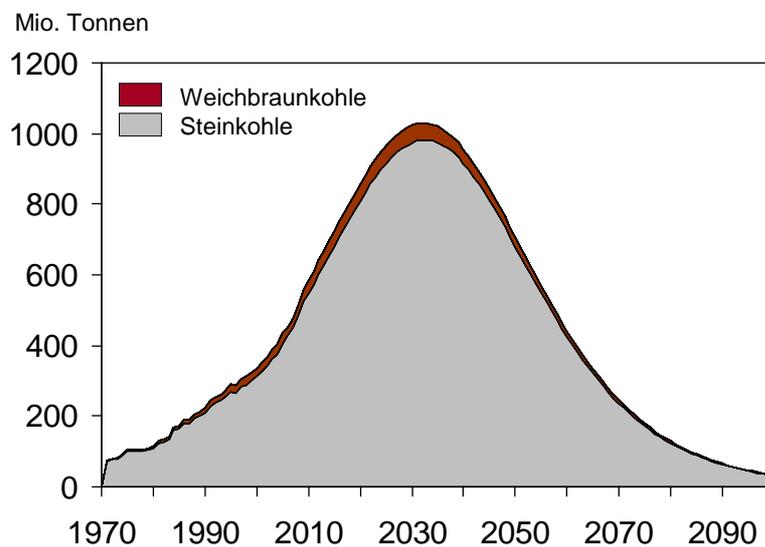


Abbildung 23: Entwicklung der indischen Kohleförderung



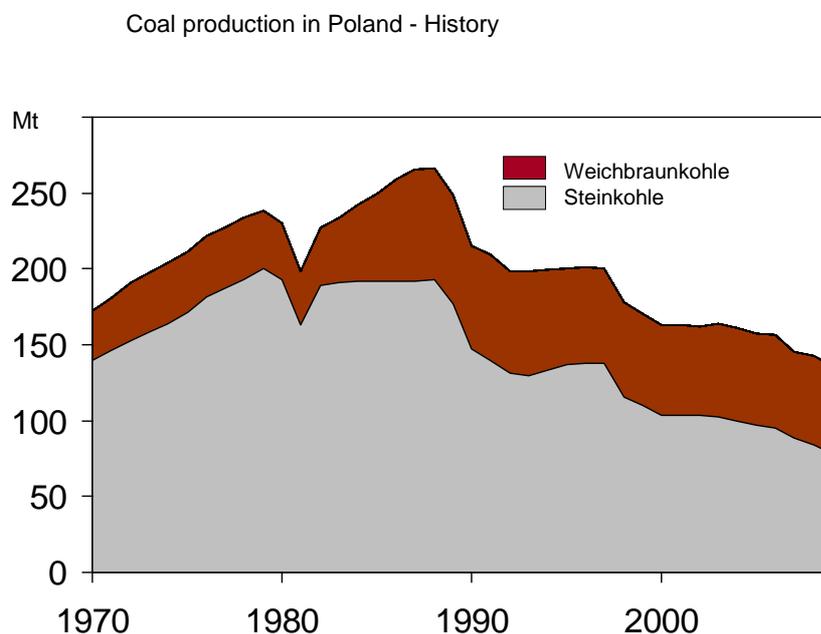
Quelle: BP, US-EIA: 1970-2008, VdKI 2010, Szenario: LBST

Abbildung 24: Szenario zur künftigen Kohleförderung in Indien

2.4.2.6 Europa und Deutschland

Europa hat eine lange Tradition in der Kohlenutzung. Insbesondere in Großbritannien begann die Industrialisierung mit der Ausweitung der Kohlenutzung. Wie bereits in Abbildung 1 dargestellt, wurde dort das Kohlefördermaximum bereits um 1910 bei einer Jahresförderung von 250 Mio. Tonnen erreicht. Heute beträgt die Förderung noch 18 Mio. Tonnen. In fast allen europäischen Staaten wird die Förderung nur noch auf niedrigem Niveau fortgesetzt.

Auch in Polen hat die Förderung den Höhepunkt überschritten. Im Jahr 1988 erreichte sie ihren Höhepunkt, seither geht sie stetig zurück. (Abbildung 25).



Quelle: US-EIA, 2005-08 BGR, VdKI, BP 2009

Abbildung 25: Kohleförderung in Polen, seit 1988 geht die Förderung zurück

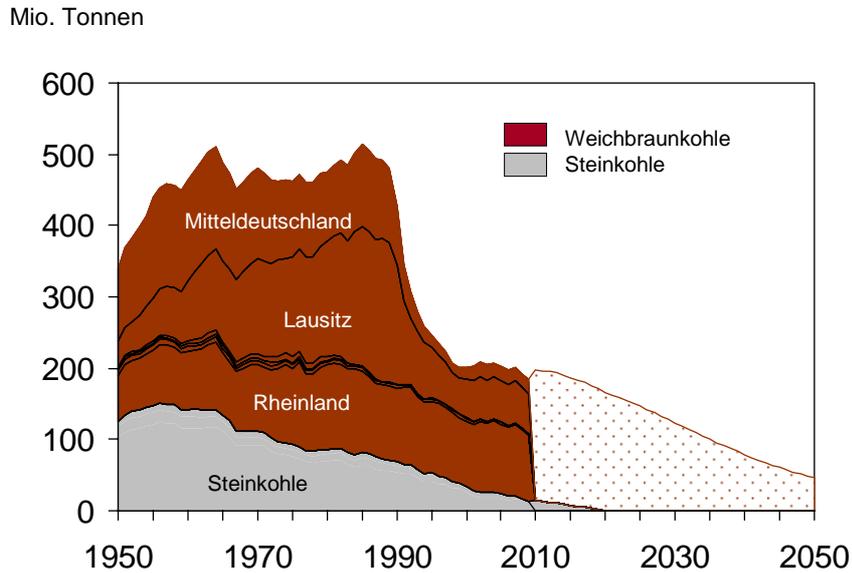
Dieser Förderrückgang wird begleitet von einer Abwertung der abbauwürdigen Kohlereserven, wie Tabelle 9 zeigt. Wurden im Jahr 1980 noch jeweils 100 Mrd. Tonnen Steinkohle- und Braunkohlereserven ausgewiesen, so reduzierten sich diese bis zum Jahresende 2007 auf 8,4 Mrd. Tonnen Steinkohle und 35,8 Mrd. Tonnen Hart- und Weichbraunkohle. (eigene Berechnung mit Daten aus [WEC 1980] und [WEC 2009]). Tabelle 9 gibt für Deutschland, Polen und Großbritannien die Details, da in diesen Staaten die größten Abwertungen vorgenommen wurden. Die Angaben von 1993 bis 2007 wurden auch anhand der Statistiken der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe ausgewertet. Es zeigt sich teilweise eine Inkonsistenz einerseits zwischen den verschiedenen Datensätzen von BGR und WEC, andererseits aber auch innerhalb verschiedener Jahre. Im Jahr 2003 wurden die Angaben der Steinkohlereserven für

Deutschland um 99% abgewertet. Begründet wurde dies damit, dass diese Reserven niemals ökonomisch erschließbar gewesen seien, und diese nachträgliche Korrektur den Beschluss der Beendigung des Steinkohlebergbaus in Deutschland spiegele. [BGR 2002, Seite 202; WEC 2004, Seite 23]. Auch die Braunkohlereserven wurden in Deutschland deutlich abgewertet, wobei unklar ist, in wieweit die BGR diese Abwertung beibehält: In den deutschen Berichten wurde seit 2006 die abbauwürdige Reserve wieder auf knapp 41 Mrd. Tonnen erhöht. Der Weltenergieericht berichtet weiterhin die reduzierten Reserven von 6,6 Mrd. Tonnen [WEC 2009]. Diese entsprächen einer statischen Reichweite von knapp 40 Jahren.

Tabelle 9: Entwicklung der abbauwürdigen Kohlereserven in Deutschland, Polen und Großbritannien gemäß Weltenergieericht und BGR ([BGR 1994, 1998, 2002, 2004, 2005, 2006, 2007, 2009] und [WEC 1980, 2009])

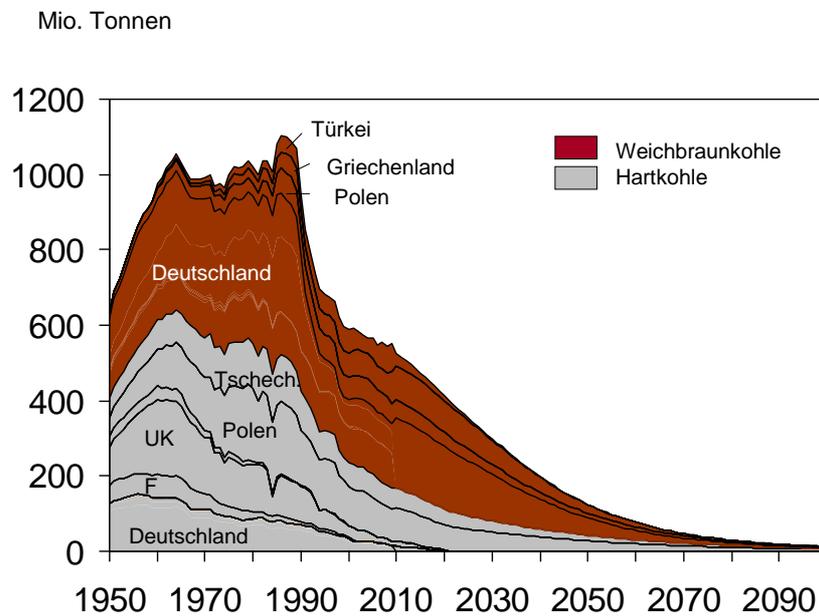
Jahr	Deutschland	Deutschland	Polen	Polen	Großbritannien
	Steinkohle	Braunkohle	Steinkohle	Braunkohle	
WEC 1980	23,991	60,15	60	12	45
1993	24,254	12,615	14,195	0,69	2,296
1997	22,56	12,47	9,936	0,615	0,97
2002	23	41,3	12,113	1,955	2
2004	0,183	6,556	8,4	1,878	0,22
2005	0,161	6,556	8,354		0,22
2006	0,099	40,818	12,459	3,87	0,157
2007	0,118	40,818	12,459	3,87	0,432
2007/9	0,118	40,818	12,65	3,791	0,432
WEC 2007/9	0,152	6,556	6,012	1,49	0,155

In Abbildung 26 ist die Entwicklung der deutschen Kohleförderung und eine Projektion bis 2050 eingetragen. Die Projektion ist an die Braunkohlereserve von 6,6 Mrd. Tonnen angepasst. Abbildung 27 zeigt die Stein- und Braunkohleförderung in Europa mit der Projektion bis 2100. Diese ist an die berichteten abbaubaren Reserven angepasst und wurde aus [EWG 2007] entnommen und bis 2009 aktualisiert.



Quelle: Kohlewirtschaftsverband e.V. Feb 2010, Szenario: LBST 2007

Abbildung 26: Entwicklung der Kohleförderung in Deutschland und Szenario bis 2050.[WEC 2007]



Quelle: Kohlewirtschaftsverband e.V.

Abbildung 27: Kohleförderung in Europa und Projektion bis zum Jahr 2100 [EWG 2007]

2.5 Auf dem Weltmarkt verfügbare Kohlemengen

2.5.1 Einteilung und Quantifizierung: Handelskohle

Etwa 85% der weltweit abgebauten Kohle werden lokal verbraucht. Eine Übersicht über die international gehandelte Kohle wird in Abbildung 28 gegeben.

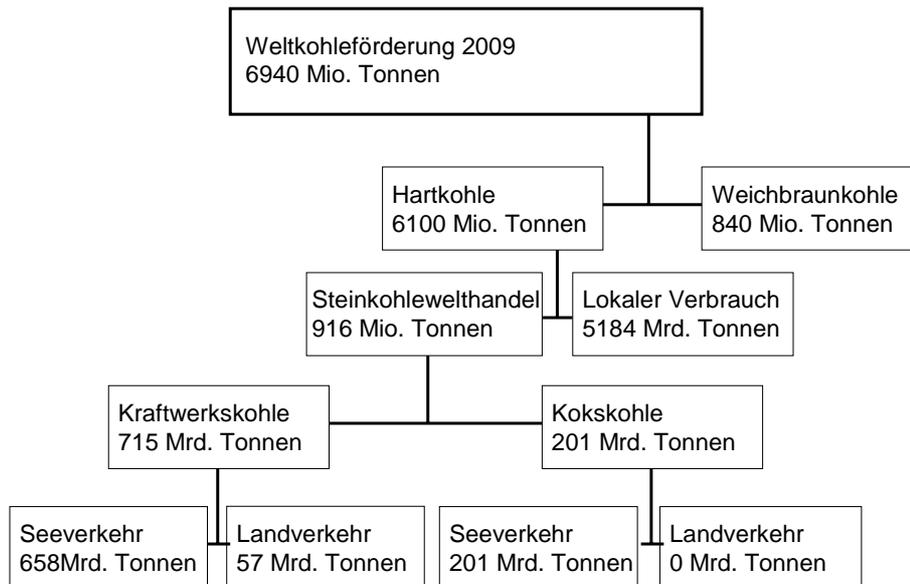


Abbildung 28: Übersicht über den Weltkohlemarkt. Eigene Zusammenstellung mit Daten aus [VdKI 2010]

2.5.2 Export- und Importmengen

Abbildung 29 zeigt den Anteil der sechs größten Kohleförderstaaten an den weltweiten Kohlefördermengen im Vergleich zu den restlichen Staaten. Die drei Staaten China, USA und Indien tragen 65% zur weltweiten Kohleförderung bei. Daher wird deren künftige Entwicklung die weltweite Kohleförderung entscheidend beeinflussen. Der Beitrag zu den am Weltmarkt gehandelten Kohlemengen ist wesentlich kleiner. Die größten Förderstaaten verbrauchen die Kohle vorwiegend im eigenen Land. Im Jahr 2009 gehörten China und Indien trotz hoher Förderraten und großer Kohlereserven bereits zu den großen Kohleimportstaaten. Daher wird die Verfügbarkeit der Kohle auf dem Weltmarkt nicht nur von diesen Staaten sondern auch vom Exportpotenzial anderer wichtiger Staaten abhängen. So ist Indonesien nach Australien der zweitwichtigste Kohleexportstaat, wobei

es 60% mehr Kesselkohle als Australien exportiert und hierfür weltgrößter Exporteur ist. Australien ist mit 67% Anteil mit Abstand der wichtigste Exportstaat für Koks- und Kesselkohle.

Weltkohleförderung und Exporte 2009 (VdKI 2010)

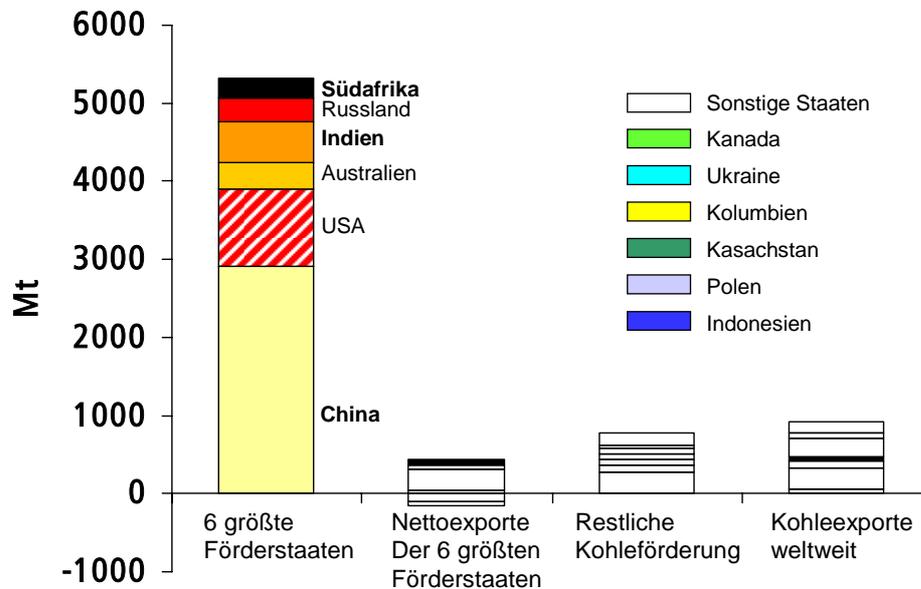


Abbildung 29: Kohleförderung der sechs größten Kohleförderstaaten und deren Kohleexporte im Vergleich zu den restlichen Staaten im Jahr 2009 [VdKI 2010]

Die Differenzierung der einzelnen Kohleexport- und Importmengen ist in Abbildung 30 und Abbildung 31 dargestellt. Abbildung 30 zeigt die wichtigsten Kohleexportstaaten in der Reihenfolge des Exportvolumens im Jahr 2009. Die Exportmengen sind nach Koks- und Kesselkohle unterschieden. Mit Abstand die größten Mengen werden in Australien und Indonesien verladen.

Zu den Staaten mit den größten Importmengen gehörten neben den OECD Staaten im Jahr 2009 auch China und Indien. Damit fokussiert sich der Exportmarkt noch stärker auf die wenigen Exporteure. Ebenso vergrößert sich die Anzahl der Staaten, die Kohle importieren müssen.

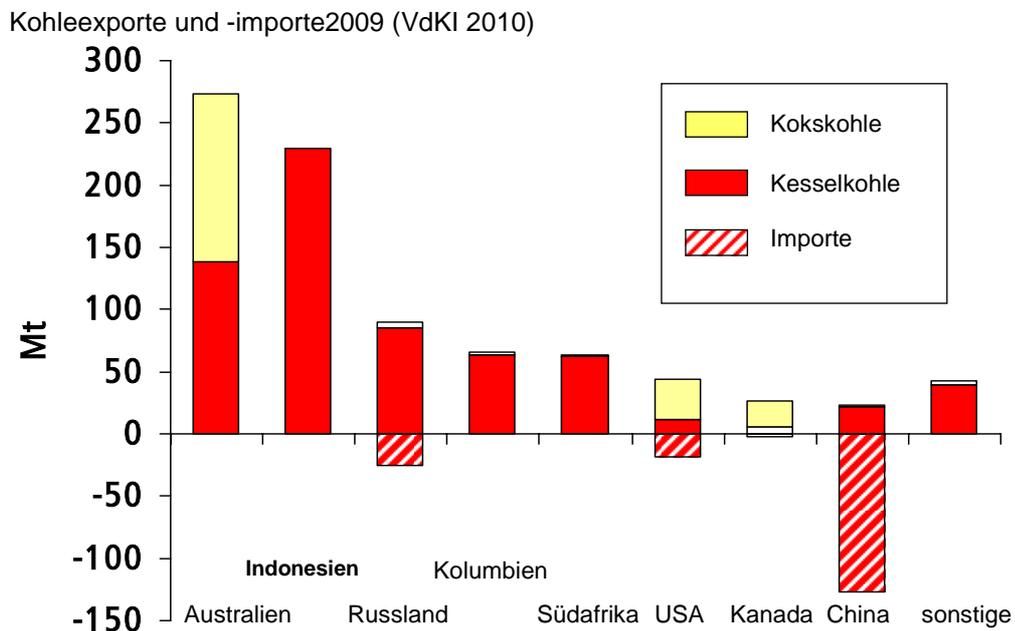


Abbildung 30: Export- und Importmengen der wichtigsten Kohleexportstaaten im Jahr 2009 [VdKI 2010]

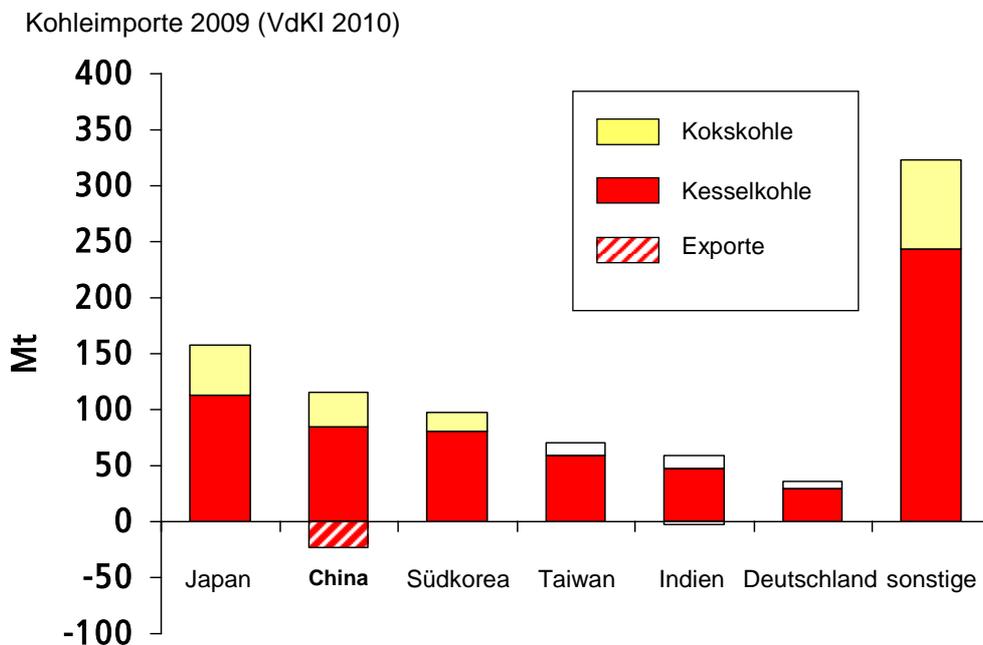


Abbildung 31: Export- und Importmengen der wichtigsten Kohleimportstaaten im Jahr 2009 [VdKI 2010]

2.5.3 Historische Entwicklung der Kohleexporte und -importe

Abbildung 32 zeigt die Entwicklung der Nettokohleexporte und -importe zwischen 2001 und 2009 [VdKI 2006, 2010]. Innerhalb von 8 Jahren hat zwischen 2001 und 2009 der Importbedarf um 50% zugenommen. Folgende Entwicklungen und Schlussfolgerungen sind bemerkenswert (Analyse auf Basis der Daten in [VdKI 2006, 2010]):

- Die Ausweitung der Exporte wird vor allem von einer Ausweitung der indonesischen Kohleexporte getragen. Indonesien hat die Exporte seit 2001 um 240% erhöht.
- Der zweite wichtige Zuwachs kam von Australien. Dort wurden die Kohleexporte seit 2001 um 40% erhöht. Als mit 67% Anteil wichtigster Exporteur für Koks Kohle wurde dessen Exportvolumen seit 2001 jedoch nur um 34% ausgeweitet.
- Die Kohleexporte aus Südafrika liegen mehr als 10% unter dem Exportvolumen des Jahres 2003. Aus heutiger Sicht kann nicht erwartet werden, dass das Exportvolumen von Südafrika in den kommenden Jahren deutlich zunehmen wird.
- China ist in den vergangenen 8 Jahren vom weltweit zweitgrößten Exporteur zum zweitgrößten Importeur von Steinkohle geworden. In China wächst die Förderung langsamer als der Bedarf, so dass die Importmengen in den kommenden Jahren vermutlich noch deutlich steigen werden
- Die größten Kohleimportstaaten sind alle in Asien. Japan, China, Südkorea, Taiwan und Indien hatten 2009 einen Importbedarf von 512 Mrd. Tonnen.

Die Trends dieser Entwicklungen lassen in den kommenden Jahren eine weitere Anspannung auf dem Weltkohlemarkt erwarten. Wie oben diskutiert wurde, ist es absehbar, dass in Indonesien bald die Exportmengen und Fördermengen zurückgehen werden. Das muss von anderen Kohleexportstaaten ausgeglichen werden. Ob dies gelingt, wird davon abhängen, wie schnell Kohleförderung und –Export in Australien, Kolumbien und der Gemeinschaft unabhängiger Staaten ausgeweitet werden.

Es wird neben den technischen und investiven Bedingungen (Ausbau von Minen und Transportinfrastruktur, Nähe zu den Verbrauchermärkten, insbesondere zum Verladehafen) auch davon abhängen, wieweit klimapolitische und andere umweltpolitisch motivierte Restriktionen an Bedeutung gewinnen werden. Das oben diskutierte Beispiel Indonesien zeigt, dass hier durchaus auch ein Wandel erwartet werden kann, wiewohl der Druck auf die Förderstaaten auch zunehmen wird, ihre Förderung auszuweiten.

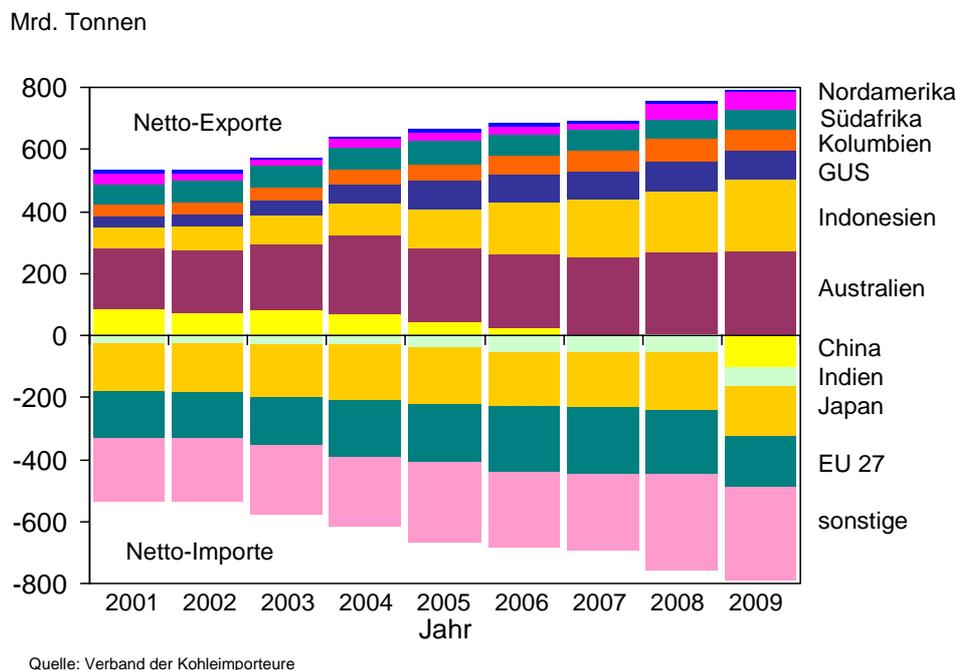


Abbildung 32: Entwicklung der Nettokohleexport- und Importmengen [VdKI 2006, VdKI 2010]

2.6 Vergleich mit anderen Analysen

Bis vor wenigen Jahren gab es fast keine kritische Analyse der weltweiten Kohlevorkommen, die jenseits der Reserveangaben auch ein detaillierteres Förderszenario skizzierte. Die Studie [EWG 2007] war eine der ersten Analysen. Diese basierte weitgehend auf [Schindler 2006] und projiziert die künftigen Fördermengen mittels einer Hubbert-Analyse, die einerseits an die historischen Förderdaten bis 2004 angepasst war und bis 2100 die vom Weltenergieerat publizierten Reservezahlen für 2004 als Förderpotenzial bis 2100 unterstellt. Die hier vorgestellte Analyse stützt sich weitgehend auf [EWG 2007], wobei aktuelle Förderdaten und Reserveentwicklungen bis 2009 berücksichtigt wurden. Dies führte an einigen Stellen zu Neuberechnungen und –bewertungen. Im Vergleich zu [EWG 2007] liegen die abbauwürdigen Reserven nochmals um etwa 10% niedriger. Andererseits wurde die Förderung in China wesentlich stärker ausgeweitet als dort unterstellt. Dies führt insgesamt dazu, dass der Förderhöhepunkt vermutlich früher zu erwarten ist als in [EWG 2007] angenommen und der darauffolgende Förderrückgang stärker ausgeprägt sein wird.

[Höök 2010] basiert ebenfalls auf dieser Analyse, wobei aktuellere Daten bis 2008 einbezogen wurden. Je nach Szenarioannahmen ergibt sich das Fördermaximum bei 8 - 11,7 Mrd. Tonnen im Zeitraum 2020 – 2045. Diese Analyse berücksichtigt auch ein

Detailszenario für die USA [Höök 2009]. Da die USA mit Abstand die größten weltweiten Kohlereserven ausweisen, deren Erschließung jedoch einige Gründe entgegenstehen, wird das weltweite Fördermaximum vor allem durch die Förderung in den USA bestimmt.

Das Forschungszentrum der Europäischen Kommission in Petten erstellte ebenfalls eine kritische Analyse. Allerdings wurden dort keine expliziten Förderszenarien erstellt. Vielmehr lag der Schwerpunkt auf der Analyse statischer Reichweiten, Reserveentwicklungen und den globalen Veränderungen am Weltkohlemarkt, insbesondere in den USA. Eine wesentliche Aussage dieser Studie ist, dass sich über den betrachteten Zeitraum die statische Reichweite von Kohle in fast allen Ländern deutlich verkürzt hatte. Qualitativ wird vor möglichen Engpässen auf dem Kohleweltmarkt gewarnt. [Kavalov 2007]

Unabhängig von den europäischen Arbeiten erstellte D. Rutledge in Kalifornien detaillierte Analysen der historischen Kohleförderung mit Projektionen bis 2100 [Rutledge 2007]. Diese basieren ebenfalls auf einer „Hubbertanalyse“ und versuchen Land für Land nur aus der Entwicklung des historischen Förderprofils die künftige Förderung und das Gesamtpotenzial abzuschätzen. Aus dem Vergleich mit den publizierten Reserveangaben des Weltenergieerates schließt Rutledge, dass dort die Reserven deutlich überschätzt werden. Den publizierten 963 Gigatonnen Kohle stellt er wahrscheinliche 454 Gigatonnen gegenüber.

Eine aktuelle Analyse auf Basis einer „multi-Hubbert cycle“ Analyse sieht nach detaillierter statistischer Auswertung das weltweite Fördermaximum für Kohle nahe am Jahr 2011. Ein Schwerpunkt dieser Arbeit liegt auf der Ableitung und Begründung der Modellierung künftiger Förderprofile mittels sog. Hubbertkurven, sofern die Entwicklung vieler Einzelprojekte aufsummiert und extrapoliert wird. [Patzek 2010].

Die Internationale Energieagentur erstellt im „world energy outlook“ auch für die künftige Kohleförderung Projektionen bis zum Jahr 2030. Im aktuellen [WEO 2009] wird beispielsweise angenommen, dass der weltweite Kohlehandel von 654 Mio. Tonnen im Jahr 2007 auf 1085 Mio. Tonnen im Jahr 2030 ansteigt. Der Kohleexport im Jahr 2030 wird durch Australien (357 Mrd. Tonnen) und Indonesien (262 Mrd. Tonnen) dominiert. Größte Kohleimporteure im Jahr 2030 werden nach dieser Projektion Indien (197 Mrd. Tonnen) und China (89 Mrd. Tonnen) sein. Allerdings sind diese Angaben in Steinkohleeinheiten. Je nach Kohlequalität ist dies einer entsprechend größeren physischen Kohlemenge äquivalent. Die weltweite Kohleförderung wird nach Ansicht der Autoren bis 2030 um 50% gegenüber 2007 ausgeweitet werden. [WEO 2009, Seite 91 und 94].

3 UMWELTASPEKTE

3.1 Methodik

3.1.1 Berechnung des Energieeinsatzes

Entsprechend dem Vorgehen internationaler Organisationen (IEA, EUROSTAT, ECE) und auch dem Vorgehen der AG Energiebilanzen wird für die Berechnung des Primärenergieeinsatzes das sog. Wirkungsgradprinzip angewendet. Danach wird für die Bewertung der Kernenergie von der durch die Kernreaktion freiwerdenden Wärme ausgegangen. Der Wirkungsgrad für die Erzeugung von Strom aus Kernenergie wird daher zu 33% angenommen. Bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft und anderen erneuerbaren Energieträgern, denen kein Heizwert beigemessen werden kann (Windkraft, Photovoltaik), wird der jeweilige Energieeinsatz dem „Heizwert“ der erzeugten elektrischen Energie gleichgesetzt. Das impliziert jeweils einen „Wirkungsgrad“ von 100 %.

3.1.2 Berechnung der Treibhausgasemissionen

Der Energieaufwand für den Bau von Anlagen und Fahrzeugen und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen werden nicht berücksichtigt. Um dennoch ein Gespür für die Größenordnungen der mit der Anlagen- und Fahrzeugherstellung verbundenen Treibhausgasemissionen wird beispielhaft ein Pfad inklusive des Energieaufwands für den Bau von Anlagen und Fahrzeugen gerechnet.

Zu den Treibhausgasen zählen Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O)¹. Die Klimawirksamkeit wird nach CO₂-Äquivalenten bewertet. Tabelle 10 zeigt die jeweiligen Wichtungsfaktoren für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren nach den Vorgaben des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

Tabelle 10: CO₂-Äquivalente [IPCC 2007]

Treibhausgas	Relative Wirkung zu CO ₂ [g /g]
CO ₂	1
CH ₄	25
N ₂ O	298

¹ Weitere Treibhausgase sind FCKW, FKW und SF₆, die hier jedoch nicht relevant sind

3.2 Basisdaten Kohlebereitstellung

3.2.1 Steinkohle

In der EU erfolgt der Abbau von Steinkohle ausschließlich im Untertagebau, in Mittel- und Südamerika ausschließlich im Tagebau. In Australien erfolgt ein Großteil der Steinkohleförderung im Tagebau. In der Republik Südafrika erfolgt etwa jeweils die Hälfte des Steinkohleabbaus im Tage- und im Untertagebau [Econinvent 2007].

In den Tabellen werden für die verschiedenen Länder die in Tabelle 11 angegebenen Codes verwendet.

Tabelle 11: In diese Studie verwendete Länder-Codes

Land	Code
Deutschland	DE
Polen	PL
Russland	RU
Norwegen	NO
Vereinigte Staaten von Amerika (USA)	US
Kanada	CA
Kolumbien	CO
Südafrika	ZA
Australien	AU
China	CN
Indonesien	ID
Venezuela	VE

Bei der Angabe des Energiegehalts von Steinkohle aus verschiedenen Regionen gibt es in den unterschiedlichen Literaturquellen relativ große Abweichungen von bis zu 20%. In der Regel liegt die Abweichung im Bereich zwischen 5 und 10%. Darüber hinaus kann sich der Energiegehalt der geförderten Steinkohle über die Zeit verändern. In [BGR 2003] wird nicht angegeben, ob es sich um den unteren Heizwert (H_u) oder den oberen Heizwert (H_o) handelt. Für die Berechnung der Emission von Spurenelementen sind Informationen über den Aschegehalt und des Gehaltes an Spurenelementen erforderlich. Diese Angaben sind aber nur in Einzelfällen zusammen mit dem Energiegehalt angegeben. Daher mussten die Daten aus unterschiedlichen Quellen zusammengeführt werden, was eine weitere Quelle von Unsicherheiten darstellt.

Tabelle 12: Energiegehalt von Steinkohle in unterschiedlichen Literaturquellen

Land	[BGR 2003]	H _u [Ecoinvent 2007]	H _o (Evoinvent 2007)	H _u [GEMIS 2010]	H _o [GEMIS 2010]	H _u [Storaker 2008]	H _u [Schweinfurth 2009]	H _u [Sastrawinata 2008]
DE	27,55		27,00	29,40 (Vollwert) 22,60 (Ballast)	30,57 (Vollwert) 23,68 (Ballast)			
PL	24,91		24,90	25,95	27,00			
RU	23,45		23,44	24,96 (Export)	25,70 (Export)			
NO	23,45					29,07		
US	25,21		25,20	27,46	28,30		28,08	
CA	27,84		27,83	27,46	28,30			
CO	27,55							
ZA	24,91		24,94	24,60 (Export)	25,50 (Export)			
AU	26,38		26,37	25,23	26,10			
CN	21,10		21,10	23,50	24,52			
ID	19,05			25,13	26,00			21,35
VE	23,45							
Typ.		29		25,13	26,00			

Die Emission von Methan bei der Förderung von Steinkohle aus dem Untertagebergbau trägt einen erheblichen Anteil zu den Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung von Steinkohle bei. Tabelle 13 zeigt die Methanemissionen aus dem Steinkohlebergbau in verschiedenen Regionen.

Tabelle 13: Methanemissionen und Methanrückhaltung beim Untertagebau von Steinkohle [Ecoinvent 2007]

	H _u	CH ₄ -Emissionen		Zurückgehaltenes CH ₄	
	MJ/kg	kg/t	g/MJ *	kg/t	g/MJ *
Westeuropa	29,4 (D)	13,6	0,463	3,4	0,115
Osteuropa ohne Russland	25,9 (PL)	8,16	0,315	0,816	0,032
Australien	25,2 (AU)	8,16	0,324	1,02	0,040
Ostasien	23,5 (CN)	6,8	0,289	2,04	0,087
Russland	25,6	13,6	0,531	1,36	0,053
Republik Südafrika	24,6 (ZA)	6,8	0,276	0	0,000
Nordamerika	27,5 (US)	6,8	0,247	6,8	0,247

* Untere Heizwerte (H_u) aus [GEMIS 2010]

Auffallend hoch sind die Methanemissionen bei der Förderung von Steinkohle in Westeuropa bzw. Deutschland. In tief gelegenen Kohleflözen ist das bei der Kohleentstehung gebildete Methan zum großen Teil noch im Flöz oder den angrenzenden Nebengesteinen unter Druck gespeichert. In oberflächennah gelegenen Kohlevorkommen

(z.B. beim Tagebau) ist ein Großteil des Methans bereits durch natürliche Prozesse emittiert oder abgebaut [Ecoinvent 2007], [LBST 1990].

In [Ecoinvent 2007] wird für Steinkohleförderung in Westeuropa Methanemissionen von etwa 13,6 kg pro t Steinkohle bzw. 0,46 g pro MJ Steinkohle angenommen, was geringfügig über den in [ESU 1996] und [Ecoinvent 2007] angegebenen Werten für Deutschland liegt. Aus [NRW 2009] und [AGEB 2009] ergibt sich für Deutschland ein Emissionsfaktor von etwa 0,36 g pro MJ Steinkohle (Tabelle 14).

Tabelle 14: Entwicklung der Methanemissionen aus dem Steinkohlebergbau in Deutschland

	Einheit	1990	2005
CH ₄ -Emissionen	Mio. t	0,963	0,274
Steinkohleförderung	PJ	2089	756
Spezifische CH ₄ -Emissionen	g/MJ	0,461	0,362
Z. Vgl. [ESU 1996], [Ecoinvent 2007]	g/MJ		0,421
Z. Vgl. [Hinrichs et al. 1999]	g/MJ		0,176

Für die Berechnung der Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung von Steinkohle in Deutschland werden Methanemissionen von 0,362 g pro MJ geförderter Steinkohle angenommen.

Tabelle 15 zeigt die für die Berechnung der Treibhausgas- und Schadstoffemissionen verwendeten Basisdaten für den Kohlebergbau in verschiedenen Regionen.

Tabelle 15: Basisdaten für die Steinkohleförderung in verschiedenen Regionen

	Einheit	DE	PL	RU	NO	US	CO	ZA	AU	CN	ID
Input											
Steinkohle	MJ/MJ	1,029	1,017	1,020	1,016	1,005	1,000	1,014	1,011	1,032	1,000
Strom	MJ/MJ	0,0046	0,0064	0,0131	-	0,0033	0,0014	0,0020	0,0025	0,0065	0,0051
Wärme	MJ/MJ	0,0135	0,0042	0,0029	-	0,0017	-	0,0022	0,0014	0,0045	-
Schweröl	MJ/MJ	-	-	-	0,006	-	-	-	-	-	-
Wasser	kg/MJ	0,017	0,020	0,020	k. A.	0,013	0,008	0,008	0,007	0,019	0,004
Sprengstoff	10 ⁻⁶ kg/MJ	1,2	2,9	30,0	k. A.	41,2	79,6	60,2	64,4	5,3	0,0
Mechanische Arbeit	10 ⁻⁵ MJ/MJ	5,9	25,8	49,0	-	36,8	143,3	58,9	77,9	30,9	155,2
Output											
Steinkohle	MJ	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Emissionen											
CO ₂	g/MJ	0,32	0,09	0,09	2,03	0,28	0,00	0,00	0,03	14,28	0,00
CH ₄	g/MJ	0,362	0,314	0,359	0,028	0,109	0,064	0,142	0,107	0,698	0,027
N ₂ O	g/MJ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
NMVOC	g/MJ	-	-	-	0,000	-	-	-	-	-	-
NO _x	g/MJ	-	-	-	0,011	-	-	-	-	-	-
SO ₂	g/MJ	-	-	-	0,010	-	-	-	-	-	-
CO	g/MJ	-	-	-	0,000	-	-	-	-	-	-
Staub/PM	g/MJ	0,003	0,004	0,008	0,000	0,001	0,016	0,010	0,012	0,005	0,019
Anteil Tagebau	%	0	0	33	0	58	100	50	68	3	100

Der Strombedarf für die Steinkohleförderung wird durch Steinkohlekraftwerke gedeckt, die sich in unmittelbarer Nähe befinden. In Kolumbien wird der Strom aus dem Stromnetz bezogen, der einen hohen Anteil an Wasserkraft (ca. 80%) aufweist. Die Wärme wird durch einen mit Steinkohle befeuerten Heizkessel bereitgestellt. Die mechanische Arbeit wird durch einen Dieselmotor mit einem Wirkungsgrad von 30% bereitgestellt. Der Einsatz von Sprengstoff wird mit der Bereitstellung von Sprengstoff verknüpft. Im Fall von Norwegen sind der Energieeinsatz und die Emissionen aus der Produktion von Strom, Wärme und mechanischer Arbeit bereits im Einsatz von Steinkohle und Schweröl enthalten.

Tabelle 16: Strom für Steinkohlebergwerke

	Einheit	DE	PL	RU	NO	US	CO	ZA	AU	CN	ID
Input											
Steinkohle	kWh/kWh _{el}	2,33	2,75	3,75	k. A.	2,74	Strommix	2,76	2,71	7,844 (1) 2,811 (2)	4,762
Emissionen											
CO ₂	g/kWh _{el}	782	935	1361	k. A.	961	Strommix	961	945	2626 (1) 916 (2)	1675
CH ₄	g/kWh _{el}	0,042	0,017	0,021	k. A.	0,019	Strommix	0,015	0,019	0,028 (1) 0,021 (2)	0,037
N ₂ O	g/kWh _{el}	0,033	0,055	0,068	k. A.	0,055	Strommix	0,053	0,055	0,014 (1) 0,035 (2)	0,061
NMVOC	g/kWh _{el}	0,000	0,017	0,021	k. A.	0,193	Strommix	0,015	0,191	0,022 (1) 0,021 (2)	0,037
NO _x	g/kWh _{el}	0,570	3,930	4,830	k. A.	1,626	Strommix	4,230	2,599	11,522 (1) 4,183 (2)	7,335
SO ₂	g/kWh _{el}	0,570	7,231	10,54	k. A.	1,077	Strommix	5,641	6,955	35,300 (1) 7,765 (2)	12,923
CO	g/kWh _{el}	0,430	0,576	1,207	k. A.	0,385	Strommix	0,529	0,381	1,356 (1) 0,523 (2)	0,917
Staub/PM	g/kWh _{el}	0,140	1,791	5,275	k. A.	0,067	Strommix	2,682	0,242	37,943 (1) 1,731 (2)	1,528

(1) 56.9% des Stroms aus Minenkraftwerk mit 20 MW_{el}

(2) 43.1% des Stroms aus Kraftwerk mit 200 MW_{el}

In China kommt es aufgrund unkontrollierter Kohlebrände (Selbstentzündung von Kohleflözen) zu erheblichen CO₂-Emissionen. Darüber hinaus ist der elektrische Wirkungsgrad eines Teils der für die Stromversorgung der Kohleminen eingesetzten Kohlekraftwerke sehr niedrig (ca. 13%) [Ecoinvent 2007].

In Indonesien wird in einer größeren Steinkohlemine der Strom für den Betrieb des Förderbands für den Transport der Steinkohle vom Abbaubereich zum Hafen in Steinkohlekraftwerken mit einer elektrischen Leistung von 5 MW pro Einheit erzeugt [Lucarelli 2010]. Es wird daher angenommen, dass in der Regel in Indonesien die Minenkraftwerke in dieser Leistungsklasse liegen. Der elektrische Wirkungsgrad wird nach [Sastrawinata 2008] mit 21% angenommen. Die Emission von CH₄ und N₂O sowie die Emissionen von Luftschadstoffen aus dem Steinkohlekraftwerk werden aus [GEMIS 2010] entnommen.

3.2.2 Braunkohle

Braunkohle wird in Deutschland, Griechenland, Polen, Ungarn und Tschechien vollständig im Tagebau gefördert. In Europa wird mehr als 95% der Braunkohle im Tagebau gefördert [Ecoinvent 2007].

In [Ecoinvent 2007] wird für den Braunkohletagebau in Deutschland ein Abraum-zu-Kohle-Verhältnis von 5,1 m³ pro t Rohbraunkohle angegeben. [Vattenfall 2007] gibt für

den Braunkohletagebau „Nochten“ in der Lausitz ein Abraum-zu-Kohle-Verhältnis von 6,1 m³ pro t Rohbraunkohle an. Für Garzweiler II wird ein Abraum-zu-Kohle-Verhältnis von 5,1 m³ pro t Rohbraunkohle angegeben. Bei Garzweiler I waren es nur 2,5 m³ pro t Rohbraunkohle [RWE 2010].

Die beim Braunkohletagebau eingesetzten Maschinen werden im rheinischen Braunkohlerevier vollständig elektrisch betrieben. Nach [DKMK 1992] beträgt der Strombedarf für den Braunkohletagebau in Rheinischen Braunkohlerevier etwa 29 kWh pro t Rohbraunkohle. Der untere Heizwert wird mit 8000 bis 8500 MJ pro t Rohbraunkohle angegeben. Wird der untere Heizwert mit 8250 MJ/t (Mittelwert) angenommen, ergibt sich ein Strombedarf von etwa 0,0127 MJ pro MJ Braunkohle. Nach [GEMIS 2010] sind es 0.0120 MJ pro MJ Braunkohle, wobei in [GEMIS 2010] ebenfalls auf [DGMK 1992] verwiesen wird.

Für Braunkohle aus dem Lausitzer Braunkohlerevier werden in [GEMIS 2010] ein Strombedarf von 0,006 MJ und zusätzlich ein Bedarf an mechanischer Arbeit von 0,002 pro MJ Braunkohle angegeben, die von einem Dieselmotor mit einem Wirkungsgrad von 30% bereitgestellt wird.

Für Braunkohle aus der Umgebung von Leipzig werden in [GEMIS 2010] ein Strombedarf von 0,003 MJ und zusätzlich ein Bedarf an mechanischer Arbeit von 0,0015 pro MJ Braunkohle angegeben, die von einem Dieselmotor mit einem Wirkungsgrad von 30% bereitgestellt wird.

In [GEMIS 2010] wird in allen Fällen (Rheinisches Braunkohlerevier, Lausitz und Leipzig) von einem Abraum-zu-Kohle-Verhältnis von 4,8 m³ pro t Rohbraunkohle angegeben.

Die Emission von Staub und Partikeln aus den Tagebauaktivitäten beträgt etwa 0,4 g pro kg Braunkohle [Ecoinvent 2007].

Tabelle 17: Basisdaten für die Braunkohleförderung in verschiedenen Regionen in Deutschland

	Einheit	Rhein	Lausitz	Leipzig
Input				
Braunkohle	MJ/MJ	1,0000	1,0000	1,0000
Strom	MJ/MJ	0,0127	0,0060	0,0030
Mechanische Arbeit	MJ/MJ	-	0,0020	0,0015
Output				
Steinkohle	MJ	1,0000	1,0000	1,0000
Emissionen				
CH ₄	g/MJ	0,0013	0,0014	0,0012
Staub/Partikel	g/MJ	0,0485	0,0462	0,0364

Die Braunkohlekraftwerke befinden sich in unmittelbarer Nähe der Kohlemine. Die geförderte Braunkohle wird über eine Kohlebandanlage zum Kraftwerk transportiert. Daher wird auch der Strombedarf der Braunkohleförderung mit Strom aus Braunkohlekraftwerken gedeckt.

3.3 Energieaufwand für die Bereitstellung und Nutzung

3.3.1 Steinkohle

Abbildung 33 zeigt den Energieaufwand für die Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle aus verschiedenen Regionen. Die Nutzung der Steinkohle erfolgt in einem modernen Steinkohlekraftwerk in Deutschland.

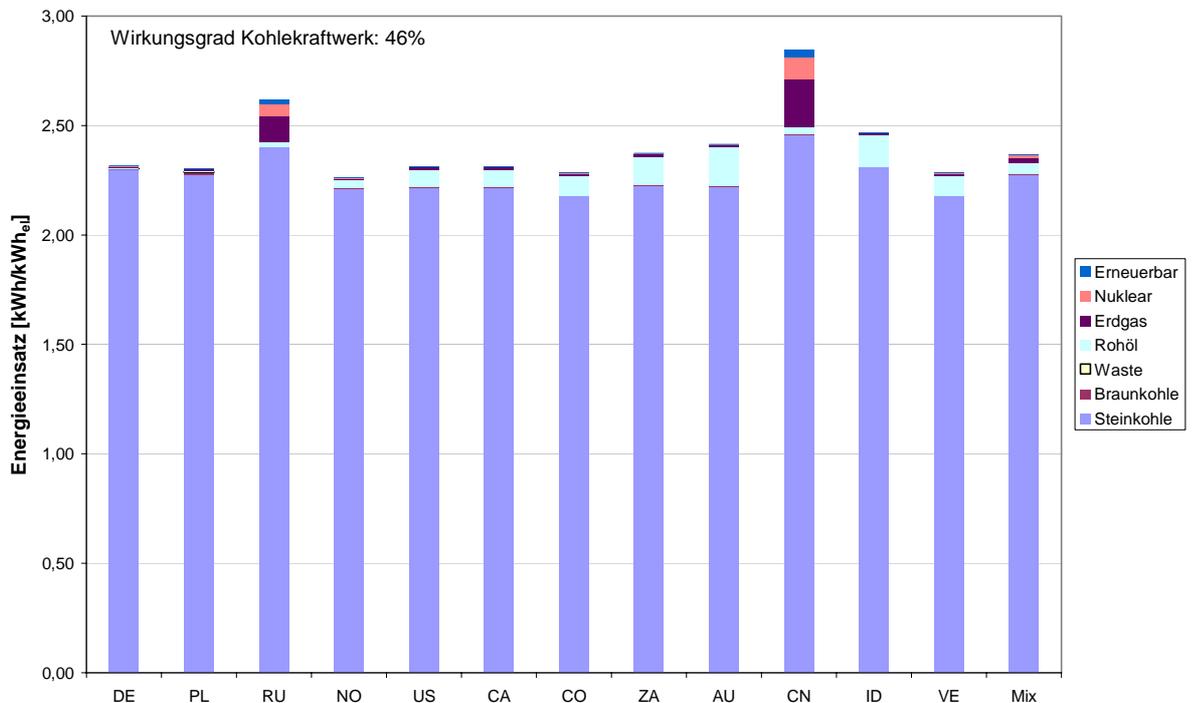


Abbildung 33: Energieeinsatz für die Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle

Der relativ hohe Einsatz von Erdgas und Kernbrennstoff für Steinkohle aus Russland und aus China ergibt sich aus dem Strombezug aus dem russischen Stromnetz. In beiden Fällen wird angenommen, dass die Steinkohle mit der Bahn nach Deutschland transportiert wird.

3.3.2 Braunkohle

Aufgrund des niedrigen Heizwertes von Braunkohle befinden sich Braunkohlekraftwerke in unmittelbarer Nähe der Braunkohleminen. Die geförderte Braunkohle wird über eine Kohlebandanlage zum Kraftwerk transportiert. Der Energieaufwand für den Transport von Braunkohle ist beim Energieaufwand für die Braunkohlegewinnung bereits enthalten.

Abbildung 34 zeigt den Energieaufwand für die Bereitstellung und Nutzung von Braunkohle in Deutschland mit einem elektrischen Wirkungsgrad von etwa 45%. auf Basis der Daten des Braunkohlekraftwerks mit optimierter Anlagentechnik (BOA) in Niederaußen [Iven 2006].

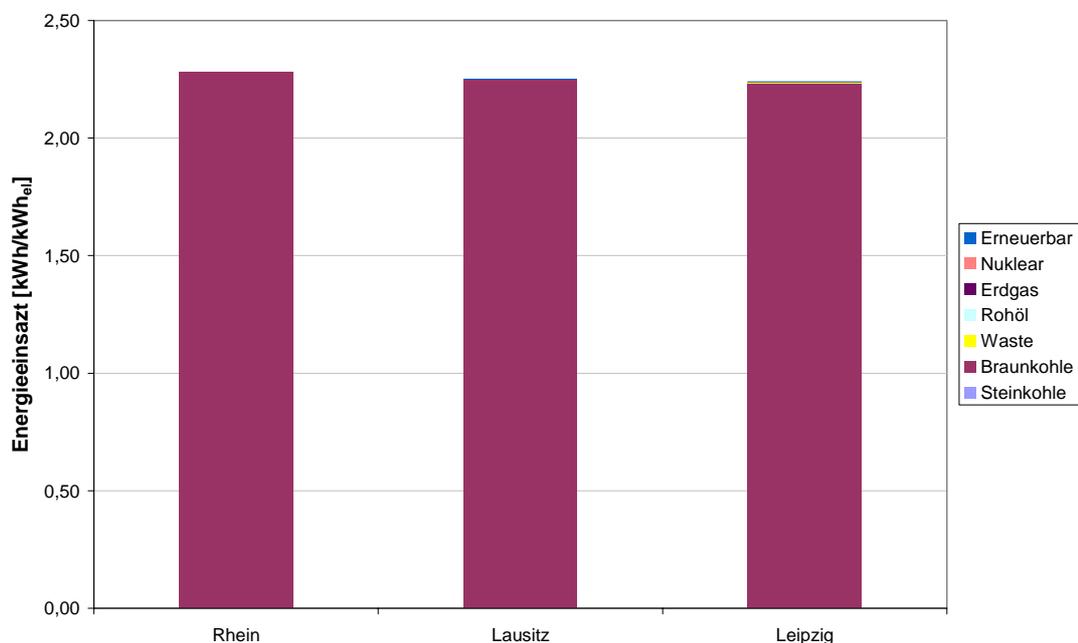


Abbildung 34: Energieeinsatz für die Bereitstellung und Nutzung von Braunkohle

Der Energieaufwand für die Bereitstellung von Braunkohle wird zu einem großen Teil durch Strom aus dem zu versorgenden Braunkohlekraftwerk gedeckt. Ein kleinerer Teil stammt aus der Verbrennung von Dieselkraftstoff. Der Einsatz der anderen Energieträger resultiert aus der Bereitstellung des Kalksteins (CaCO_3) für die Rauchgasentschwefelung.

3.3.3 Abschätzung des weltweit steigenden Energieaufwandes der Kohleförderung und -nutzung

3.3.3.1 Tendenz zur Förderung von Steinkohle aus tieferen Schichten

Im Ruhrgebiet in Deutschland begann die Förderung von Steinkohle aus relativ oberflächennahen Schichten und bewegte sich in Richtung tiefer gelegenen Kohleflözen. In Deutschland wird Steinkohle inzwischen in Tiefen von mehr als 1000 m abgebaut, in Südafrika sind es weniger als 100 m [Ecoinvent 2007].

Abbildung 35 zeigt den spezifischen Energieaufwand für die Förderung von Steinkohle in Deutschland auf Basis von Daten der AG Energiebilanzen für die Jahre von 1950 bis 2003.

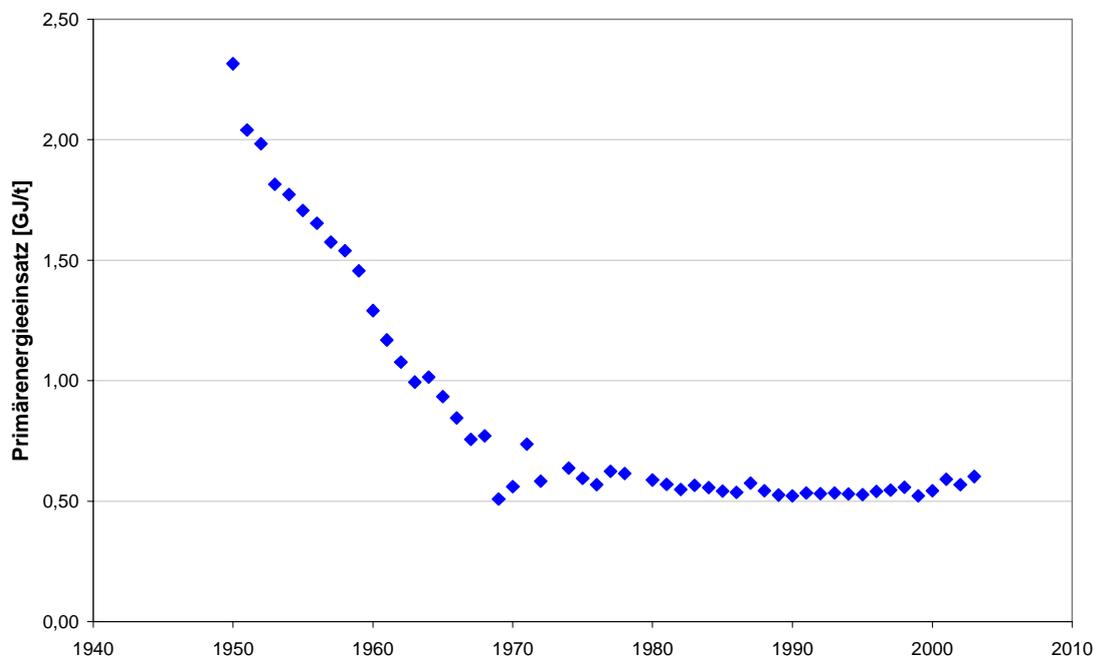


Abbildung 35: Spezifischer Energieaufwand für die Förderung von Steinkohle in Deutschland

Nach einer Verringerung des spezifischen Energieaufwands für die Förderung von Steinkohle in Deutschland ist seit 2000 ein geringfügiger Anstieg zu beobachten.

3.3.3.2 Ewigkeitskosten

Die Ewigkeitskosten des Steinkohlebergbaus im Ruhrgebiet gehen mit einem unbegrenzten Energieverbrauch einher. Durch den Bergbau haben sich ganze Landstriche

abgesenkt. Pumpen müssen Wasser abpumpen, um eine Überflutung und die damit verbundene erforderliche Umsiedlung zu verhindern. Da der Energieinhalt der kumulativ geförderten Steinkohle endlich war, der Strom für die Pumpen aber ewig anfällt, wird dieser den Energieinhalt der Kohle eines Tages übersteigen.

Zum Beispiel würden bei einem weiteren Abbau von Steinkohle aus dem Bergwerk Walsum die Grundwasserpumpen etwa 0,330 TWh Strom pro Jahr verbrauchen und zwar auch nach Beendigung der Bergbauaktivitäten. 50 Mio. t sollten nach früheren Plänen innerhalb von 18 Jahren noch aus dem Bergwerk Walsum gefördert werden [UBA 2003]. Bei einem unteren Heizwert von 29,4 MJ pro kg und einem Wirkungsgrad von 46% können daraus 188 TWh Strom erzeugt werden. Somit würde nach etwa 570 Jahren der Strombedarf für die Grundwasserpumpen nach die aus der geförderten Steinkohle produzierte Strommenge überschreiten.

3.3.3.3 Einfluss des Abraum-zu-Kohle-Verhältnisses beim Braunkohletagebau

Bei einem Anstieg des Abraum-zu-Kohle-Verhältnisses wäre prinzipiell ein Anstieg des spezifischen Energieeinsatzes zu erwarten.

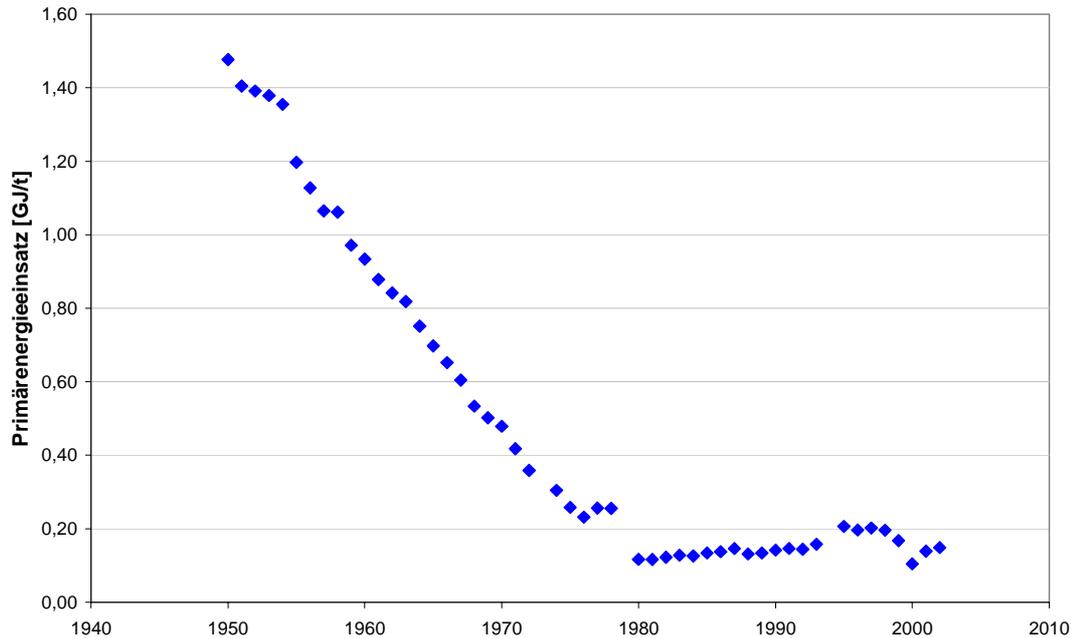


Abbildung 36: Spezifischer Energieaufwand für die Förderung von Braunkohle in Deutschland (eig. Berechnung mit Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen)

Bisher wird dieser Anstieg durch andere Effekte wieder kompensiert. Einflussfaktoren sind neben dem Abraum-zu-Kohle-Verhältnis die Menge zu hebenden Wassers, das Wasser-zu-Kohle-Verhältnis, die eingesetzte Technologie, sowie die Tiefe der Braunkohle führenden Schichten.

3.3.4 Energieaufwand für die CO₂-Abscheidung und Einlagerung („Carbon Capture and Storage“ (CCS))

Zur Reduktion der CO₂-Emissionen aus Kohlekraftwerken wird die Abscheidung und Einlagerung des bei der Verbrennung entstehenden CO₂ (Carbon Capture and Storage (CCS)) vorgeschlagen. Die Verdichtung des Kohlendioxids (CO₂) erfolgt am Standort des CCS-Kraftwerks nach der CO₂-Abtrennung. Dabei muss das CO₂ auf einen Druck von mehr als 7.4 MPa (kritischer Druck von CO₂) komprimiert, um das CO₂ in den flüssigen Zustand zu bringen. In der Regel erfolgt eine Verdichtung auf einen Druck von 10 bis 20 MPa. Der Strombedarf der Verdichtungsanlage trägt zu einem erheblichen Teil zum Wirkungsgradverlust bei Kraftwerken mit CCS bei.

Tabelle 18 zeigt den mit CCS verbundenen Strombedarf bei einem Gas- und Dampfturbinenkraftwerks mit integrierter Kohlevergasung und die damit verbundenen Reduktion des elektrischen Wirkungsgrads auf Basis von Angaben in [RECCS 2007]. Es

wurde angenommen, dass bei der Verbrennung von einer kWh Steinkohle 346 g CO₂ gebildet werden. Darüber hinaus wurde ein Abscheidegrad von 90% angenommen.

Tabelle 18: Stromverbrauch CCS und damit verbundene Reduktion des elektrischen Wirkungsgrades

	kWh _{el} /t _{CO2}	kWh/kWh _{el}	η _{el} (ohne CCS)	η _{el} (mit CCS)
CO-Shift	125	0,0779		
Phisikalische Wäsche	48	0,0299		
Verlorene Turbinenarbeit	30	0,0187		
CO ₂ -Verdichtung auf 11 MPa	110	0,0685		
Summe	313	0,1949	50,0	40,3

Nach [RWE 2006] und [RECCS 2007] kann bei einem Gas- und Dampfturbinenkraftwerks mit integrierter Kohlevergasung und CCS von einem elektrischen Wirkungsgrad von 40% bis 42% ausgegangen werden. Ohne CCS könnte ein elektrischer Wirkungsgrad von 50% erreicht werden [RECCS 2007].

Das unter Druck stehende flüssige CO₂ wird über Pipeline zum Ort der Injektion transportiert. Aufgrund des hohen Drucks des angelieferten CO₂ dürfte der Energieaufwand für die Injektion vernachlässigbar sein.

Der großflächige Einsatz von CCS stellt eine Gefahr für die Trinkwasserversorgung dar. In Deutschland wird Buntsandstein als aussichtsreich erachtet, dessen potenziell nutzbares Porenvolumen sich im Laufe der Erdgeschichte mit salinaren Porenwasser aufgefüllt hat. Eingelagertes CO₂ verdrängt salinanes Porenwasser. In Norddeutschland sind die geologischen Verhältnisse sehr heterogen. Das salzhaltige Porenwasser könnte in das Grundwasser eindringen, was zu einer Versalzung des Grundwassers und somit zu einer Gefährdung der Trinkwasserversorgung führt.

3.4 Emission von radioaktiven Substanzen

3.4.1 Steinkohle

Steinkohle enthält radioaktive Substanzen wie Uran, Thorium und ⁴⁰K sowie deren Zerfallsprodukte. Im Mittel liegt die Konzentration von ²³⁸U und ²³²Th bei etwa 20 Bq pro kg Steinkohle, wobei die Bandbreite zwischen 5 und 300 Bq pro kg liegt. Der Gehalt an ²³⁸U und ²³²Th von Steinkohle aus dem ehemaligen Steinkohlebergbau in Freital in Sachsen betrug sogar 15.000 Bq/kg. Derartig hohe Konzentrationen von ²³⁸U und ²³²Th stellen aber eine Ausnahme dar [UNSCEAR 2010].

Nach [Ecoinvent 2007] hängt die Emission von partikelgebundenen radioaktiven Substanzen vom Gehalt an radioaktiven Substanzen, dem Aschegehalt, der Güte der Rauchgasreinigung, dem Anreicherungsfaktor des Elements, dem Transferkoeffizient des Elements in den partikelförmigen Emissionen (Verflüchtigungsrate) und dem Abreicherungsfaktor des Elements in der Rauchgasentschwefelung ab. Bei einem Kohlekraftwerk mit Rauchgasentschwefelung kann die Emission eines partikelgebundenen Elements nach folgender Formel berechnet werden:

$$EF_{SE} = \left(\frac{EF_{PM} \cdot C_{SE} \cdot AF_{SE}}{A} + KE \cdot C_{SE} \cdot TK_{SE, Gas} \right) \cdot (1 - DF_{SE, REA})$$

mit

EF_{SE}	Emissionsfaktor des Spurenelements SE [g/kWh _{el}]
EF_{PM}	Emissionsfaktor für Partikel (Krefeld-Ürdingen: 0,0207g/kWh _{el})
C_{SE}	Konzentration des Spurenelements SE in der Kohle
A	Aschegehalt der Kohle
AF_{SE}	Anreicherungsfaktor des Elements in den partikelförmigen Emissionen
KE	Kohleeinsatz [g/kWh _{el}]
$TK_{SE, Gas}$	Transferkoeffizient des Elements im gasförmigen Zustand
$DF_{SE, REA}$	Abreicherungsfaktor des Elements in der Rauchgasentschwefelungsanlage

In [BGR 2003] ist der Aschegehalt der Steinkohle nicht angegeben. Daher wurde für die Berechnung der Emission partikelgebundener radioaktiver Substanzen für den Aschegehalt und den unteren Heizwert auf Angaben von [Ecoinvent 2007] (Steinkohle aus Deutschland), [Storaker 2008] (Steinkohle aus Norwegen) und [GEMIS 2010] (andere Länder) zurückgegriffen.

Die Elementgehalte wurden aus [Deutscher Bundestag 2008] (Deutschland, Polen, Russland, Südafrika, Kaliumgehalt von Steinkohle aus Australien), [Schweinfurth 2009] (USA), [Gentzis 1994] (Thorium- und Urangehalt von Steinkohle aus Kanada), [USGS 1/2006] (Kolumbien), [Dale 2006] (Thorium- und Urangehalt von Steinkohle aus Australien, Indonesien und China), [Lu 2006] (Kaliumgehalt von Steinkohle aus China) und [USGS 2/2006] (Venezuela) entnommen. Für Steinkohle aus Norwegen wurde der gleiche Kaliumgehalt wie für Steinkohle aus Russland angenommen. Für Steinkohle aus Kanada wurde der gleiche Kaliumgehalt wie für Steinkohle aus den USA angenommen.

Für Steinkohle aus Indonesien wurde der gleiche Kaliumgehalt wie für Steinkohle aus Australien angenommen.

Tabelle 19: Gehalt radioaktiver Substanzen, Aschegehalt und Energiegehalt von Steinkohle aus verschiedenen Regionen und Steinkohleeinsatz für die Produktion von Strom in einem Kraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 46%

	Einheit	DE	PL	RU	NO	US/CA	CO/VE	ZA	AU	CN	ID
Thorium	g/t	5,2	7,4	6,2	3,0	3,9	1,4	7,4	2,6	4,7	1,3
Uran	g/t	2,5	3,0	2,2	1,0	1,0	0,6	1,6	0,9	2,1	0,1
Kalium	g/t	7212	9295	3846	3846	3400	263	3526	1282	3199	1282
Aschegehalt	kg/kg	0,08	0,094	0,0979	0,152	0,16	0,12	0,133	0,125	0,2149	0,12
H _i	MJ/kg	29	25,95	24,96	29,07	28,08	25,13	24,60	25,23	23,50	25,13
Kohleeinsatz	g/kWh _{el}	270	302	314	269	279	311	318	310	333	311

Tabelle 20: Anreicherungs-, Transfer-, und Abreicherungskoeffizienten für Elemente in Steinkohlekraftwerken [Ecoinvent 2007]

	Element	AF _{SE}	TK _{SE, Gas}	DF _{SE, REA}
Thorium	Th	0,8	0	0,75
Uran	U	2	0	0,75
Kalium	K	1	0	0

Der Emissionsfaktor des Spurenelements SE wird anschließend mit der spezifischen Aktivität des Elements multipliziert.

Tabelle 21: Spezifische Aktivität ausgewählter Elemente (natürliches Isotopengemisch)

		Aktivität [kBq/kg]
Thorium	Th	4060
Uran	U	12870
Kalium ¹⁾	K	31,2

¹⁾ enthält auch stabile Isotope

Die aus den einzelnen Isotopen und anderen radioaktiven Elementen resultierende Radioaktivität ergibt sich aus dem Verhältnis der Aktivitäten.

Tabelle 22: Verhältnisse der Aktivitäten der Isotope in verschiedenen Zerfallsreihen [Ecoinvent 2007]

Verhältnisse der Aktivitäten	
²³⁸U-Reihe	
²³⁸ U	1
²²⁶ Ra	1,2
²¹⁰ Pb	4,65
²¹⁰ Po	8,5
²³²Th-Reihe	
²³² Th	1
²²⁸ Th	1,57
²²⁸ Ra	1,86

Darüber hinaus ist gasförmiges Radon in der Steinkohle gebunden, das beim Abbau und bei der Verbrennung freigesetzt wird. Der Radongehalt von Steinkohle beträgt im Mittel etwa 20 Bq pro kg Rohkohle [Ecoinvent 2007]. Analog zu [Ecoinvent 2007] wird angenommen, dass 20% des Radons im Bergbau und 80% im Kraftwerk emittiert wird.

Der Gehalt an radioaktiven Elementen übersteigt jenen des Gesteins nicht [Ecoinvent 2007]. Daher wurde der untere Heizwert der Produktkohle für die Berechnung der energiebezogenen Radonemissionen herangezogen. In [BGR 2003] ist der Energiegehalt von Steinkohle aus verschiedenen Regionen angegeben. Nicht angegeben wurde in [BGR 2003], ob es sich um den unteren Heizwert (H_u) oder den oberen Heizwert (H_o) handelt (Die Abweichung zwischen H_o auf H_u liegt bei 3 bis 5%). Es wurde daher auf Angaben in [Ecoinvent 2007] (Deutschland), [Storaker 2008] (Norwegen) und [GEMIS 2010] (übrige Länder) zurückgegriffen.

Tabelle 23 zeigt die Radongehalte von roher Steinkohle in verschiedenen Regionen und die daraus resultierenden Radonemissionen.

Tabelle 23: Emission von Radon (Rn) aus der Verbrennung von Steinkohle

	Einheit	DE	PL	RU	NO	US/CA	CO/VE	ZA	AU	CN	ID
H_u (Produktkohle)	MJ/kg	29,00	25,95	24,96	29,07	28,08	25,13	24,60	25,23	23,50	25,13
Radongehalt	Bq/kg	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Anteil ²²² Rn	-	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Anteil ²²⁰ Rn	-	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Anteil Kraftwerk	-	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
²²² Rn	kBq/TJ _{in}	353	395	410	352	365	408	416	406	436	408
²²⁰ Rn	kBq/TJ _{in}	199	222	231	198	205	229	234	228	245	229
Summe Rn	kBq/TJ _{in}	552	617	641	550	570	637	650	634	681	637

Abbildung 37 zeigt die spezifische Emission radioaktiver Substanzen aus einem modernen Steinkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 46%.

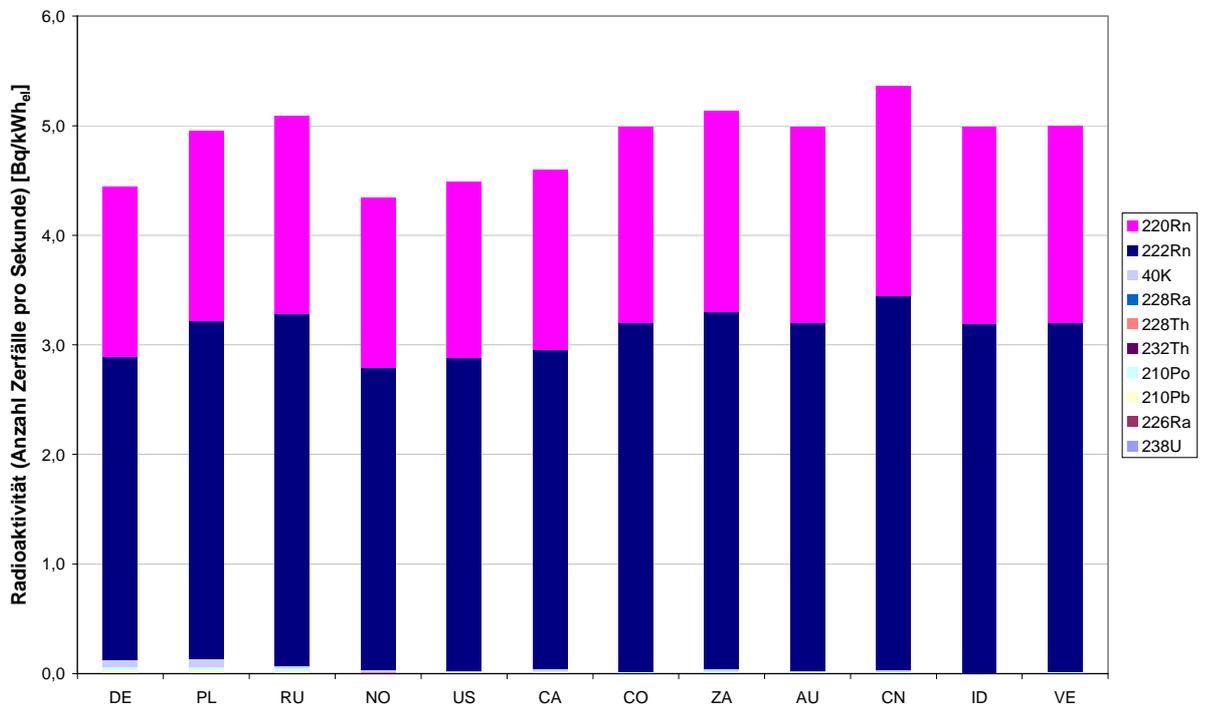


Abbildung 37: Spezifische Emission radioaktiver Substanzen aus einem Steinkohlekraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 46%

Abbildung 38 zeigt die jährliche Emission von radioaktiven Substanzen aus einem Steinkohlekraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 46%. Emissionen aus der Bereitstellung der Steinkohle sind darin nicht enthalten.

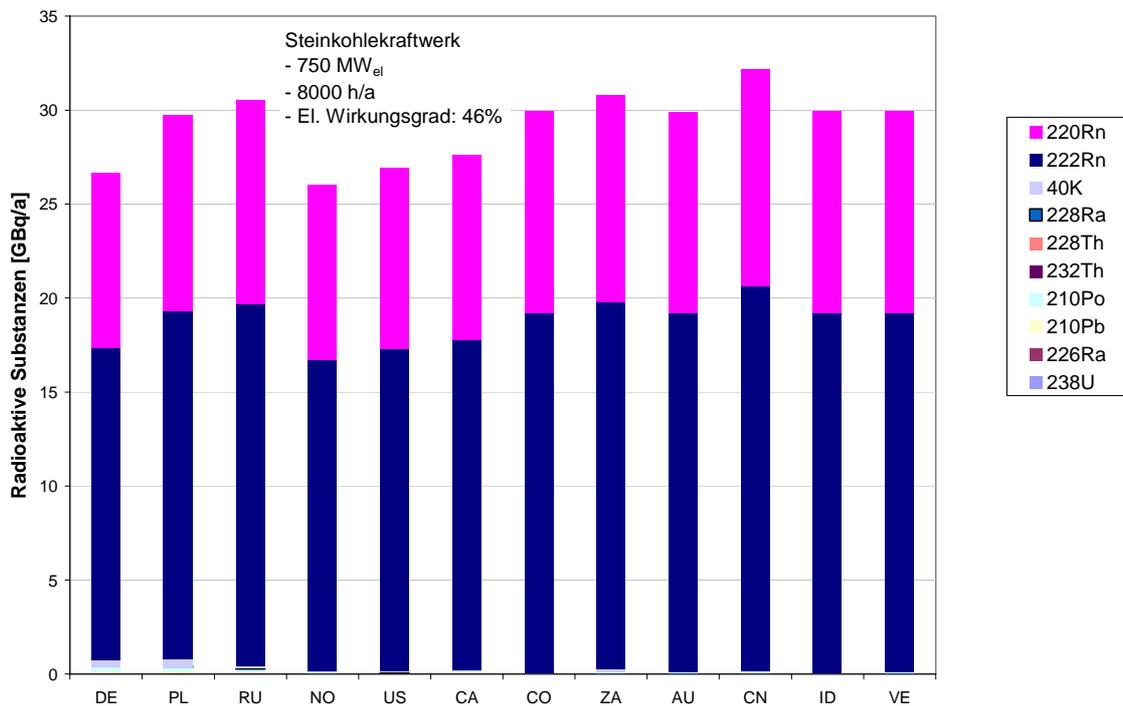


Abbildung 38: Emission radioaktiver Substanzen aus einem Steinkohlekraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 46% und einer elektrischen Leistung von 750 MW

Radon (Rn) trägt den größten Teil zur Emission von radioaktiven Substanzen aus einem Kohlekraftwerk bei. Im Gegensatz zu den festen Substanzen werden die Radonemissionen von der Rauchgasreinigungsanlage nicht zurückgehalten. Das gesamte, in der Steinkohle enthaltene Radon wird freigesetzt. Im Vergleich dazu werden in [UNSCEAR 2000] für ein Steinkohlekraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 600 MW die Emissionen von radioaktiven Substanzen mit insgesamt etwa 36 GBq pro Jahr angegeben (davon Radon: 34 GBq/a). Die daraus sich ergebende maximale Strahlenexposition der in der Umgebung der Anlage wohnenden Bevölkerung (effektive Dosis) liegt bei weniger als 0,4 µSv pro Person und Jahr. In die Berechnung der Strahlenexposition fließen Wichtungsfaktoren für die Strahlenart und der Auswirkung auf einzelne Organe sowie die Ausbreitung der emittierten Substanzen in der Umgebung der Anlage ein.

Bei 750 MW_{el} würden die Emissionen bei etwa 45 GBq pro Jahr liegen, was etwas über den Werten in Abbildung 38 (27 bis 32 GBq pro Jahr) liegt. Der Grund für die im Vergleich zu [UNSCEAR 2000] niedrigeren Emissionen könnte am hohen elektrischen Wirkungsgrad und der hohen Qualität der Rauchgasreinigung des hier angenommenen Steinkohlekraftwerks (46%) liegen.

Im Vergleich emittierte das Kernkraftwerk Brunsbüttel mit einer elektrischen Nettoleistung von 771 MW im Jahr 2006 etwa 539 GBq bei einer Jahresvollbenutzungsdauer von etwa 7.700h pro Jahr [BfS 2009]. Mit 771 MW_{el} weist das Kernkraftwerk Brunsbüttel in etwa die gleiche Leistung und auch die gleiche Jahresvollbenutzungsdauer auf wie das hier betrachtete Steinkohlekraftwerk (750 MW_{el}, 8000 h/a), weist aber eine erheblich höhere Emission von radioaktiven Substanzen auf. Allerdings handelt es sich bei den Emissionen aus dem Kernkraftwerk um andere radioaktive Substanzen. Die maximale Strahlenexposition der in der Umgebung von Brunsbüttel lebenden Bevölkerung wird mit 2,0 µSv pro Person und Jahr für einen erwachsenen Durchschnittsmensch angegeben [BfS 2009], was erheblich über der im Fall eines Steinkohlekraftwerks liegt (zumindest in diesem Beispiel anhand eines Siedewasserreaktors).

Beim Steinkohlebergbau wird 20% des in der Steinkohle gebundenen Radons freigesetzt, was vor allem zu einer Belastung der im Steinkohlebergbau Beschäftigten führt. Aus einer Untersuchung der beruflichen Strahlenexposition von Beschäftigten im Steinkohlebergbau in Polen im Jahr 1997 ergab sich eine maximale Strahlenexposition (effektive Dosis) von 3,5 mSv (3500 µSv) pro Person und Jahr. Untersuchungen in Untertagebau-Kohlebergwerke in Westaustralien ergab für die Beschäftigten eine Strahlenexposition von 2,9±1,5 mSv (2900±1500 µSv) pro Person und Jahr [UNSCEAR 2010].

3.4.2 Braunkohle

Wie Steinkohle enthält auch Braunkohle radioaktive Substanzen wie Uran, Thorium und ⁴⁰K sowie deren Zerfallsprodukte. Die Berechnung der Emission radioaktiver Substanzen wurde mit der gleichen Methode wie bei Steinkohlekraftwerken berechnet (siehe Kapitel 3.4.1). Der Emissionsfaktor (EF_{PM}) für Partikel wurde aus den Angaben für ein Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA) mit einem elektrischen Wirkungsgrad von etwa 45% und einer elektrischen Leistung von 980 MW abgeleitet und beträgt etwa 0,035 g pro kWh Strom.

Die Elementgehalte wurden aus [Ecoinvent 2007] (Thoriumgehalt rheinische Braunkohle, Kaliumgehalt von Braunkohle aus Braunkohlerevier am Rhein, in der Lausitz und bei Leipzig), [MWME 2007] (Urangehalt rheinischer Braunkohle) und [SMUL 2009] (Thorium- und Urangehalt für Braunkohle aus der Lausitz und aus Leipzig).

Tabelle 24: Gehalt radioaktiver Substanzen, Aschegehalt und Energiegehalt von Braunkohle aus verschiedenen Regionen in Deutschland und Braunkohleeinsatz für die Produktion von Strom in einem Kraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von etwa 45%

	Einheit	Rhein	Lausitz	Leipzig
Thorium	g/t _{wf}	1,6	2,0	2,0
Uran	g/t _{wf}	2,0	2,0	2,0
Kalium	g/t _{wf}	600	600	600
Aschegehalt	kg/kg	0,04	0,04	0,055
Wassergehalt	Kg/kg	0,560	0,560	0,505
H _u	MJ/kg	8,54	8,65	11,00
Kohleeinsatz	g/kWh _{el}	933	921	724

wf: wasserfrei

Tabelle 25: Anreicherungs-, Transfer-, und Abreicherungskoeffizienten für Elemente in Braunkohlekraftwerken [Ecoinvent 2007]

	Element	AF _{SE}	TK _{SE, Gas}	DF _{SE, REA}
Thorium	Th	0,8	0	0,75
Uran	U	2	0	0,75
Kalium	K	1	0	0

Darüber hinaus ist gasförmiges Radon in der Braunkohle gebunden, das beim Abbau und bei der Verbrennung freigesetzt wird. Analog zu [Ecoinvent 2007] wird angenommen, dass der massenbezogene Radongehalt von Braunkohle bei einem Sechstel des Radongehalts von Steinkohle liegt (1/6 von 20 Bq pro kg). Davon werden 20% des Radons im Bergbau und 80% im Kraftwerk emittiert.

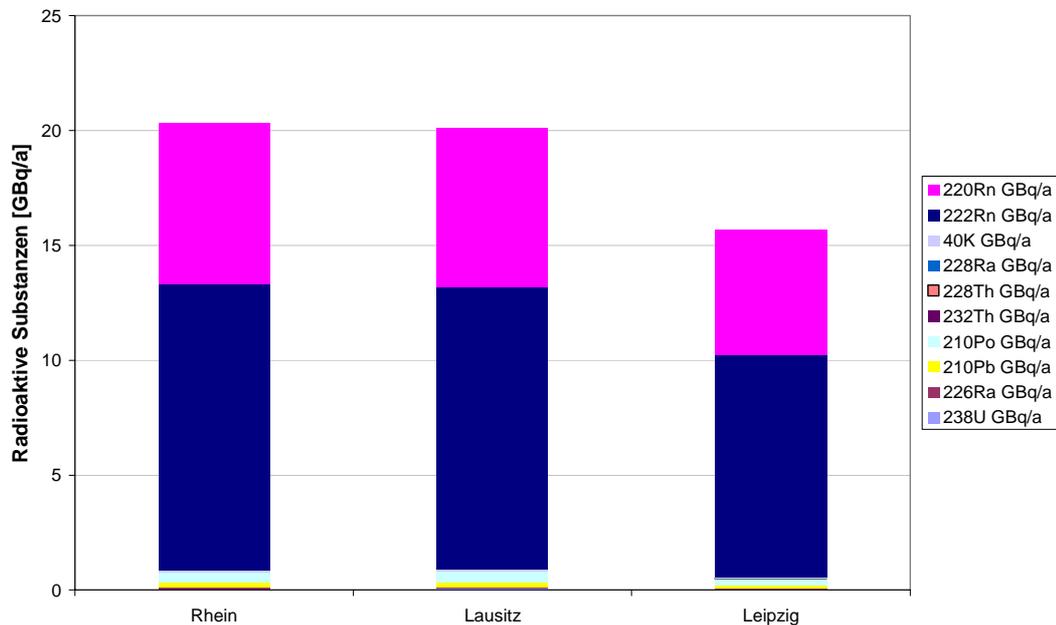


Abbildung 39: Emission radioaktiver Substanzen aus einem Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA) mit einem Wirkungsgrad von 45% und einer elektrischen Leistung von 980 MW

Die Emission radioaktiver Substanzen ist bei Braunkohlekraftwerken niedriger als bei Steinkohlekraftwerken.

Während der Braunkohleförderung wird 20% des in der Braunkohle gebundenen Radons freigesetzt (20% von 3,33 Bq pro kg Braunkohle bzw. 0,67 Bq pro kg geförderter Braunkohle). Im Fall des hier betrachteten Braunkohlekraftwerks ergeben sich daraus etwa 4 bis 5 GBq pro Jahr.

3.5 Treibhausgasemissionen

3.5.1 Steinkohle

3.5.1.1 Bereitstellung

Es wurden die Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung von Steinkohle aus unterschiedlichen Regionen sowie dem gewichteten Mix der in Deutschland verbrauchten Steinkohle berechnet. 2008 wurde Steinkohle aus den in Tabelle 26 angegebenen Regionen eingesetzt.

Tabelle 26: Steinkohleverbrauch in Deutschland 2008 nach Herkunft nach [BMWi 2010]

	t
Deutschland	17079
EU	8168
Frühere Sowjetunion	8168
Norwegen	1733
USA	5446
Kanada	1733
Kolumbien	5693
Südafrika	8168
Australien	5693
China	743
Indonesien	396
Venezuela	99
Sonstige	1733
Summe	64852

Für die Berechnung wurde angenommen, dass Steinkohle, die aus Ländern innerhalb der EU importiert wurde, vollständig aus Polen stammt. Im Fall von Steinkohle aus der früheren Sowjetunion wurde angenommen, dass die Steinkohle vollständig aus Russland stammt.

Tabelle 27 zeigt die Herkunft von 97% der in Deutschland verbrauchten Steinkohle sowie den nach dem unteren Heizwert (H_{u}) gewichteten Anteil.

Tabelle 27: Steinkohleverbrauch in Deutschland 2008 nach Herkunft sowie gewichtete Anteile

	[t]	H _u [GJ/t]	PJ	Anteil	Hu (GJ/t) [BGR 2003]
Deutschland	17079	29,40	502	0,299	27,55
Polen	8168	25,95	212	0,126	24,91
Russland	8168	24,96	204	0,121	23,45
Norwegen	1733	28,10	49	0,029	23,45
USA	5446	27,46	150	0,089	25,20
Kanada	1733	27,46	48	0,028	27,84
Kolumbien	5693	25,13	143	0,085	27,55
Südafrika	8168	24,60	201	0,120	24,91
Australien	5693	25,23	144	0,085	26,38
China	743	23,50	17	0,010	21,10
Indonesien	396	25,13	10	0,006	19,05
Venezuela	99	25,13	2	0,001	23,45
Summe	63119	26,64	1681	1,000	27,55

Die in [BGR 2003] angegebenen Werte für den unteren Heizwert weichen von den in [GEMIS 2010] und [SFT 2006] angegebenen Werten ab. In [BGR 2003] sind allerdings keine Angaben über den Kohlenstoffgehalt verfügbar. Der untere Heizwert und der Kohlstoffgehalt der Steinkohle wurden daher aus [GEMIS 2010] entnommen.

Abbildung 40 zeigt die Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung von Steinkohle aus verschiedenen Regionen für die Steinkohleversorgung in Deutschland sowie den nach dem unteren Heizwert gewichteten Mix.

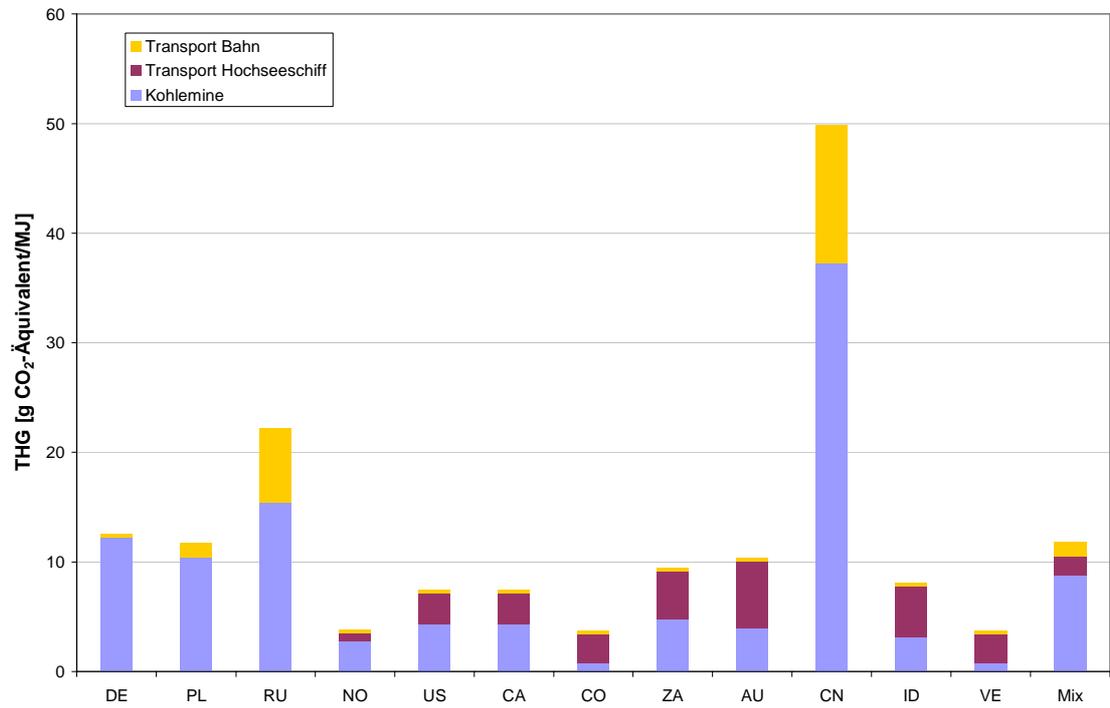


Abbildung 40: Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung von Steinkohle aus verschiedenen Regionen für Verbraucher in Deutschland aufgeteilt in einzelne Prozessschritte

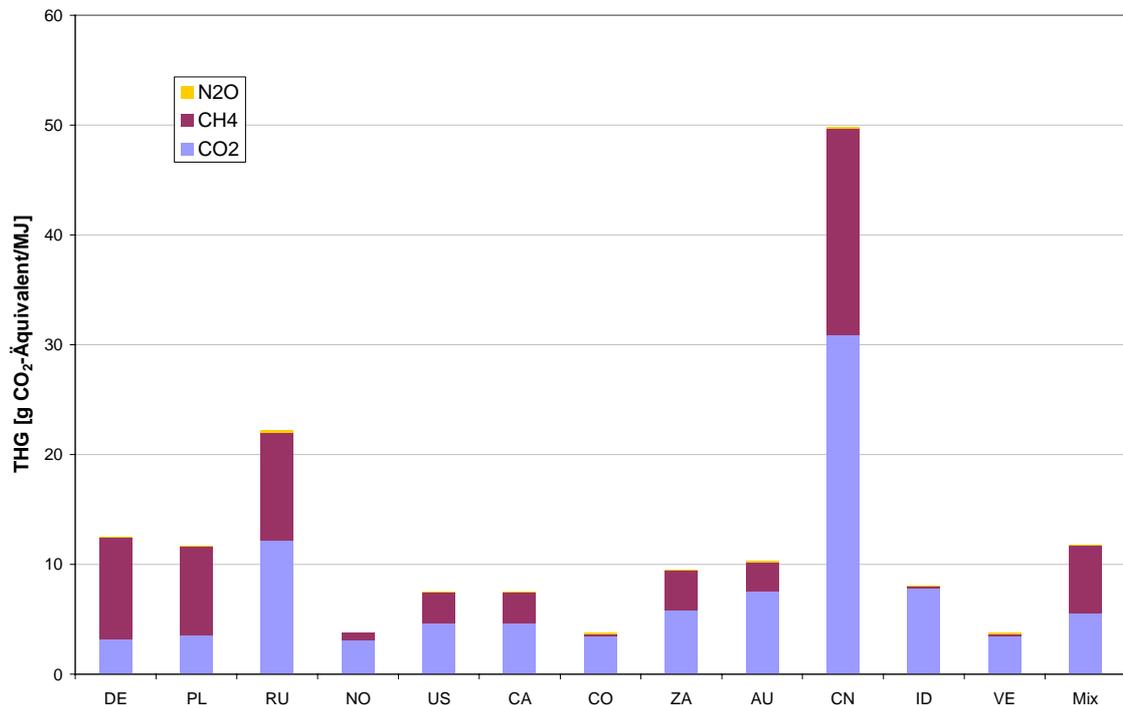


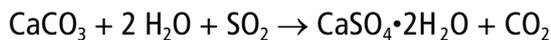
Abbildung 41: Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung von Steinkohle aus verschiedenen Regionen für Verbraucher in Deutschland aufgeteilt in die unterschiedlichen Treibhausgase

Die hohen Treibhausgasemissionen für Steinkohle aus chinesischen Kohleminen resultieren zu einem erheblichen Teil aus unkontrollierten Kohlebränden. Dazu kommen noch Methanemissionen und Treibhausgasemissionen aus dem Transport nach Europa per Bahn über eine Entfernung von 9000 km. Die Bahn verläuft hauptsächlich durch Russland. Der Strom für den Betrieb der Bahn wird aus dem russischen Stromnetz bezogen. Relative hohe Methanemissionen fallen auch bei der Steinkohleförderung in Deutschland, Polen und Russland an.

3.5.1.2 Nutzung

Die Steinkohle wird in einem modernen Steinkohlekraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 46% eingesetzt. Die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung liegen je nach eingesetzter Steinkohle zwischen 709 und 804 g pro kWh Strom. Zusätzlich wird CO₂ in der Rauchgasentschwefelung frei aus.

In Europa hat sich die Rauchgasentschwefelung über die Zugabe von Kalkstein (CaCO_3) durchgesetzt [Ecoinvent 2007]. Die Rauchgasentschwefelung über die Zugabe von Kalkstein verläuft nach folgender Reaktionsgleichung:



Aus der Reaktionsgleichung ergibt sich, dass 1,56 kg CaCO_3 pro kg SO_2 benötigt werden und 0,69 kg CO_2 pro kg SO_2 produziert werden.

Beim Steinkohlekraftwerk Krefel-Uerdingen wird durch Einsatz einer Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) die Emission von SO_2 auf 0,397 g pro kWh Strom begrenzt. Es wurde angenommen, dass die 0,397 g SO_2 pro kWh unabhängig von der SO_2 -Konzentration im Rohgas erreicht wird. Daraus ergeben sich in Abhängigkeit vom Schwefelgehalt der eingesetzten Steinkohle unterschiedliche CO_2 -Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung.

Tabelle 28: CaCO_3 -Verbrauch und CO_2 -Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung

	DE	PL	RU	NO	US/CA	CO/VE/ID	ZA	AU	CN
SO_2 Rohgas									
g/MJ	0,612	0,770	0,400	0,795	0,728	0,795	0,569	0,713	0,808
g/kWh _{el}	4,786	6,026	3,133	6,223	5,693	6,223	4,449	5,579	6,321
SO_2 Reingas									
g/kWh _{el}	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397
Verbrauch CaCO_3									
kg/(kg SO_2)	0,00156	0,00156	0,00156	0,00156	0,00156	0,00156	0,00156	0,00156	0,00156
kg/kWh _{el}	0,00685	0,00878	0,00427	0,00909	0,00826	0,00909	0,00632	0,00808	0,00924
CO_2 aus Rauchgasentschwefelungsanlage									
g/(g SO_2)	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
g/kWh _{el}	3,0	3,9	1,9	4,0	3,7	4,0	2,8	3,6	4,1

Darüber hinaus wurden die Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung des verbrauchten CaCO_3 berücksichtigt.

Bei Steinkohlekraftwerken mit DeNO_x-Anlage liegen die N₂O-Emissionen bei etwa 0,004 g pro MJ verbrannte Steinkohle [Ecoinvent 2007]. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 46% ergeben sich daraus etwa 0,031 g N₂O pro kWh Strom.

Die Reduktion der NO_x-Emissionen erfolgt bei Steinkohlekraftwerken in der Regel über selektive katalytische Reduktion (SCR: „Selective Catalytic Reduction“). Als Reduktionsmittel wird NH₃ verwendet. Die Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung

des NH_3 wurden berücksichtigt. Nach [Ecoinvent 2007] werden etwa 0,3 kg NH_3 pro kg NO_x benötigt. Durch SCR wird eine Reduktion der NO_x -Emission von 80 bis 90% erreicht.

3.5.1.3 Emissionen Bereitstellung und Nutzung

Abbildung 42 zeigt die Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle in einem Kohlekraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 46%.

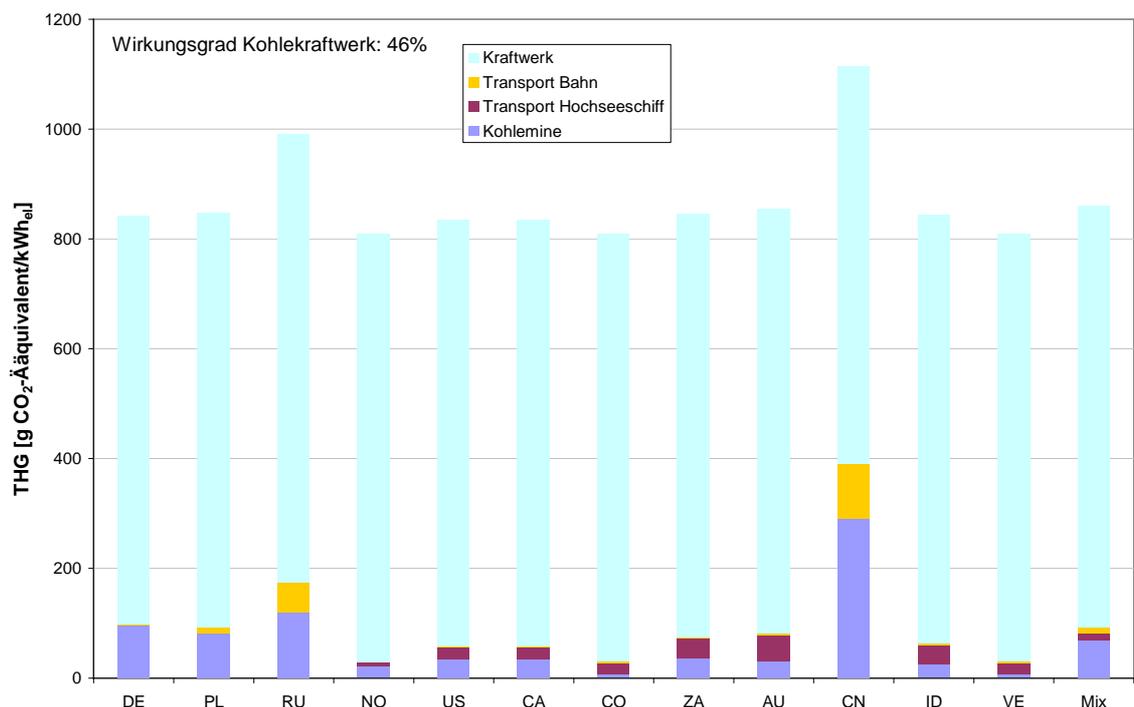


Abbildung 42: Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle in einem Kohlekraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 46%

Der Großteil der Treibhausgasemissionen fällt bei der Verbrennung der Steinkohle an. Im Fall von Steinkohle aus Russland und vor allem aus China trägt die Bereitstellung jedoch einen erheblichen Anteil zu den Treibhausgasemissionen bei.

3.5.2 Braunkohle

Die Braunkohlekraftwerke befinden sich in unmittelbarer Nähe der Kohlemine. Die geförderte Braunkohle wird über eine Kohlebandanlage zum Kraftwerk transportiert. Daher wird auch der Strombedarf der Braunkohleförderung mit Strom aus Braunkohlekraftwerken gedeckt.

Es wird ein modernes Braunkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von etwa 45% angenommen auf Basis der Daten des Braunkohlekraftwerks mit optimierter Anlagentechnik (BOA) in Niederaußen [Iven 2006].

Abbildung 43 zeigt die Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung und Nutzung von Braunkohle in einem modernen Braunkohlekraftwerk.

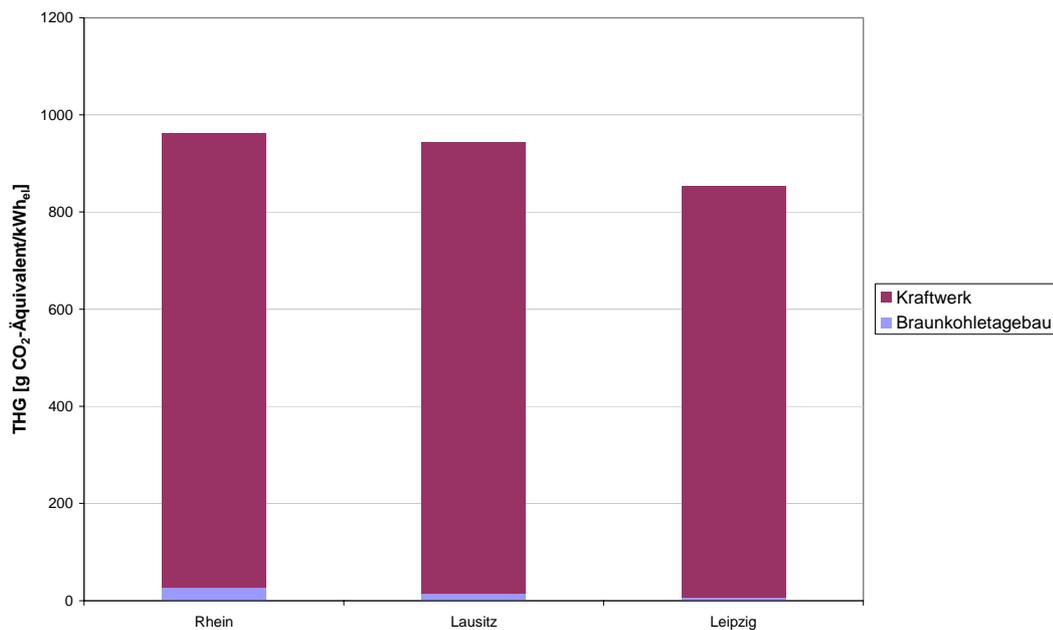


Abbildung 43: Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung und Nutzung von Braunkohle in Deutschland

Die Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung von Braunkohle sind niedrig. Der Großteil der Treibhausgasemissionen fällt bei der Nutzung der Braunkohle im Kraftwerk an. Die bei der Verbrennung von Braunkohle entstehenden CO₂-Emissionen weisen eine relativ große Bandbreite auf. Die CO₂-Emissionen bei der Verbrennung von Braunkohle liegen nach [GEMIS 2010] zwischen 370 und 417 g pro kWh Braunkohle, was bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 45% zu CO₂-Emissionen von 820 bis 930 g pro kWh Strom führt.

Zusätzlich entsteht CO₂ aus der Reaktion von SO₂ mit CaCO₃ in der Rauchgasentschwefelung (siehe Kapitel 3.5.1.2). Es wurde angenommen, dass unabhängig vom Schwefelgehalt der eingesetzten Braunkohle die SO₂-Emissionen durch Einsatz einer Rauchgasentschwefelung auf 0,353 g pro kWh Strom begrenzt werden.

Bei Braunkohlekraftwerken mit DeNO_x-Anlage liegen die N₂O-Emissionen bei etwa 0,0034 g pro MJ verbrannte Steinkohle [Econinvent 2007]. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 45% ergeben sich daraus etwa 0,027 g N₂O pro kWh Strom.

3.6 Emission von Luftschadstoffen

3.6.1 Steinkohle

3.6.1.1 Bereitstellung

Abbildung 44 zeigt die NMVOC-Emissionen aus der Bereitstellung von Steinkohle für Verbraucher in Deutschland.

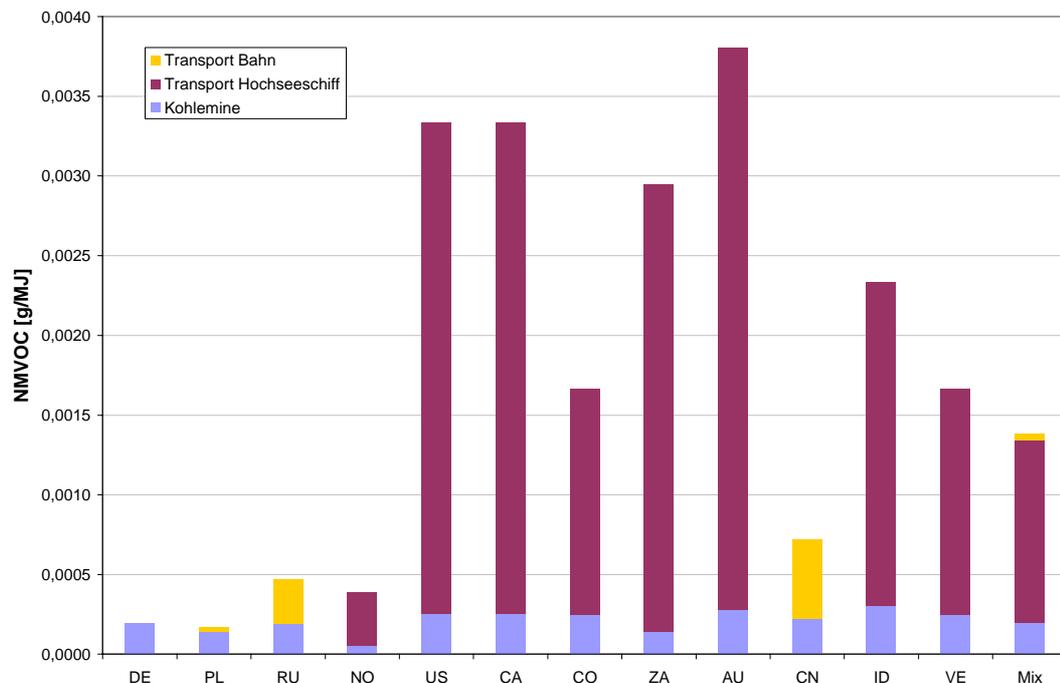


Abbildung 44: NMVOC-Emissionen bei der Bereitstellung von Steinkohle aus verschiedenen Regionen für Verbraucher in Deutschland

Die Emission an flüchtigen Nichtmethankohlenwasserstoff-Verbindungen (NMVOC) ist gering. Zum Vergleich dazu betragen die NMVOC-Emissionen bei einem PKW, der die ab 2015 geltenden Grenzwerte „Euro 6“ einhält (0,068 g/km) und einen Kraftstoffverbrauch von 1,90 MJ/km aufweist (ca. 5,9 l Benzin pro 100 km) etwa 0,129 g NMVOV pro MJ verbranntes Benzin.



Abbildung 45 und Abbildung 46 zeigen die Emissionen von NO_x und SO_2 aus der Bereitstellung von Steinkohle für Verbraucher in Deutschland. Abbildung 47 zeigt die daraus resultierende Versauerung, Abbildung 48 die daraus resultierende Eutrophierung.

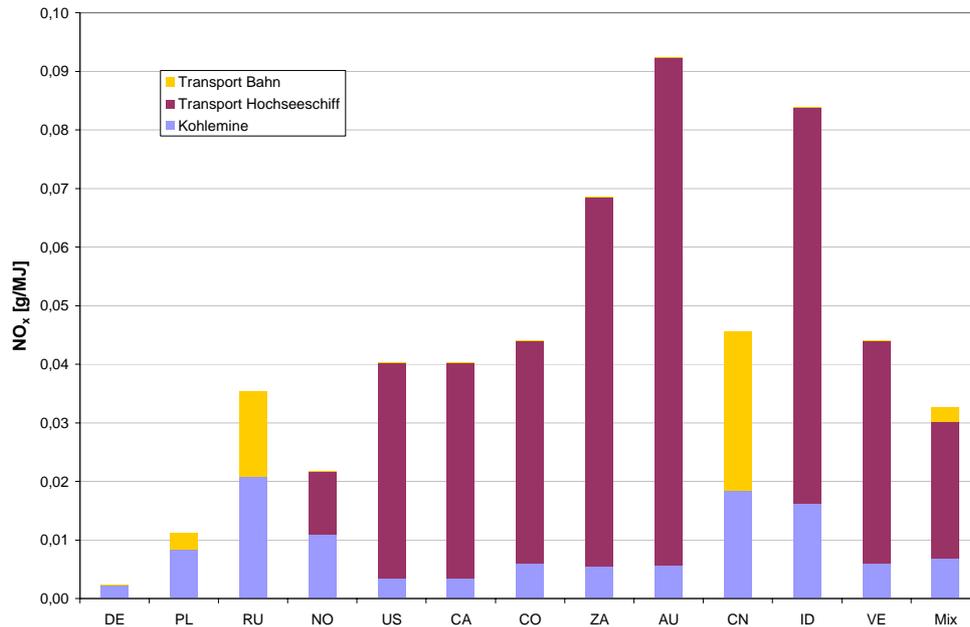


Abbildung 45: NO_x-Emissionen bei der Bereitstellung von Steinkohle aus verschiedenen Regionen für Verbraucher in Deutschland

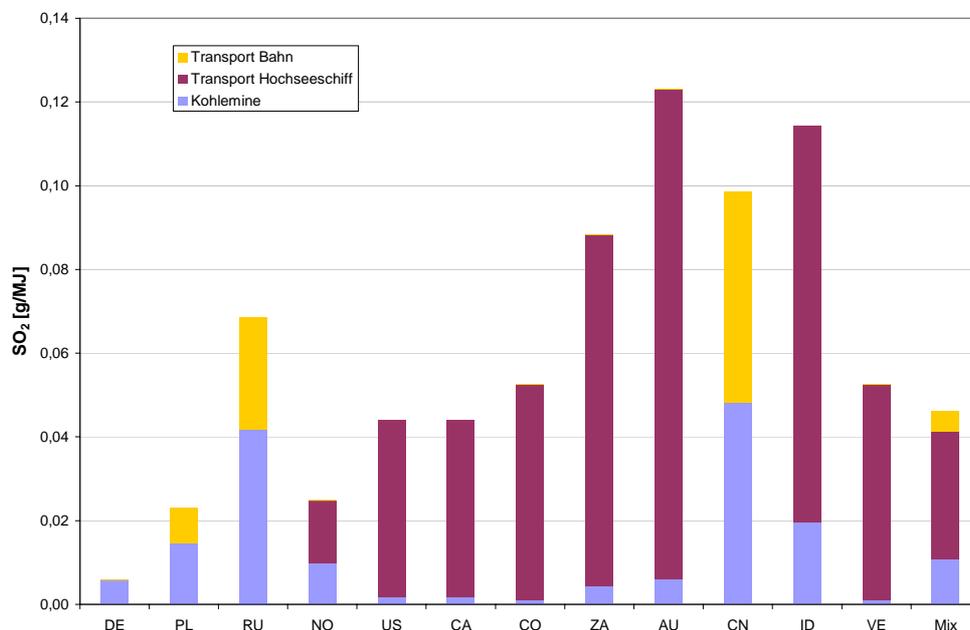


Abbildung 46: SO₂-Emissionen bei der Bereitstellung von Steinkohle aus verschiedenen Regionen für Verbraucher in Deutschland

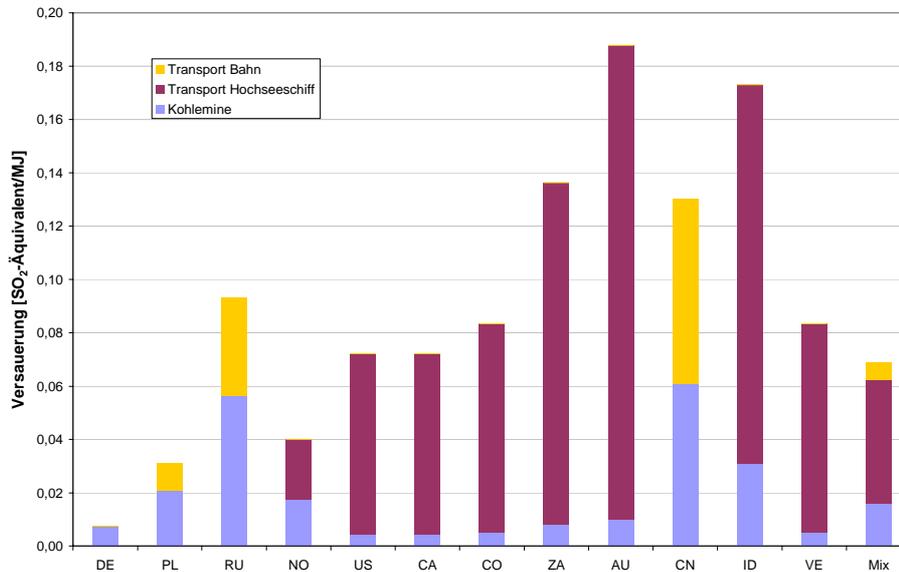


Abbildung 47: Versauerung bei der Bereitstellung von Steinkohle aus verschiedenen Regionen für Verbraucher in Deutschland

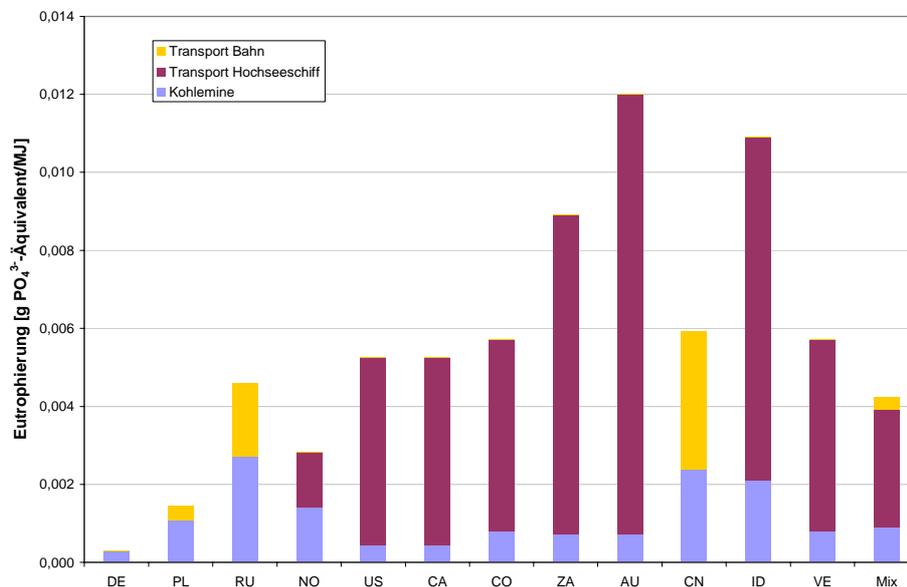


Abbildung 48: Eutrophierung aus der Emission von NO_x bei der Bereitstellung von Steinkohle aus verschiedenen Regionen für Verbraucher in Deutschland

Die Bereitstellung von Steinkohle führt zum Teil zu sehr hohen Emissionen an Stickoxiden (NO_x und SO_2) und damit verbundener Versauerung. Ein erheblicher Anteil stammt dabei aus dem Betrieb von Schiffsmotoren (Steinkohle aus USA, Kanada, Kolumbien, Südafrika, Australien und Venezuela) und der Emissionen aus der Stromerzeugung für die Bereitstellung des Stroms für den Betrieb der Güterbahn (Steinkohle aus Russland und China). Hohe NO_x - und SO_2 -Emissionen entstehen darüber hinaus bei der Förderung von Steinkohle in Russland und in China aufgrund hoher Emissionen der Kraftwerke für die Stromerzeugung.

Abbildung 49 zeigt die CO-Emissionen aus der Bereitstellung von Steinkohle für Verbraucher in Deutschland.

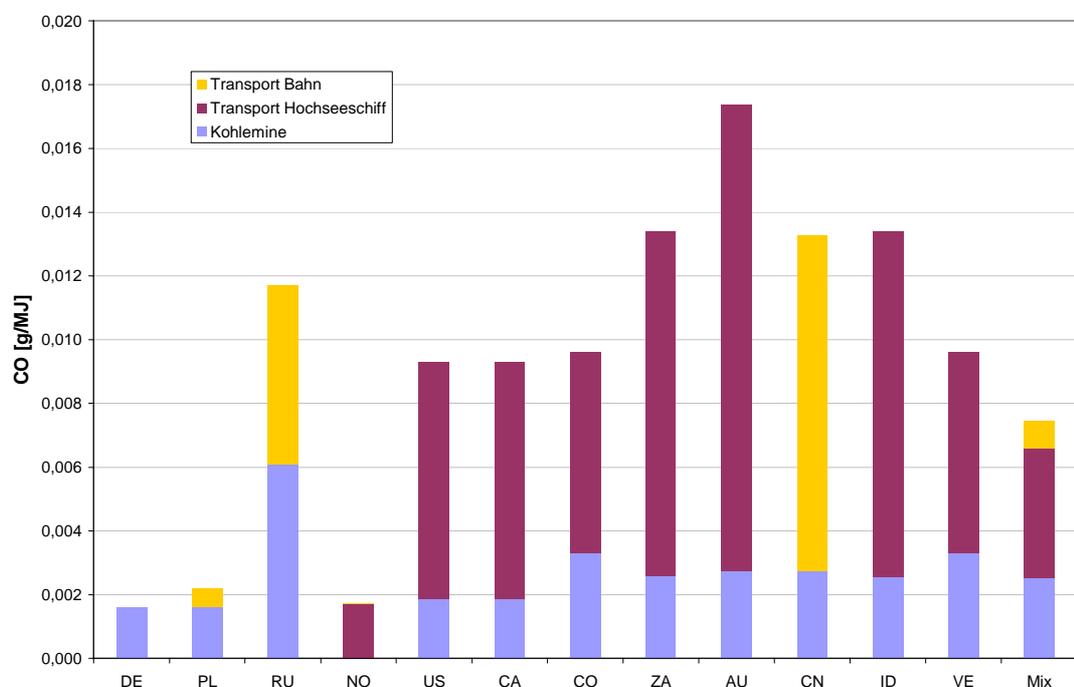


Abbildung 49: CO-Emissionen bei der Bereitstellung von Steinkohle aus verschiedenen Regionen für Verbraucher in Deutschland

Die CO-Emissionen sind bei der Bereitstellung von Steinkohle gering. Zum Vergleich dazu betragen die CO-Emissionen bei einem PKW, der die ab 2015 geltenden Grenzwerte „Euro 6“ einhält (1,000 g/km) und einen Kraftstoffverbrauch von 1,90 MJ/km aufweist (ca. 5,9 l Benzin pro 100 km) etwa 1,9 g CO pro MJ verbranntes Benzin.

Abbildung 50 zeigt die Emission von Staub und Partikeln aus der Bereitstellung von Steinkohle für Verbraucher in Deutschland.

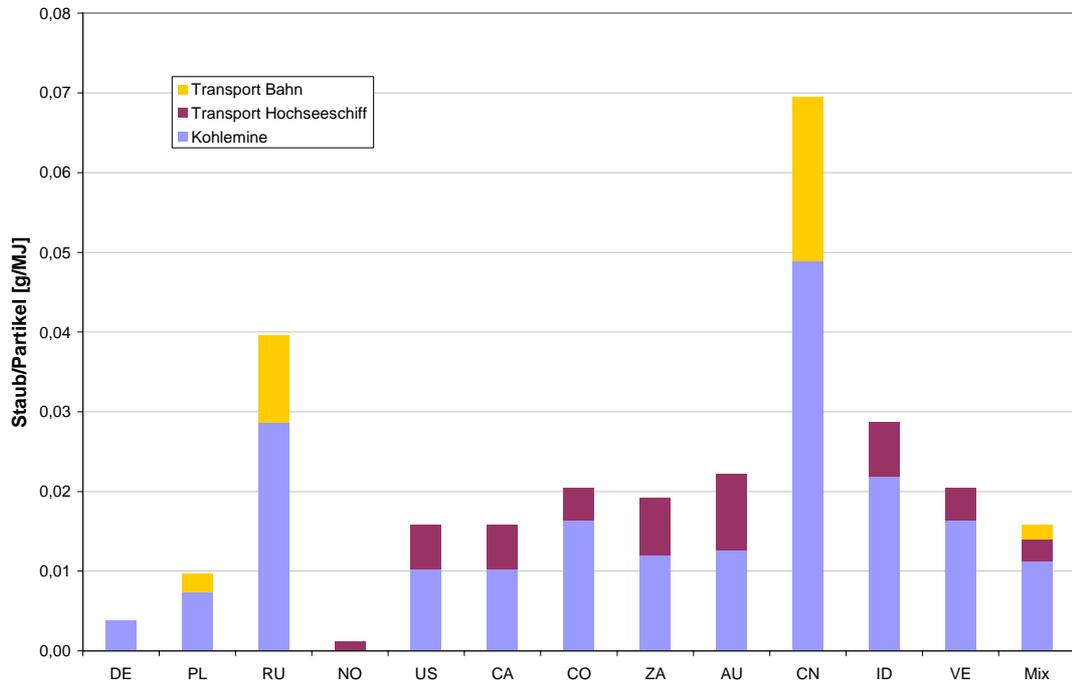


Abbildung 50: Emissionen an Staub und Partikeln bei der Bereitstellung von Steinkohle aus verschiedenen Regionen für Verbraucher in Deutschland

Sehr hohe Staub- und Partikelemissionen ergeben sich aus der Bereitstellung von Steinkohle aus Russland und China. Grund sind die hohen Emissionen an Staub und Partikeln bei der Stromerzeugung in Russland und China.

3.6.1.2 Nutzung

Für die Nutzung wird ein modernes Steinkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 46% angenommen. Die Schadstoffemissionen basieren auf dem geplanten Steinkohlekraftwerk Krefeld-Uerdingen [Currenta 2009].

Tabelle 29: Steinkohlekraftwerk Krefeld-Uerdingen

Elektrische Leistung (netto)	750 MW
Elektrischer Wirkungsgrad (netto)	46%
Emissionen	
CO	0,056 g/kWh _{el}
NO _x	0,295 g/kWh _{el}
SO ₂	0,397 g/kWh _{el}
Staub	0,021 g/kWh _{el}

Die Bereitstellung von Kalkstein (CaCO₃) für die Rauchgasentschwefelung und die Bereitstellung von NH₃ für die SCR-Anlage führt zusätzlich zur Emission von Schadstoffen.

3.6.1.3 Emissionen Bereitstellung und Nutzung

Abbildung 51 zeigt die NMVOC-Emissionen bei der Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle in einem modernen Steinkohlekraftwerk wie in Tabelle 29 beschrieben.

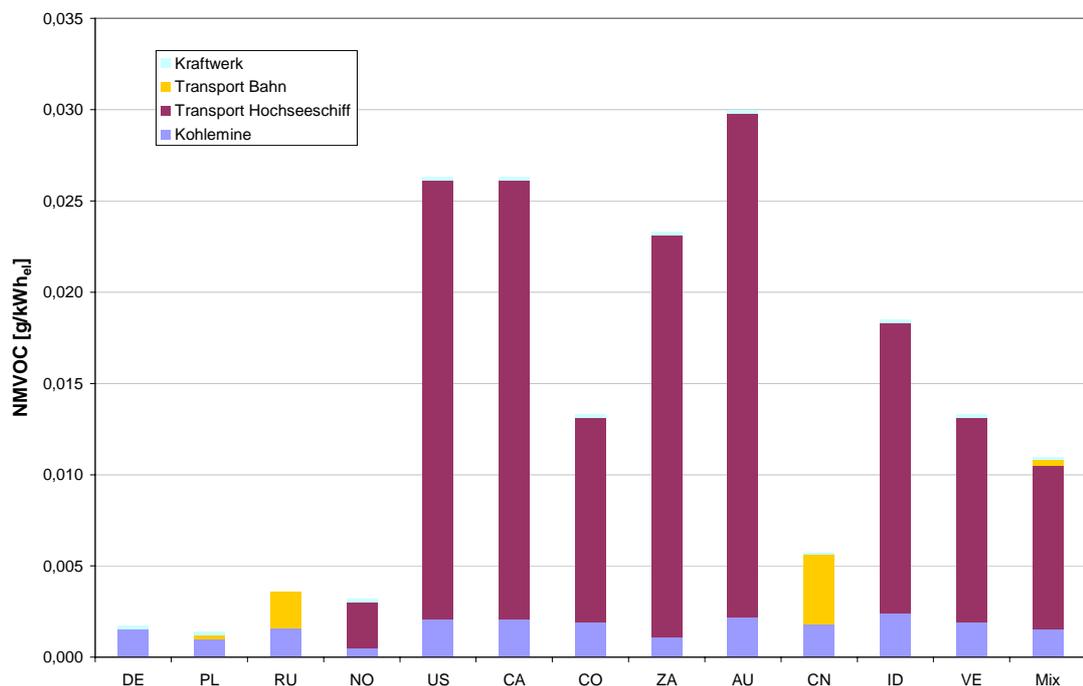


Abbildung 51: NMVOC-Emissionen aus der Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle in einem Kohlekraftwerk



In [Currenta 2009] werden für das Kraftwerk selbst keine NMVOC-Emissionen angegeben. Sowohl NMVOC als auch CO stammen aus unvollständigen Verbrennungsprozessen. Dabei liegen die CO-Emissionen in der Regel um ein Vielfaches über den NMVOC-Emissionen. Die CO-Emissionen des in [Currenta 2009] beschriebenen Kraftwerks sind mit 0,056 g pro kWh Strom sehr niedrig. Daraus kann geschlossen werden, dass die NMVOC-Emissionen am Standort des Kraftwerks weit darunter liegen.

Abbildung 52 und Abbildung 53 zeigen die Emissionen von NO_x und SO_2 bei der Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle.

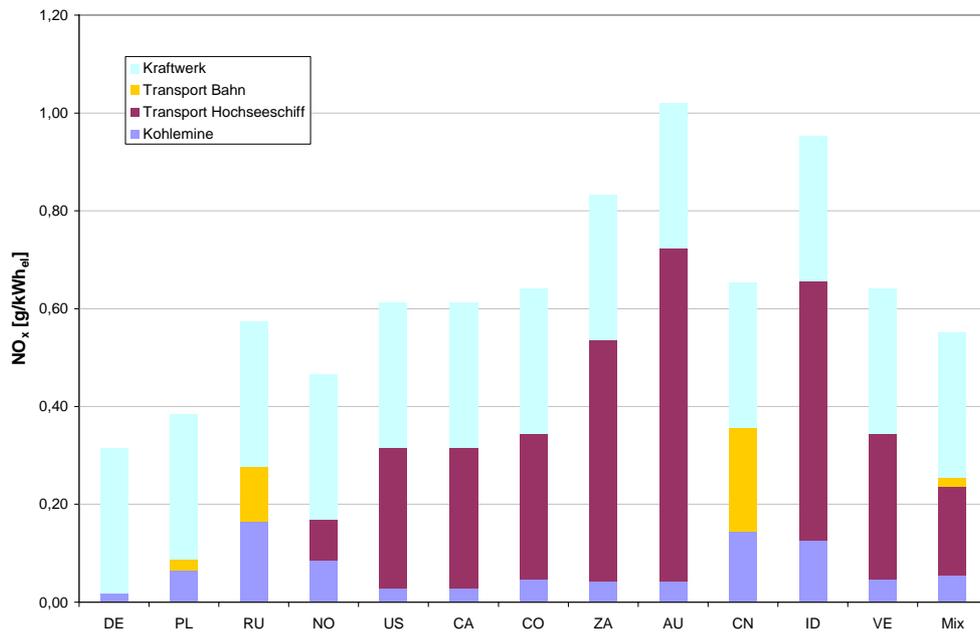


Abbildung 52: NO_x-Emissionen aus der Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle in einem Kohlekraftwerk

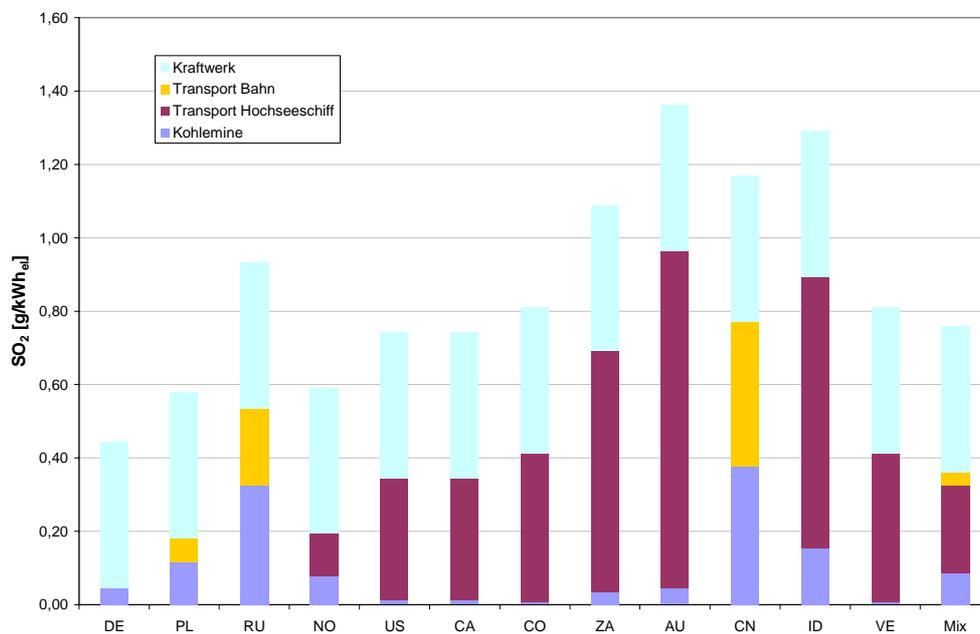


Abbildung 53: SO₂-Emissionen aus der Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle in einem Kohlekraftwerk

Die Bereitstellung von Steinkohle hat zum Teil einen sehr hohen Anteil an den Emissionen von Stickoxiden (NO_x und SO_2) über die gesamte Kette von der Kohleförderung bis zur Nutzung in einem modernen Steinkohlekraftwerk mit guter Abgasreinigung. Ein erheblicher Anteil stammt dabei aus dem Betrieb von Schiffsmotoren (Steinkohle aus USA, Kanada, Kolumbien, Südafrika, Australien und Venezuela) und der Emissionen aus der Stromerzeugung für die Bereitstellung des Stroms für den Betrieb der Güterbahn (Steinkohle aus Russland und China). Hohe NO_x - und SO_2 -Emissionen entstehen darüber hinaus bei der Förderung von Steinkohle in Russland und in China aufgrund hoher Emissionen der Kraftwerke für die Stromerzeugung.

Abbildung 54 und Abbildung 55 zeigen die aus der Emission von NO_x und SO_2 resultierende Versauerung und Eutrophierung.

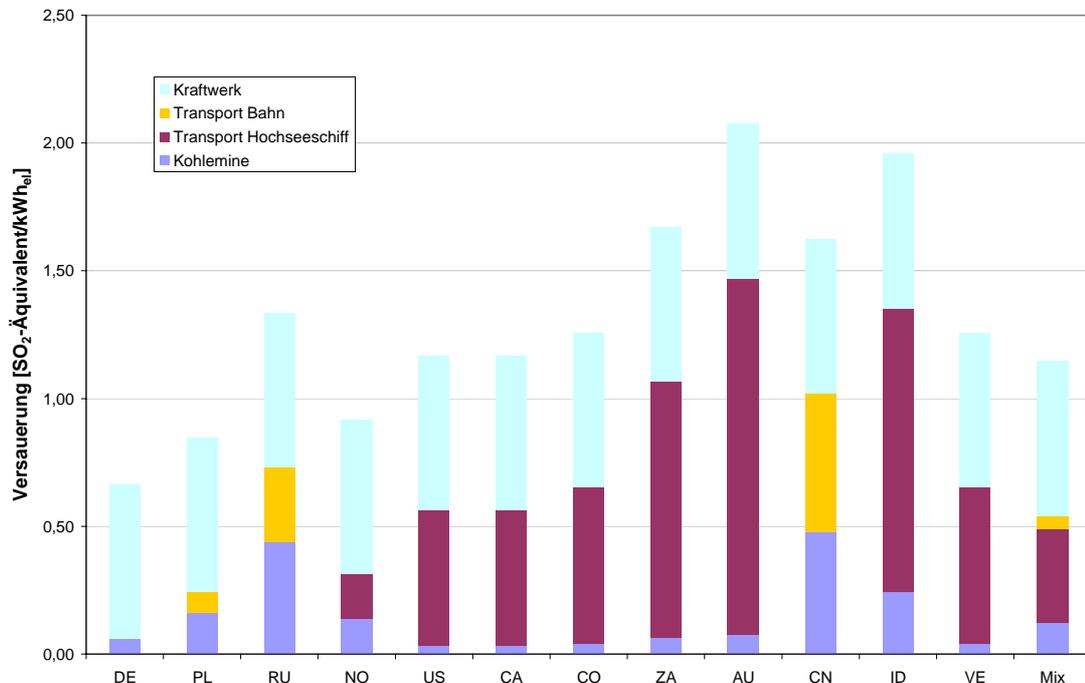


Abbildung 54: Versauerung aus der Emission von NO_x und SO_2 aus der Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle in einem Kohlekraftwerk

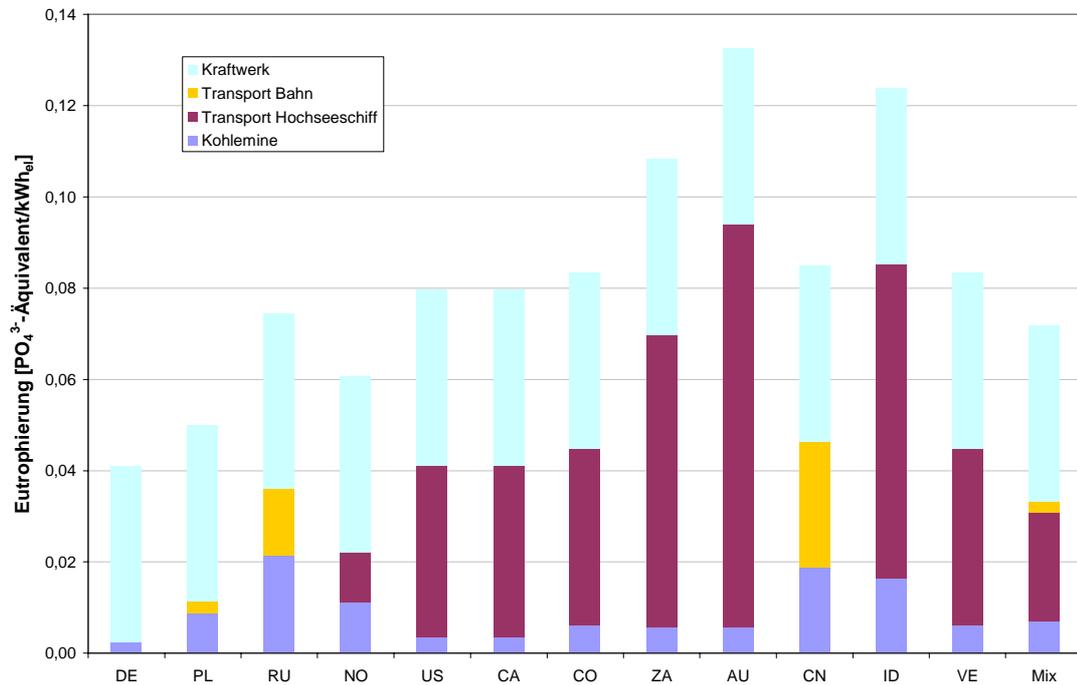


Abbildung 55: Eutrophierung aus der Emission von NO_x aus der Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle in einem Kohlekraftwerk

Abbildung 56 zeigt die CO_2 -Emissionen bei der Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle in einem modernen Steinkohlekraftwerk wie in Tabelle 29 beschrieben.

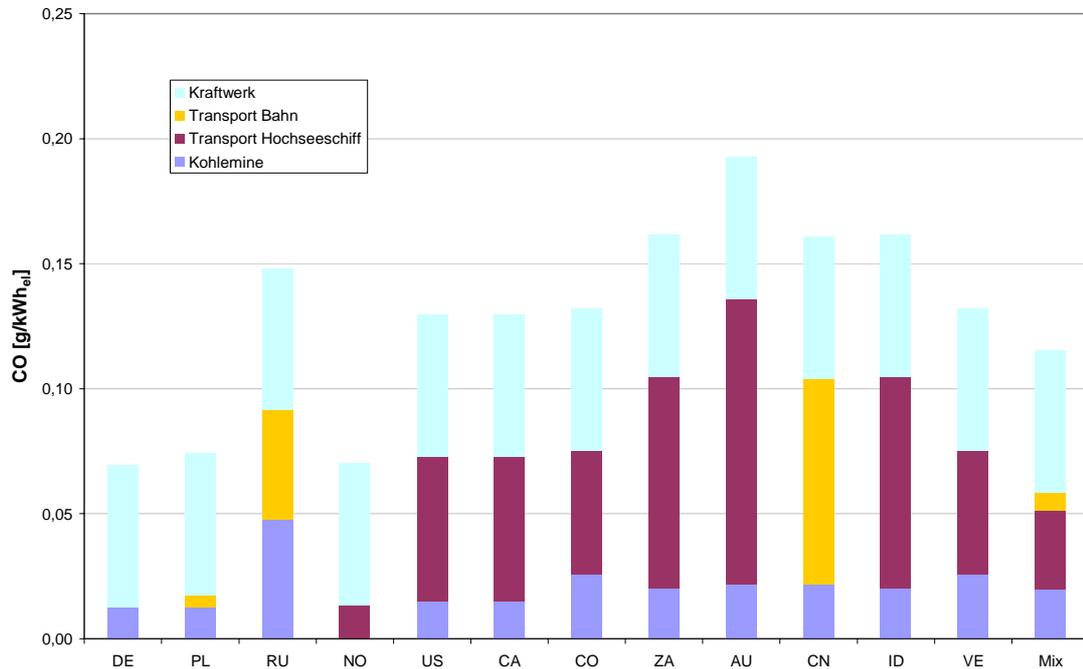


Abbildung 56: CO-Emissionen aus der Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle in einem Kohlekraftwerk

Abbildung 57 zeigt die Emission von Staub und Partikeln bei der Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle in einem modernen Steinkohlekraftwerk wie in Tabelle 29 beschrieben.

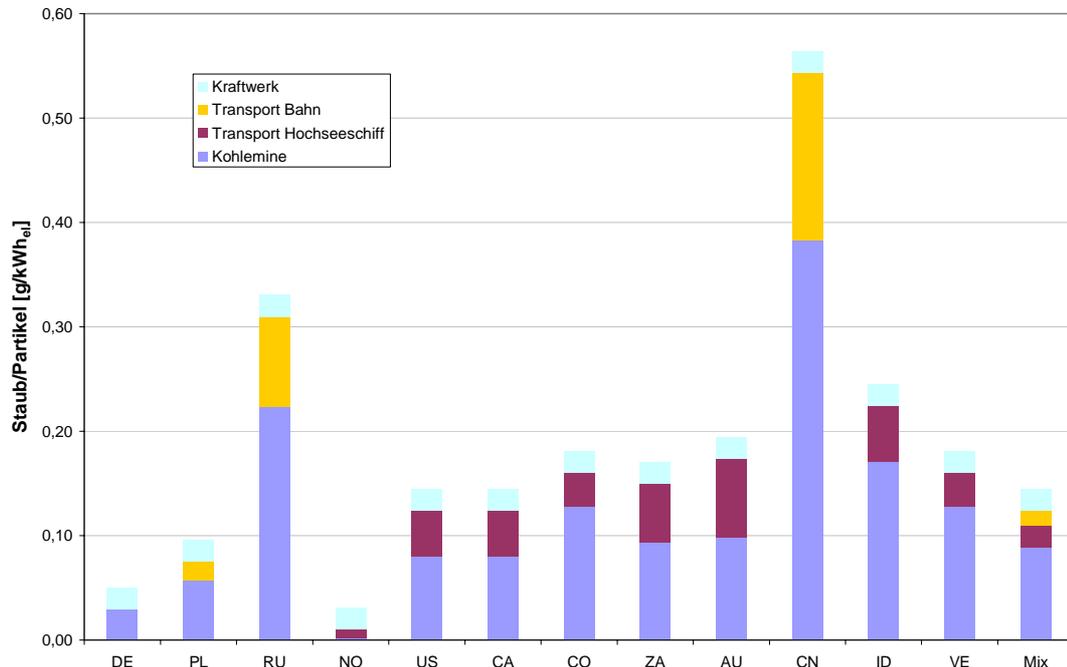


Abbildung 57: Emission von Staub und Partikeln aus der Bereitstellung und Nutzung von Steinkohle in einem Kohlekraftwerk

3.6.2 Braunkohle

Die Braunkohlekraftwerke befinden sich in unmittelbarer Nähe der Kohlemine. Die geförderte Braunkohle wird über eine Kohlebandanlage zum Kraftwerk transportiert. Daher wird auch der Strombedarf der Braunkohleförderung mit Strom aus Braunkohlekraftwerken gedeckt. Für die Nutzung wird ein modernes Braunkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 45% angenommen. Die Schadstoffemissionen basieren auf einem Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BOA) in Niederaußen [Iven 2006].

Tabelle 30: Braunkohlekraftwerk BoA Niederau0en

Elektrische Leistung (netto)	980 MW
Elektrischer Wirkungsgrad (netto)	45%
Emissionen	
CO	0,053 g/kWh _{el}
NO _x	0,477 g/kWh _{el}
SO ₂	0,353 g/kWh _{el}
Staub	0,035 g/kWh _{el}

Die Bereitstellung von Kalkstein (CaCO₃) führt zusätzlich zur Emission von Schadstoffen. Bei Braunkohlekraftwerken werden die in Tabelle 30 angegebenen NO_x-Emissionswerte durch feuerungstechnische Primärmaßnahmen erreicht. Daher ist kein NH₃ für die Entstickung erforderlich.

Abbildung 58 zeigt die Emission von NO_x und SO₂ sowie die daraus resultierende Versauerung bei der Bereitstellung und Nutzung von Braunkohle in einem Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA).

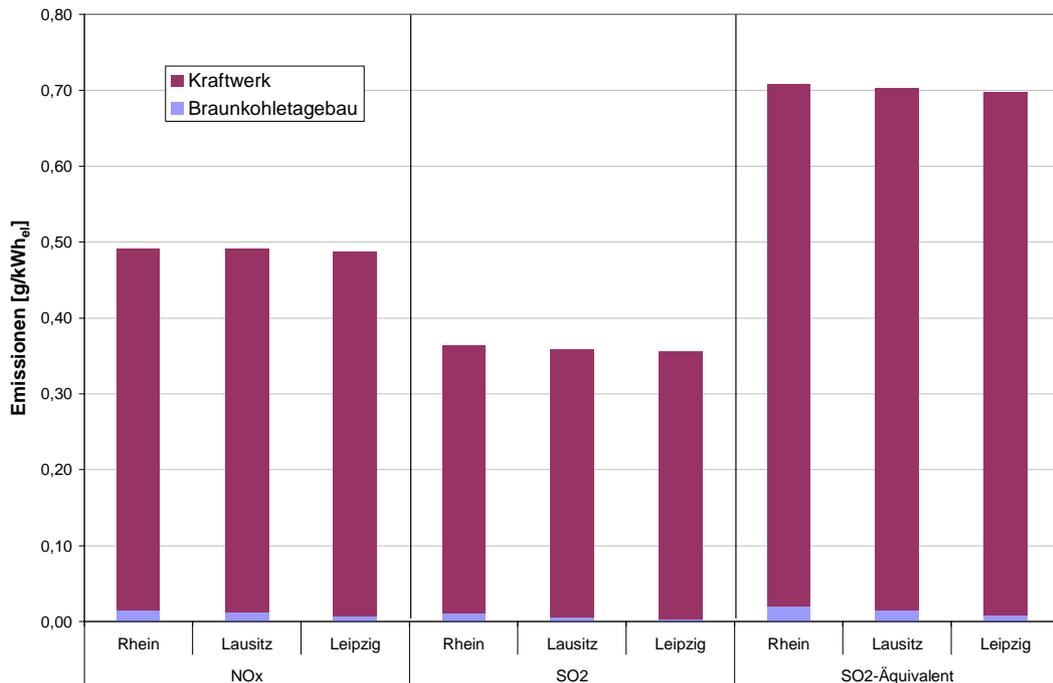


Abbildung 58: Emission von NO_x und SO₂ sowie daraus resultierende Versauerung aus der Bereitstellung und Nutzung von Braunkohle in einem Kraftwerk

Abbildung 59 zeigt die aus der Emission von NO_x resultierende Eutrophierung aus der Bereitstellung und Nutzung von Braunkohle in einem Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA).

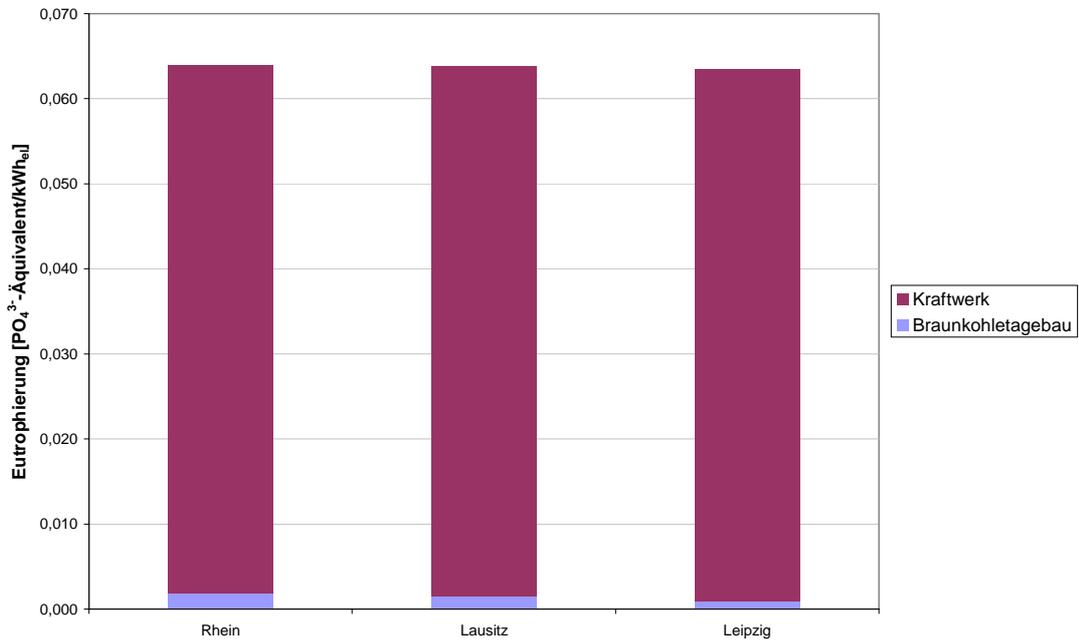


Abbildung 59: Eutrophierung aus der Emission von NO_x aus der Bereitstellung und Nutzung von Braunkohle in einem Kraftwerk

Abbildung 60 zeigt die Emission von NMVOC, CO sowie Staub und Partikel bei der Bereitstellung und Nutzung von Braunkohle in einem Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA).

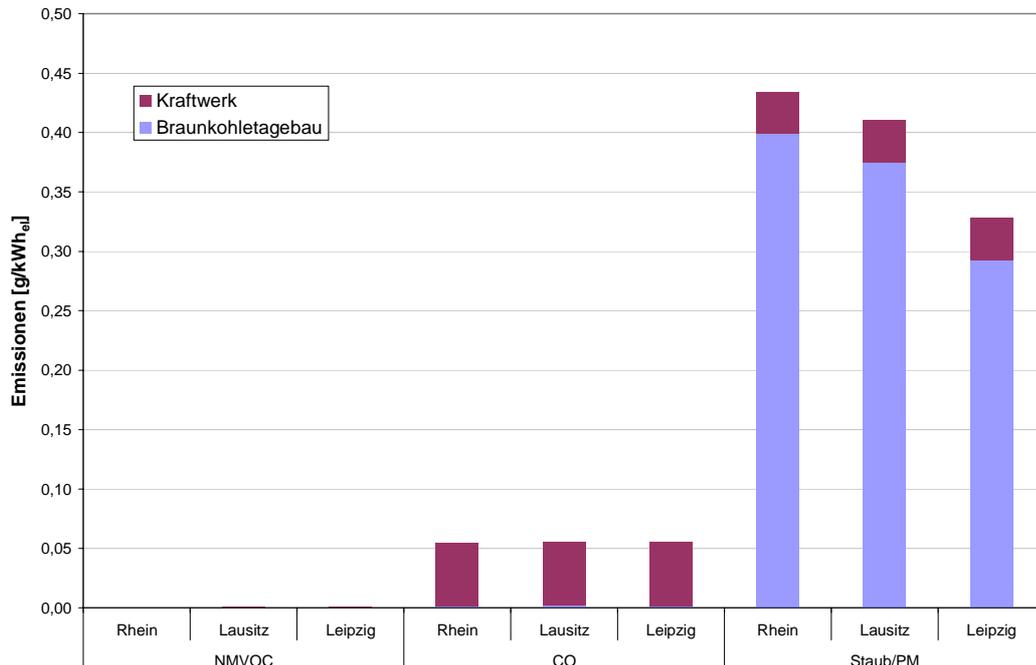


Abbildung 60: Emission von NMVOC, CO sowie Staub und Partikel aus der Bereitstellung und Nutzung von Braunkohle in einem Kraftwerk

Die Emission von NMVOC und CO liegt auf sehr niedrigem Niveau. Relativ hoch sind die Emissionen von Staub und Partikeln. Der Braunkohletagebau trägt dabei zu einem Großteil der Emissionen von Staub und Partikeln bei.

3.7 Emission toxischer Spurenelemente

3.7.1 Steinkohle

Bei der Verbrennung werden in der Steinkohle gebundene toxische Elemente wie Arsen (As), Blei (Pb), Cadmium (Cd), Quecksilber (Hg) und Thallium (Tl) freigesetzt. Für die Berechnung der Emissionen werden die Elementgehalte von typischer Steinkohle nach [Ecoinvent 2007] verwendet (Tabelle 31).

Tabelle 31: Elementgehalte von typischer Steinkohle nach [Ecoinvent 2007]

		g/t *
Arsen	As	10,0
Blei	Pb	20,0
Cadmium	Cd	1,00
Quecksilber	Hg	0,10
Thallium	Tl	3,00

* 6% Wassergehalt, 8% Aschegehalt, $H_u = 29$ MJ/kg

Nach [Ecoinvent 2007] hängt die Emission von partikelgebundenen Substanzen vom Gehalt der Elemente, dem Aschegehalt, der Güte der Rauchgasreinigung, dem Anreicherungsfaktor des Elements, dem Transferkoeffizient des Elements in den partikelförmigen Emissionen (Verflüchtigungsrate) und dem Abreicherungsfaktor des Elements in der Rauchgasentschwefelung ab. Die Berechnung der Emission eines partikelgebundenen Elements wurde nach der gleichen Formel berechnet wie die Emission radioaktiver Substanzen (Kapitel 3.4.1).

Die Emission an Staub und Partikeln insgesamt aus Angaben für das geplante Steinkohlekraftwerk Krefeld-Uerdingen mit 20,7 mg pro kWh Strom abgeleitet. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt 46%.

Tabelle 32: Anreicherungs-, Transfer-, und Abreicherungskoeffizienten für einige toxische Spurenelemente in Steinkohlekraftwerken [Ecoinvent 2007]

	Element	AF_{SE}	$TK_{SE, Gas}$	$DF_{SE, REA}$
Arsen	As	5,5	0,005	0,40
Blei	Pb	6	0	0
Cadmium	Cd	7	0	0
Quecksilber	Hg	0	0,9	0,56
Thallium	Tl	3	0	0,50

Quecksilber wird zu einem Großteil in den gasförmigen Zustand übergeführt. Ein Teil des Quecksilbers wird in der Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) zurückgehalten. Abbildung 61 zeigt die spezifische Emission toxischer Spurenelemente aus einem Steinkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 46%.

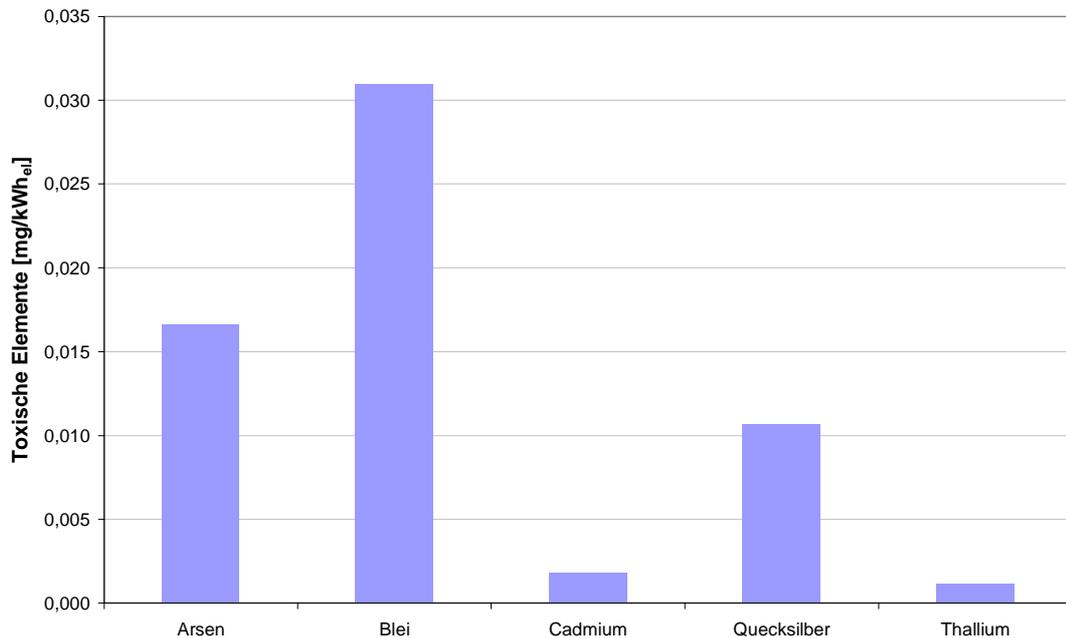


Abbildung 61: Emission toxischer Spurenelemente aus einem Steinkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 46%

Die Emission an Quecksilber (Hg) aus einem modernen Steinkohlekraftwerk kann verglichen werden mit der Freisetzung von Quecksilber aus unsachgemäßer Entsorgung von Kompaktleuchtstofflampen. Die Lebensdauer einer Kompaktleuchtstofflampe kann mit 15000 h angenommen werden. Eine Kompaktleuchtstofflampe mit einer Leistungsaufnahme von 15 W ersetzt eine konventionelle Glühlampe mit 60 W. Daraus ergibt sich über die Lebensdauer der Kompaktleuchtstofflampe eine Einsparung von 675 kWh, was zu einer Vermeidung von etwa 7,2 mg Hg führt. Der Hg-Gehalt von Kompaktleuchtstofflampen beträgt nach Richtlinie 2002/95/EG – RoHS maximal 5 mg. Im Mittel beträgt der Hg-Gehalt von Kompaktleuchtstofflampen etwa 2,5 mg. Somit würde sich im Fall von Strom aus Steinkohle selbst beim maximalen Hg-Gehalt und unsachgemäßer Entsorgung der Kompaktleuchtstofflampe noch eine Einsparung an Hg-Emissionen ergeben.

3.7.2 Braunkohle

Bei der Verbrennung werden in der Braunkohle gebundene toxische Elemente wie Arsen (As), Blei (Pb), Cadmium (Cd), Quecksilber (Hg) und Thallium (Tl) freigesetzt. Für die Berechnung der Emissionen werden die Elementgehalte von in Deutschland verbrannter Braunkohle nach [Ecoinvent 2007] verwendet (Tabelle 33).

Tabelle 33: Elementgehalte bezogen auf die Trockensubstanz von in Deutschland verbrannter Braunkohle nach [Ecoinvent 2007]

		g/t
Arsen	As	2,0
Blei	Pb	2,0
Cadmium	Cd	0,05
Quecksilber	Hg	0,10
Thallium	Tl	0,02

Nach [Ecoinvent 2007] hängt die Emission von partikelgebundenen Substanzen vom Gehalt der Elemente, dem Aschegehalt, der Güte der Rauchgasreinigung, dem Anreicherungsfaktor des Elements, dem Transferkoeffizient des Elements in den partikelförmigen Emissionen (Verflüchtigungsrate) und dem Abreicherungsfaktor des Elements in der Rauchgasentschwefelung ab. Die Berechnung der Emission eines partikelgebundenen Elements wurde nach der gleichen Formel berechnet wie die Emission radioaktiver Substanzen (Kapitel 3.4.1).

Die Emission an Staub und Partikeln insgesamt aus Angaben für das Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA) Niederaußen mit 35,3 mg pro kWh Strom abgeleitet. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt etwa 45%.

Tabelle 34: Anreicherungs-, Transfer-, und Abreicherungskoeffizienten für einige toxische Spurenelemente in Braunkohlekraftwerken [Ecoinvent 2007]

	Element	AF _{SE}	TK _{SE, Gas}	DF _{SE, REA}
Arsen	As	5,5	0,005	0,30
Blei	Pb	6	0	0
Cadmium	Cd	7	0	0
Quecksilber	Hg	0	0,9	0,56
Thallium	Tl	3	0	0,50

Quecksilber wird zu einem Großteil in den gasförmigen Zustand übergeführt. Ein Teil des Quecksilbers wird in der Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) zurückgehalten. Abbildung 62 zeigt die spezifische Emission toxischer Spurenelemente aus einem Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA) mit einem elektrischen Wirkungsgrad von etwa 45%.

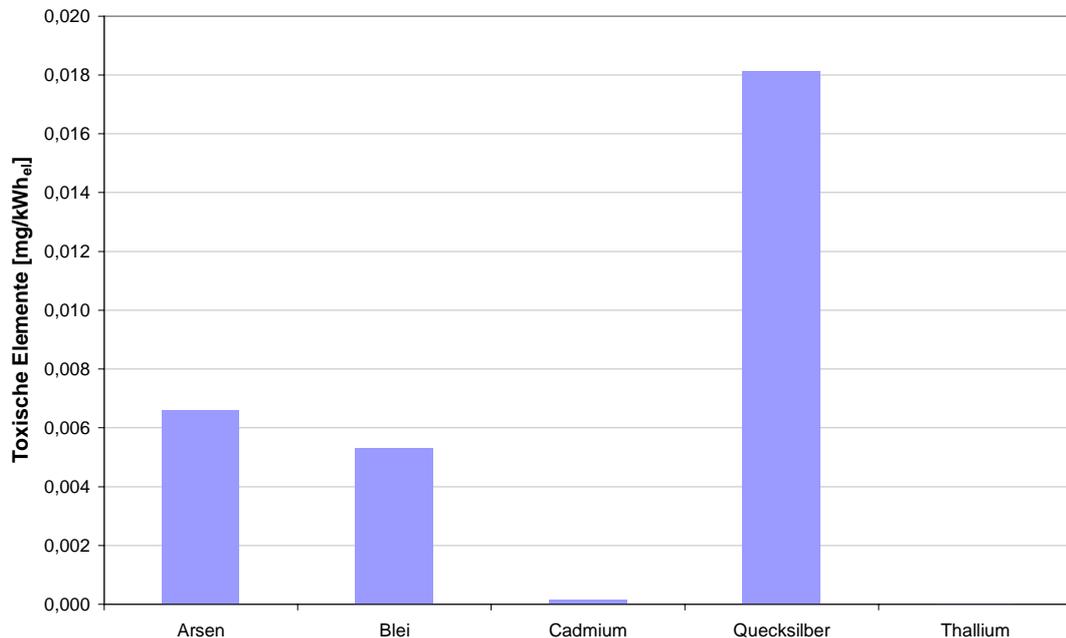


Abbildung 62: Emission toxischer Spurenelemente aus einem Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA) mit einem Wirkungsgrad von 45

3.8 Wasser

Die Förderung von Stein- und Braunkohle hat erhebliche Auswirkungen auf den Wasserhaushalt. Beim Bergwerksbetrieb im Tage- und Untertagebau muss Grundwasser gesammelt und gefördert werden, um ein Überfluten und Versumpfen der Abbauprodukte zu verhindern.

3.8.1 Förderung Steinkohle

Durch die Grubenwasserförderung werden salzhaltige Abwässer in Oberflächengewässer eingeleitet. Aus dem Steinkohlebergbau in Nordrhein-Westfalen sind im Jahr 1991 etwa 1,26 Mio. t Chlorid in Oberflächengewässer eingeleitet worden, was etwa 22,2 kg Chlorid pro verwertbare Förderung von Steinkohle entspricht. Die Menge an Grubenwasser hängt von der Tiefe ab, aus der die Steinkohle gefördert wird. Je tiefer die Stollen, desto mehr Grubenwasser muss gefördert werden. Die Grundwasserförderung aus abgebauten Standorten trägt unabhängig von der geförderten Steinkohlemenge ebenfalls zum Grubenwasseranfall bei [Ecoinvent 2007].

3.8.2 Förderung Braunkohle

Die Gewinnung von Braunkohle im Tagebau erfordert es, das Abbaufeld trocken zu legen, d.h. das Grundwasser bis unter das tiefste Flöz abzupumpen [LUA NRW 2004]. Durch Grundwasserabsenkung werden Gebiete auch außerhalb des Braunkohletagebaus beeinflusst.

In Deutschland werden durch den Braunkohletagebau zusätzlich etwa 15 m² Fläche pro t und Jahr durch die Grundwasserabsenkung beeinflusst. Pro t Braunkohle werden 1 m³ Wasser gehoben [Ecoinvent 2007]. 2008 wurden in Deutschland 175,3 Mio. t Braunkohle gefördert [BGR 2009]. Daraus ergibt sich eine Fläche von 2630 km², die durch Grundwasserabsenkung beeinflusst wird.

Nach Beendigung der Bergbauaktivitäten werden die Tagebaurestlöcher geflutet. Sulfidhaltiges Abraummateriale beginnt zu verwittern. Im Abraummateriale kommt es zur Oxidation von Eisensulfid (Pyrit (FeS₂)) durch Luftsauerstoff, wodurch Eisen gelöst wird. Das gelöste Eisen reagiert mit dem Wasser zu Eisenhydroxid, das im Sediment ausfällt. Dies führt zu einem starken Anstieg der Metallkonzentration im Wasser sowie zu extrem niedrigen pH-Werten zwischen 2,5 und 3,5 und verleiht den versauerten Seen in den Tagebaurestlöchern ihre typische rötliche Färbung. Gebiete, wie z. B. das Lausitzer oder das mitteldeutsche Braunkohlerevier bestehen überwiegend aus stark sulfidhaltigen, tertiären Sedimenten [Göppert 2009]. Die Nachnutzungsmöglichkeiten der entstandenen Seen sind daher für lange Zeit eingeschränkt.

Durch Verbringen des pyrithaltigen Abraums in tiefe Kippenbereiche und Zugabe von Kalk (CaCO₃) zur Neutralisierung der Säure soll den Auswirkungen der Oxidation und Versauerung entgegengewirkt werden [LUA NRW 2004] (siehe Abbildung 63).

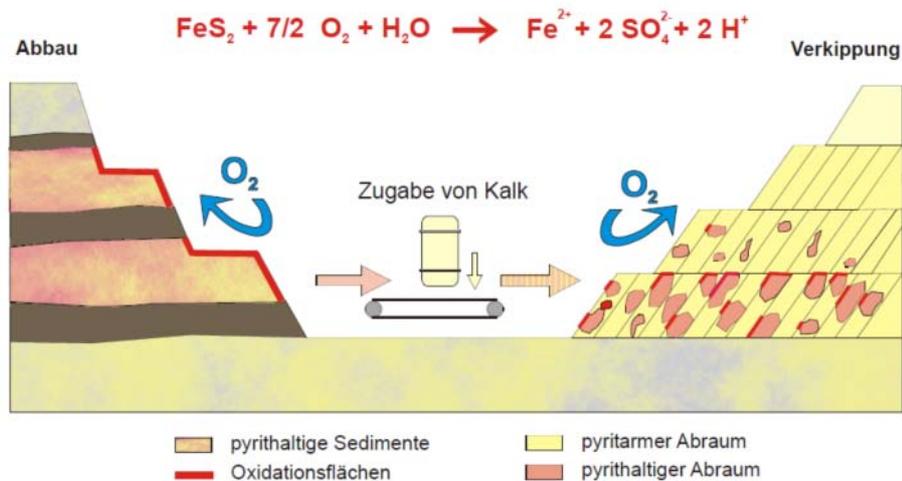


Abbildung 63: Auswirkungen der Pyritoxidation und Gegenmaßnahmen [LUA NRW 2004]

3.8.3 Kraftwerke

Für den Betrieb von Stein- und Braunkohlekraftwerken ist Kühlwasser und Wasser für die Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) erforderlich. Das Abwasser aus der Rauchgasentschwefelungsanlage muss einer Abwasserbehandlungsanlage zugeführt werden.



4 ZUSAMMENFASSUNG

5 LITERATUR

- [ACR 2010] Annual Coal Report 2008, The U.S. Energy Information Administration, DOE/EIA-0584(2008), März 2010, siehe <http://www.eia.doe.gov/cneaf/coal/acr/acr.pdf>
- [AEJ 2000] Coal Sector Report Indonesia 2000, American Embassy Jakarta, siehe <http://www.usembassyjakarta.org/>
- [AGEB 2009] AG Energiebilanzen, September 2009
- [BfS 2009] Wildermuth, H., Bundesamt für Strahlenschutz (BfS), Leitstelle für Fortluft aus kerntechnischen Anlagen; Bünger, T, Bundesamt für Strahlenschutz (BfS), Leitstelle für Trinkwasser, Grundwasser, Abwasser, Klärschlamm, Abfälle und Abwasser aus kerntechnischen Anlagen: Ableitung radioaktiver Stoffe aus Atomkraftwerken; Januar 2009
- [BGR 1995] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1995; Hannover, Mai 1995; ISBN 3-510-95805-5
- [BGR 1998] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998; Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft XVII; Hannover 1999; ISSN 0948-2318, ISBN 3-510-95842-X
- [BGR 2003] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002; Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft XXVIII; 2003; ISSN 0948-2318, ISBN 3-510-95900-0
- [BGR 2004] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004, Kurzstudie, Datenstand: 31. Dezember 2004
- [BGR 2005] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von

- Energierohstoffen 2005, Kurzstudie, Datenstand: 31. Dezember 2005
- [BGR 2006] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2006, Kurzstudie, Datenstand: 31. Dezember 2006, Fassung vom 23. November 2007
- [BGR 2007] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007, Kurzstudie, Datenstand: 31. Dezember 2007, Fassung vom 31. Oktober 2008
- [BGR 2009] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Energierohstoffe 2009: Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Datenstand: 10. November 2009; ISBN 978-3-9813373-1-0; siehe auch http://www.bgr.bund.de/cIn_109/nn_322848/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie-Kurzform-2009,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Energiestudie-Kurzform-2009.pdf
- [BMWi 2010] Aufkommen Energieträger, Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), 18. Juni 2010
- [BP 2010] BP Statistical Review of World Energy, jährlich veröffentlichte Energiestatistiken mit Angaben zu Kohlereserven und Kohleförderung, siehe www.bp.com
- [Bredell 1987] Bredell J.H., South African Coal Resources explained and analysed. Geological Survey of South Africa, 1987, Seite 1987-0154ff.
- [CCR 2010] China Coal Resources: Inner Mongolia coal output up 21% Month over month, 18. August 2010, siehe <http://en.sxcoal.com/35581/NewsShow.html>
- [CIL 2010] Coal India, Domestic Price Fixation, siehe <http://www.coalindia.in/Business.aspx?tab=2>
- [Currenta 2009] Currenta GmbH & Co. OHG CHEMPARK Krefeld-Uerdingen, Krefeld: Steinkohlekraftwerk Krefeld-Uerdingen: Die beste Lösung für den CHEMPARK; Februar 2009

- [Dale 2006] Dale, L., CSIRO Energy Technology: Trace elements in coal; Australian Coal Association Research Program (ACARP); October 2006;
<http://www.acarp.com.au/Downloads/ACARPTTraceElementsinCoalNewsletterOct06.pdf>
- [DeJaeger 1983] De Jaeger F.S.J., Coal reserves of the Republic of South Africa – an evaluation at the end of 1982, Report. Bull. Geol. Surv., 74 1983, Seite 17
- [DOE-EIA 2010] U.S. Energy Information Administration, Monthly Energy Review, Table 6.1: Coal Overview, siehe
http://www.eia.doe.gov/emeu/mer/pdf/pages/sec6_3.pdf
(abgerufen am 18. August 2010)
- [Deutscher Bundestag 2008] Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage der Abgeordneten Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, Sylvia Kotting-Uhl, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN; Deutscher Bundestag - 16. Wahlperiode, Drucksache 16/9032
- [Ecoinvent 2007] Faist-Emmenegger, M., ESU-services Ltd., Uster; Heck, Th., Paul Scherrer Institut, Villigen; Jungbluth, N., ESI-services Ltd., Uster: Ecoinvent Teil V Data v2.0 (2007); econinvent report No. 6; Villigen, Dezember 2007
- [EWG 2007] Zittel W., Schindler J., Coal: Resources and Future Production, Background Paper prepared by the Energy Watch Group, EWG Series No. 1/2007, März 2007, siehe auch
http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/EWG_Report_Coal_10-07-2007ms.pdf
- [Fenwei 2008] China Coal Resource Atlas, Fenwei Energy Consulting Co, Taiyuan, Shanxi, China, Februar 2008, siehe
www.fwenergy.com
- [Franck 1979] Franck H.-G., Knop A., Kohleveredelung – Chemie und Technologie, Springer Verlag, Berlin Heidelberg New York, 1979
- [GA 2006] Indonesia – lower rank coal resources development policy, Geological Agency, Ministry of Energy and Mineral Resources, Indonesien, 2006, siehe
<http://psdg.bgl.esdm.go.id/makalah/BD-kabangeologi.pdf>

- [GEMIS 2010] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), version 4.6; 2010; <http://www.oeko-institut.org/service/gemis/index.htm>
- [Gentzis 1994] Gentzis, Th., Alberta Research Council, Devon, Alberta, Canada; Goodarzi, F., Geological Survey of Canada: A comparative study of the trace element geochemistry in coals from Alberta, Canada; March 1994; http://www.anl.gov/PCS/acsfuel/preprint%20archive/Files/39_2_SAN%20DIEGO_03-94_0486.pdf
- [GNA 2010] S. Korea aims to tap coal supply in China's Inner Mongolia, Business Ghana, 17. August 2010, siehe www.businessghana.com
- [Göppert 2009] Göppert, K., TU Bergakademie Freiberg: Nachnutzung von Tagebaurestlöchern des Braunkohlen- und Erdebergbaus; 28. Juli 2009; http://www.goek.tu-freiberg.de/oberseminar/OS_09/Kati_G%F6ppert.pdf
- [Hasan 2010] guest Speaker: Moratorium on natural forests, peat not prompted by Oslo grant: Forest Minister, Interview mit Forstwirtschaftsminister Zulkifli Hasan in The Jakarta Post vom 7. Juni 2010, siehe <http://www.thejakartapost.com/news/2010/06/07/guest-speaker-moratorium-natural-forests-peat-not-prompted-oslo-grant-forestry-minis>
- [Hatch 2002] Hatch J.R., Affolter R.H., Resource Assessment of the Springfield, Herrin, Danville, and Baker Coals in the Illinois Basin. U.S. Geological Survey Professional Paper 1625-D. Siehe auch <http://pubs.usgs.gov/pp/p1625d/>
- [Höök 2009] Höök M., Aleklett K, Historical Trends in American Coal Production and Future Outlook. International Journal of Coal Geology 78(3), 2009, Seite 201-216
- [Höök 2010] Höök M., Zittel W. Schindler J. Aleklett K, Global coal production outlooks based on a logistic model, Fuel, Vol. 89, Nr. 11, November 2010, Seite 3546-3558
- [Hubbert 1956] Hubbert, M.K., Nuclear Energy and the fossil fuels. Drilling and production practice, 1956

- [Hubbert 1982] Hubbert, M.K., Techniques of prediction as applied to production of oil and gas, NBS Special Publication, US Department of Commerce, vol. 631, 1982, Seite 1-121
- [IPCC 2007] Solomon, S., IPCC et al.: Climate Change 2007 - The Scientific Basis; 2007
- [IES 2008] Indonesia Energy Statistics 2008, Ministry of Energy and Mineral Resources, Indonesia, siehe www.esdm.go.id
- [IES 2009] Indonesia Energy Statistics 2009, Ministry of Energy and Mineral Resources, Indonesia, siehe www.esdm.go.id
- [Iven 2006] Iven, F-W., Bezirksregierung Köln: Presentation and Discussion of the BREF on Large Combustion Plants; Deutsch-Rumänische Zusammenarbeit im Umweltrecht, Gemeinsamer LCP-BREF Workshop, Teil IV ohlekraftwerke; Sinaia, 13. -17.11.2006
- [Jeffrey 2005] Jeffrey L.S., Characterization of the coal resources of South Africa, The Journal of The South African Institute of Mining and Metallurgy, Februar 2005, Seite 95 – 102; siehe auch <http://www.saimm.co.za/Journal/v105n02p095.pdf>
- [Jevons 1865] Jevons W.S., The coal question – An inquiry concerning the progress of the nation and the probable exhaustion of our coal-mines, MacMillan and Co. London, 1865, 2te überarbeitete Auflage, 1866, siehe auch http://oll.libertyfund.org/?option=com_staticxt&staticfile=show.php%3Ftitle=317&Itemid=27
- [Kavalov 2007] Kavalov B., Peteves S.D., The Future of Coal, DG Joint Research Center, Institute for Energy, European Commission, Petten, 2007
- [LBST 1990] Selzer, H.; Zittel, W.; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) GmbH: Klimarelevante Emissionen von Methangas: Untersuchung der weltweiten Methanemissionen aus der Nutzung fossiler Energieträger, der Abfallwirtschaft, der Landwirtschaft und der Erde; LBST-Report No. 10/90; Juni 1990; S. 68-71

- [Lu 2006] Xinwei Lu; Xiaodan Jia; Fengling Wang; College of Tourism and Environment, Shaanxi Normal University, Xi'an 710062, P.R. China: Natural radioactivity of coal and its by-products in the Baoji coal-fired power plant, China; 26 August 2006
- [LUA NRW 2004] Landesumweltamt Nordrhein-Westfalen, Essen: Braunkohlenabbau und Grundwasserschutz; LUA Info 20; 2004; <http://www.lanuv.nrw.de/veroeffentlichungen/infoblaetter/info20/infoblatt20.pdf>
- [Lucarelli 2010] Lucarelli, B., Freeman Spogli Institute for International Studies, Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University, California, USA: The history and future of Indonesia's coal industry: impact of politics and regulatory framework on industry structure and performance; working paper 93; July 2010
- [Marchetti 1986] Marchetti C., Stable rules in Social and Economic Behaviour, IIASA working Paper, Laxenburg 1986
- [MEMR 2009] DMO and ICPR aimed at securing domestic coal supply, Pressemitteilung des Ministeriums für Energie und Mineralressourcen, vom 9. Juni 2009, siehe <http://www.esdm.go.id/news-archives/coins/52-coal/2581-dmo-and-icpr-aimed-at-securing-domestic-coal-supply.html>
- [Milici 2000] Milici R.C., Depletion of Appalachian coal reserves – how soon? International Journal of Coal Geology, vol. 44, no. 3/4, September 2000, Seite 251-266
- [Müller 1964] Müller G., Sediment Petrologie Teil 1: Methoden der Sediment-Untersuchung, E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Nägele u. Obermiller, Stuttgart, 1964, siehe auch die Seminararbeit http://www.geo.tu-freiberg.de/hydro/oberseminar/os99/engelmann_marlies.pdf
- [MWME 2007] Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf (Hrsg.): Jahresbericht 2006 der Bergbaubehörden des Landes Nordrhein-Westfalen; Oktober 2007; <http://www.bezregsberg.nrw.de/dieBezirksregierung/aufbau/abteilungen/a>

[bteilung6/Pdf/Jahresberichte/Jahresbericht_der_Bergbehörden_2006.pdf](#)

- [Nacicenovic 1987] Nacicenovic N., Technological Substitution and Long Waves in the USA, in „The long wave debate“ ed. Vasko T., Springer Verlag, Berlin, 1987, Seite 76-104
- [NAP 2007] National Academic Press, Coal: Research and Development to Support National Energy Policy, Committee on Coal Research, Technology and Resource Assessments to Inform Energy Policy, Committee on Earth Resources, Board on Earth Sciences and Resources, Division on Earth and Life Studies, National Research Council of the National Academies, The National Academy Press, National Academy of Sciences, 2007, ISBN-13: 978-0-309-11022-8, siehe www.nap.edu (Suchwort "coal")
- [NIC 2010] Government of India, Ministry of Coal, list of coal mines and reserves, see at http://www.portal.gsi.gov.in/gsiDoc/pub/N_InventoryofCoal_07_Table1.PDF
- [NIC 2010a] Government of India, Ministry of Coal, grades, see <http://www.coal.nic.in/welcome.html> under "coal statistics" and "grades"
- [NRW 2009] Energieagentur NRW: Grubengas - Ein Energieträger in Nord-Rhein-Westfalen; EnergieAgentur NRW, 01/2009
- [Patzek 2010] Patzek W., Croft G.D., A global production forecast with multi-Hubbert cycle analysis, Energy 35, 2010, Seite 3109-3122
- [RECCS 2007] Fishedick, M., Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; Viebahn, P., Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Zuberbühler, U., Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW); Edenhofer, O., Potsdam Institut für Klimaforschung (PIK): Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage; Forschungsvorhaben gefördert von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); 28. Februar 2007

- [Rensburg 1982] Van Rensburg W.C.J., The relationship between resources and reserves estimates for US coal. Resource Policy 8(1), 1982, S. 53-58
- [Reuters 2009] Indonesia plans to limit coal exports official says, Reutersmeldung vom 14. Oktober 2009, siehe <http://in.reuters.com/article/idINJAK13450320091014>
- [Rutledge 2007] Rutledge D., Hubbert's Peak, The Coal Question and Climate Change, 2007, siehe <http://rutledge.caltech.edu/>
- [RWE 2006] Heithoff, J.; Evers, J.; RWE Power, Essen: Das CO₂-freie Kraftwerk - Konzepte und deren Realisierungsschritte in Deutschland; Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56. Jg. (2006) Heft 9; S. 12-17
- [RWE 2010] RWE, 2010; <http://www.rwe.com/web/cms/de/59998/rwe-power-ag/standorte/braunkohle/tagebaue/garzweiler/>
- [Sastrawinata 2008] Sastrawinata, T., PT. Advance Technology Indonesia and Secretary General of Indonesian Coal Society Indonesia: Small Scale Coal Power Plant in Indonesia; 22 February 2008
- [Schindler 2006] J. Schindler, W. Zittel, Energieversorgung am Wendepunkt – die vermeintlichen Alternativen Kohle und Kernenergie, Schriftenreihe des Club Niederösterreich, Wien, No. 8/2006, Seite 10-69
- [Schweinfurth 2009] Schweinfurth, S.P., 2009, An introduction to coal quality, in Pierce, B.S., and Dennen, K.O., eds., The National Coal Resource Assessment Overview: U.S. Geological Survey Professional Paper 16125-F, Chapter C, 16 p.
- [SFT 2006] Bjotveit, I., The Norwegian Pollution Control Authority (SFT): National Inventory Report 2006: Greenhouse gas emissions 1990-2004 reported according to the UNFCCC reporting guidelines; 26 May 2006
- [SMUL 2009] Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft (SMUL): Bodenmessnetz Freistaat Sachsen; März 2009; <http://www.smul.sachsen.de/umwelt/download/boden/texte.pdf>

- [Storaker 2008] Storaker, A.: CO₂-rensing av eksosgass fra kullkraftverket i Longyearbyen; Master i teknisk kybernetikk, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, Institutt for teknisk kybernetikk, Juni 2008;
<http://daim.idi.ntnu.no/masteroppgaver/IME/ITK/2008/4031/masteroppgave.pdf>
- [Tao 2007] Tao Z., Li M., What is the limit of Chinese coal supplies – a STELLA model of Hubbert Peak, Energy Policy, 35, 2007, Seite 3145-3154
- [Tobin 1984] Tobin R. J., Air Quality and Coal – the US Experience, Energy Policy, 12, 1984, Seite 342 - 352
- [UBA 2003] Umweltbundesamt (UBA), Berlin: Hintergrundpapier: Abbau der Steinkohlesubventionen – Ergebnisse von Modellrechnungen; Juli 2003
- [UNSCEAR 2000] United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation: Sources and effects of ionizing radiation, Annex B: Exposures from natural radiation sources; UNSCEAR 2008 Report to the General Assembly with Scientific Annexes; Volume I; United Nations, New York, 2000
- [UNSCEAR 2010] United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation: Sources and effects of ionizing radiation; UNSCEAR 2008 Report to the General Assembly with Scientific Annexes; Volume I; United Nations, New York, 2010
- [UPI 2010] Indonesia considers coal export slowdown, United Press International, 4. Februar 2010, siehe
www.upi.com/science_News/Resource-wars/2010/02/04/
- [USGS 1/2006] USGS: The world coal quality inventory: Chapter 5: Colombia; 2006;
<http://pubs.usgs.gov/of/2006/1241/Chapter%205-Colombia.pdf>
- [USGS 2/2006] USGS: The world coal quality inventory: Chapter 7: Venezuela 2006;
<http://pubs.usgs.gov/of/2006/1241/Chapter%207-Venezuela.pdf>

- [USGS 2008] Luppens J.A., Scott D.C., Haacke J.E., Osmonson L.M., Rohrbacher T.J., Ellis M.S., Assessment of Coal Geology, Resources, and Reserves in the Gillette Coalfield, Powder River Basin, Wyoming, U.S. Geological Survey, Open-File Report 2008-1202, siehe <http://pubs.usgs.gov/of/2008/1202/>
- [USGS 2009] The National Coal Resource Assessment Overview, Herausgeber: Pierce B.S., Dennen K.O., U.S. Geological Survey Professional Paper 1625-F, 2009, siehe auch <http://pubs.usgs.gov/pp/1625f/>
- [Vattenfall 2007] Vattenfall Europe: Aus Braunkohle wird Energie; 4/2007
- [VdKI 2006] Verein der Kohleimporteure, Jahresbericht 2006
- [VdKI 2010] Verein der Kohleimporteure, Jahresbericht 2010 – Fakten und Trends 2009/2010,
- [WEC 1980] Survey of Energy Resources 1980, anlässlich der 11. Weltenergiekonferenz München, 8.-12. September 1980, zusammengestellt von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, 1980
- [WEC 1989] 1989 Survey of Energy Resources, 15th Edition, World Energy Council, London, 1992
- [WEC 1992] 1992 Survey of Energy Resources, 16th Edition, World Energy Council, London, 1992
- [WEC 2001] 2001 Survey of Energy Resources, 19th Edition, World Energy Council, London, 2001
- [WEC 2004] 2004 Survey of Energy Resources, 20th Edition, World Energy Council, London, 2004
- [WEC 2007] 2007 Survey of Energy Resources, 21st Edition, World Energy Council, London, 2007
- [WEC 2009] Survey of Energy Resources – interim update 2009, World Energy Council, London, 2009
- [Wood 1983] Wood G.H., Kehn T.M., Carter M.D., Culbertson W.C., Coal Resource Classification System of the U.S. Geological Survey, US Geological Survey Circular 89, 1983, siehe auch <http://pubs.usgs.gov/circ/c891>

LUDWIG-BÖLKOW-SYSTEMTECHNIK GMBH

Die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) ist ein Beratungsunternehmen für Energie und Umwelt. Unsere internationalen Kunden aus Industrie, Finanzsektor, Politik und Verbänden unterstützen wir bei Fragen zu Technologie, Strategie und Nachhaltigkeit.

Zwei Jahrzehnte kontinuierlicher Erfahrung des interdisziplinären Teams renommierter Experten bilden die Basis der umfassenden Kompetenz der LBST.

Die LBST bietet ihren Kunden:

SYSTEM- UND TECHNOLOGIESTUDIEN Technologiebewertung und Due Diligence;

Energie- und Infrastrukturkonzepte;

Machbarkeitsstudien;

NACHHALTIGKEITSBERATUNG

Lebenszyklus-Analysen; Carbon Footprint Analysen;
Bewertung natürlicher Ressourcen (Energie, Mineralien,
Wasser);

Nachhaltigkeitsbewertung (Sustainability Due Diligence);

STRATEGIEBERATUNG

Produktportfolioanalysen, Identifizierung neuer Produkte;
Marktanalysen;

Kommunale Energiekonzepte

KOORDINATION

Projektmanagement, -begleitung und -bewertung;

ENTSCHEIDUNGSVORBEREITUNG Studien, Briefings, Expertenkreise, Trainings.

Besondere Arbeitsschwerpunkte liegen in den Bereichen Energie (erneuerbare Energie, Energiespeicherung, Wasserstoff und Brennstoffzellen) und Verkehr (Kraftstoffe und Antriebe, Infrastruktur, Mobilitätskonzepte), sowie bei umfassenden Nachhaltigkeitsanalysen.

Ein konsequenter Systemansatz ist Kennzeichen aller Arbeiten. Nur dadurch, dass wirklich alle relevanten Elemente einer vernetzten Welt berücksichtigt werden, können wir unseren Kunden eine vollständige Grundlage für ihre Entscheidungen geben.

Mit ihrem tiefen Verständnis gesellschaftlicher und technologischer Entwicklungen sowie ihrer Unabhängigkeit hilft die LBST ihren Kunden mit objektiven und fundierten Informationen bei der Sicherung ihrer Zukunft.

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)

Daimlerstr. 15 · 85521 Ottobrunn (Munich) · Germany

Phone: +49 (0)89 6081100 · info@lbst.de · <http://www.lbst.de>

**RESERVEN UND FÖRDERMÖGLICHKEITEN VON
URAN BIS 2050**

RESERVEN UND FÖRDERMÖGLICHKEITEN VON URAN BIS 2050

1. ZWISCHENBERICHT DES PROJEKTES

„ERNEUERBARE ENERGIEN UND ENERGIEEFFIZIENZ ALS ZENTRALER BAUSTEIN ZUR EUROPÄISCHEN ENERGIESICHERHEIT“

STUDIE IM AUFTRAG DES BMU | ZWISCHENBERICHT

Werner Zittel
Werner Weindorf

12 Oktober 2010



Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

www.lbst.de

BERICHT

Haftungsausschluss

Der Mitarbeiterstab der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH hat diesen Bericht erstellt.

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeiter der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH noch irgendeiner ihrer Mitarbeiter, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie, oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses, oder versichert, dass deren Nutzung private Rechte nicht verletzen würden.



INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG	1-1
2	VERFÜGBARKEIT VON PRIMÄRURAN	2-3
2.1	Globale Analyse.....	2-3
2.1.1	Ressourcen und Reserven	2-3
2.1.2	Szenarien der Uranförderung bis 2100 auf Basis der RAR + IR.....	2-9
2.2	Länderanalyse.....	2-9
2.2.1	Übersicht über die Förderszenarien	2-9
2.2.2	Ehemals wichtige Förderstaaten, deren Uranreserven jedoch weitgehend erschöpft sind	2-9
2.2.3	Wichtigste Förderstaaten, die die Uranförderung noch deutlich ausweiten können	2-9
2.2.4	Zusammenfassung der Förderszenarien.....	2-9
3	SEKUNDÄRQUELLEN VON URAN.....	3-9
3.1	Einführung: Allgemeines zur Anreicherung und Abreicherung von Uran	3-9
3.2	Die Abreicherung von hoch angereichertem Uran (HEU)	3-9
3.2.1	Bilaterale Abkommen zur Konversion von Atomwaffen fähigem HEU	3-9
3.2.2	U.S. Programme zur Konversion von Atomwaffen fähigem HEU ...	3-9
3.3	Die Konversion von Plutonium und RepU aus der Wiederaufarbeitung	3-9
3.3.1	Konversion von nuklearwaffentauglichem Plutonium	3-9
3.3.2	Aufbereitung von abgebrannten Brennstäben.....	3-9
3.3.3	RepU aus der Wiederaufarbeitung von Brennstäben	3-9
3.4	Urangewinnung aus Bergbaurückständen	3-9
3.5	Urangewinnung aus abgereicherten Uranvorräten	3-9
3.5.1	USA	3-9
3.5.2	Russland und EU.....	3-9
3.6	Zusammenfassung und Förderszenario der IAEA.....	3-9
4	NICHT KONVENTIONELLE URANFÖRDERUNG	4-9



4.1	Urangewinnung aus Meerwasser	4-9
4.2	Urangewinnung aus Phosphaten.....	4-9
5	PREISENTWICKLUNG VON URAN UND EINFLUSS AUF DEN STROMPREIS	5-9
5.1	Historische Entwicklung des Uranpreises.....	5-9
5.2	Einfluss des Uranpreises auf den Strompreis	5-9
5.3	Kosten der Nutzbarmachung von abgereichertem ²³⁵ U.....	5-9
6	UMWELTAUSWIRKUNGEN BEI DER BEREITSTELLUNG VON KERNBRENNSTOFF	6-9
6.1	Prozessschritte bei der Bereitstellung von Kernbrennstoff aus Uran.....	6-9
6.1.1	Uranmine (U ₃ O ₈ -Produktion).....	6-9
6.1.2	Konversion (UF ₆ -Produktion)	6-9
6.1.3	Urananreicherung.....	6-9
6.1.4	Brennelementfertigung.....	6-9
6.2	Mögliche Auswirkungen.....	6-9
6.2.1	Energieeinsatz und Massenbilanz.....	6-9
6.2.2	Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen.....	6-9
6.2.3	Toxische Belastungen, Technologie spezifische Dominanz einzelner Belastungen.....	6-9
6.2.4	Kontamination von Boden und Wasser.....	6-9
6.2.5	Radioaktive Substanzen.....	6-9
6.3	Beispiele	6-9
6.3.1	Tagebau mit hochkonzentriertem Erzabbau am Beispiel der Key Lake-Mine in Kanada.....	6-9
6.3.2	Untertagebau und Tagebau mit niedrig konzentriertem Erzabbau in Koppelproduktion am Beispiel der Uranmine Olympic Dam in Australien	6-9
6.3.3	Projekte in Namibia und Niger	6-9
6.4	Bereitstellung von Kernbrennstoff aus der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente	6-9
6.5	Übersicht weltweite Umweltfolgen	6-9
7	ZUSAMMENFASSUNG	7-9
8	LITERATUR.....	8-9





ABKÜRZUNGEN

ADU	Ammoniumdiuranat
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
CAF	Cemented aggregate fill (Ausfüllen von leer geförderten Erzstrossen)
CCD	Countercurrent decantation (Dekantierung im Gegenstrom)
CuSX	Copper solvent extraction (Abtrennung von Kupfer über Lösungsmittlextraktion)
DoE	Department of Energy, Energiebehörde der USA
EAR	Estimated Additional Resources; bis 2003 bei der NEA übliche Kategorie zur Klassifizierung von Uranressourcen jenseits der RAR; Diese wurden in EAR I und EAR II unterschieden
EAR I	Der Teil der EAR, der als bereits entdeckt angesehen wurde. Die Bezeichnung EAR I wurde seit 2005 durch IR ersetzt.
EAR II	Der Teil der EAR, der als noch nicht entdeckt angesehen wurde. Die Bezeichnung wurde 2005 durch den Begriff PR ersetzt.
EPACT 92	Energy Policy Act von 1992
HEU	High enriched uranium: Anreicherung von U235 auf über 20%, zur Verwendung in Nuklearwaffen auf über 90%
HM	„Heavy Metal“-Durchsatz, Einheit für die Verarbeitungskapazität von MOX-Fabriken
IAEA	International Atomic Energy Agency
IR	Inferred Resources
IRCP	International Commission on Radiological Protection
KCR	Known Conventional Resources; alte Bezeichnung der NEA für die Summe aus RAR und EAR I, der Begriff wurde später durch Identified Resources ersetzt und steht im Unterschied zu Undiscovered Resources (=PR und SR)
kt	Kilotonne = 1000 Tonnen
LEU	low enriched uranium. Im Natururan hat U235 einen Anteil von 0,711%, in LEU wird U235 auf einen Anteil von 3-5% angereichert
MOX	Mischoxid-Brennelemente



NEA	Nuclear Energy Agency
NRCAN	National Resources Canada (kanadische Geologiebehörde)
PR	Prognosticated Resources
RAR	Reasonably Assured Resources
RepU	Wiederaufgearbeitetes Uran
RSF	Rock storage facility (Einrichtung zur Lagerung von Gesteinsbrocken)
SAG	Sowjetische Aktiengesellschaft
SDAG	Sowjetisch-Deutsche Aktiengesellschaft
SR	Speculative Resources
SWU	Separative Work Unit (Einheit für den Energieaufwand zur Anreicherung von Uran 235)
TBT	Tributylphosphat
TENEX	Tekhsnabeksport, Aussenhandelsgesellschaft im Eigentum des russ. Staates
TSF	Tail storage facility (Einrichtung zur Lagerung der Erzaufbereitungsrückstände)
U	Kurzbezeichnung für Natururan. Wenn angereichertes (LEU, HEU) oder abgereichertes Uran gemeint ist, dann wird dies explizit gekennzeichnet
²³⁵ U	Uran mit der Isotopenmasse 235; Im Natururan ist es mit 0,711% Anteil enthalten, die meisten Reaktoren benötigen Brennstoff mit einer Anreicherung des ²³⁵ U-Gehalts auf 3-5%.
U _{dep}	Abgereichertes Uran (depleted Uranium), der Anteil von ²³⁵ U ist kleiner als 0,711%
U _{eq}	Menge an Natururan, die notwendig wäre, diese Menge zu substituieren
USEC	Uranium enrichment corporation, US Firma im Staatsbesitz
USGS	United States Geological Survey (U.S. Bundesbehörde)
USX	Uranium solvent extraction (Abtrennung von Uran über Lösungsmittelextraktion)



KURZFASSUNG

Die Verfügbarkeit von Uran bildet die Voraussetzung für die weitere Nutzung und einen Ausbau der Kernenergie in den kommenden Jahrzehnten. Diese Studie untersucht die globale Verfügbarkeit von Uran auf Basis der bekannten Reserven und identifizierten Ressourcen gemäß den Statistiken der Nuclear Energy Agency (NEA) und der International Atomic Energy Agency (IAEA). Darüber hinaus werden die Möglichkeiten geprüft Uran aus Sekundärquellen bereitzustellen.

Die heute bekannten Reserven und Ressourcen bilden keine Grundlage für eine Uranversorgung der Kernreaktoren über den Zeitraum 2020 bis 2040 hinaus. Bereits vor 2020 können sich Versorgungsengpässe ergeben, falls die zur Neigung gehenden Lagerbestände nicht rechtzeitig durch eine deutliche Ausweitung der Förderung ausgeglichen werden können.

Die Ergebnisse sind in Abbildung a) und Abbildung b) zusammengefasst. Die schwarze Kurve in Abbildung a) zeigt den Uranbedarf für zivile Kernreaktoren bis 2007 und eine Projektion der IAEA bis 2030. Die Flächen zeigen bisherige und künftig mögliche Produktionsraten von Uran, differenziert nach den folgenden Kategorien der zugrunde gelegten Vorräte: *hinreichend bekannte Vorräte* (RAR – reasonably assured resources) und *weniger gut bekannte Vorräte* (IR – inferred resources). Beide Gruppierungen wiederum werden gemäß den vermuteten Förderkosten in die Klassen Gewinnungskosten <40\$/kgU, <80\$/kgU, <130\$/kgU und <260\$/kgU eingeteilt.

Seit dem Jahr 1990 übersteigt der jährliche Bedarf die jährliche Uranförderung deutlich. Im Jahr 2009 wurden 51.770 t Uran gefördert, aber etwa 61.700 t in Reaktoren verbraucht. Die Differenz muss aus Lagerbeständen und anderen Quellen bereitgestellt werden.

In Abbildung a) sind mehrere Szenarien für mögliche künftige Verläufe der Förderraten bis zum Jahr 2100 eingetragen, die sich auf die förderfähigen Vorräte in den unterschiedlichen Vorratskategorien beziehen. Es zeigt sich, dass die Förderung der Uranreserven mit Gewinnungskosten <80\$/kgU ungefähr ab dem Jahr 2020 nicht mehr ausgeweitet werden kann und die Förderung danach zurückgehen wird. Die Nutzung der Vorräte mit höheren Gewinnungskosten erlaubt für einige Jahre eine weitere Ausweitung der Förderung. Allerdings ist dieser Effekt sehr begrenzt. Eine Erhöhung der abbauwürdigen Uranvorräte von 2,5 Mio. Tonnen auf 4,0 Mio. Tonnen (Förderung der hinreichend bekannten Vorräte <260\$/kgU) würde den Zeitpunkt des Fördermaximums etwa um zehn Jahre auf das Jahr 2030 verschieben. Eine Verdreifachung der förderfähigen Vorräte auf 6,3 Mio. Tonnen, wie es der Gesamtmenge der als bekannt berichteten Ressourcen entspricht, könnte eine Verknappung um einige Jahrzehnte hinausschieben.



Die Analyse der Veränderungen der berichteten Reserven und Ressourcen während der vergangenen 20 Jahre zeigt, dass diese Angaben oft revidiert wurden. In vielen Förderstaaten wurden sie sogar wieder nach unten korrigiert, so dass alle Staaten außerhalb der ehemaligen Sowjetunion, Chinas und Indiens in Summe heute über deutlich geringere Uranvorräte verfügen als im Jahr 1982.

Die Analyse zeigt auch, dass nur in sehr wenigen Staaten ein Potenzial für eine deutliche und längerfristige Ausweitung der Uranförderung besteht. Dies sind vor allem Australien, Kasachstan und Namibia. In Kanada, dem weltweit größten Förderstaat mit 9.000 t im Jahr 2008 wird die Förderung weiter zurückgehen, wenn es nicht bald gelingt, neue Vorräte zu erschließen. Eines der weltweit größten Projekte (Cigar Lake) hat hier eine Schlüsselrolle. Ursprünglich sollte diese Mine schon vor dem Jahr 2000 fast 15% zur weltweiten Uranförderung beitragen. Nach mehreren Wassereinbrüchen und Projektverzögerungen wird der Förderbeginn im Jahr 2013 erwartet.

Die meisten – nicht alle – neuen Minenprojekte in Afrika (vor allem in Namibia und Niger) erschließen zunehmend bereits lange bekannte Lagerstätten mit sehr geringer Urankonzentration. Dass man diese ehemals aussortierten Lagerstätten jetzt erschließt, ist ein Indiz dafür, dass gute neue Projekte selten werden. Während Kanada das einzige Land ist, in dem Uranerze mit einer Urankonzentration bis zu 20% gefördert werden, müssen in Afrika bereits Minen erschlossen werden mit einer Urankonzentration von 0,02% oder teilweise sogar darunter. Mit sinkender Konzentration steigt der energetische, ökologische und ökonomische Aufwand. So müssen beispielsweise in der projektierten Mine Valencia in Namibia über 100 kg Schwefelsäure eingesetzt werden, um 1 kg Uran zu erschließen. In der australischen Mine Olympic Dam genügen für diesen Prozess etwa 3 kg. Heute niedrige Uranpreise verzögern die Realisierung vieler Projekte.

Aus diesen Gründen kann man skeptisch sein, ob die in der Grafik ausgewiesenen Vorräte (RAR+IR) insgesamt jemals gefördert werden. Vermutlich wird sich die Realität irgendwo zwischen den Grenzen von $RAR < 80 \text{ \$/kgU}$ und RAR+IR abspielen.

Darüber hinaus werden von der NEA/IAEA noch spekulative unentdeckte Ressourcen erhoben, deren Volumen die bekannten Vorräte um ein Mehrfaches übersteigt. In einer seriösen Planung können diese jedoch wegen der großen Datenunsicherheit nicht berücksichtigt werden.

Die Differenz zwischen Uranverbrauch und Uranförderung wurde seit 1990 durch Lagerbestände und so genannte Sekundäruranquellen ausgeglichen. Heute wird die Lücke zwischen Uranbedarf der Reaktoren und Uranförderung vor allem aus Lagerbeständen und aus der Konversion von hoch angereichertem Uran von Nuklearwaffen geschlossen. Mehr als 10.000 t jährlich trägt die Rüstungskonversion zum Schließen der Lücke bei. Kernpunkt ist hier ein amerikanisch-russisches Abkommen, das bis zum Jahr 2013 die Konversion von etwa 9.000 t Natururan entsprechend garantiert.



Mit großer Wahrscheinlichkeit werden ab 2013 etwa 9.000 t Uran aus der Rüstungskonversion fehlen, die anderweitig bereitgestellt werden müssen. Die Annahme, dass Uran oder Plutonium aus der Wiederaufarbeitung (RepU bzw. MOX) diese Menge liefern können, ist nicht realistisch. Die Summe und den Verlauf der wahrscheinlichen Uranlieferungen aus Sekundärquellen bis zum Jahr 2030 zeigt Abbildung b). Die Daten hierfür wurden einem Szenario der IAEA aus dem Jahr 2001 entnommen mit der Anpassung, dass die Konvertierung von hoch angereichertem Uran (HEU) ab 2013 deutlich reduziert wird, wie dies der aktuellen Situation entspricht.

Kurzfristig droht damit ein Versorgungsproblem bereits vor 2020, falls die Förderung nicht schnell genug ausgeweitet werden kann – was keineswegs sicher ist, aber auch nicht ausgeschlossen werden kann. Langfristig droht eine Verknappung nach 2030 oder 2040, falls nicht umfangreiche neue Uranquellen verfügbar gemacht werden und die minderwertigen Vorräte $>130\$/\text{kgU}$ sich nicht in förderfähigen Mengen niederschlagen. Auf entsprechende neue Funde kann man hoffen, aber man kann nicht mit ihnen rechnen – die Erde ist inzwischen schon sehr lange und gut nach Uran abgesucht worden.

Eine weitere mögliche Quelle für die Uranbereitstellung sind Phosphatvorkommen. Die Uranabtrennung aus Phosphaten ist technisch durchführbar und wurde bereits vor Jahrzehnten durchgeführt. Allerdings wird man aufgrund der niedrigen Konzentration im Phosphat die Uranförderung immer an der Phosphatförderung orientieren. Damit sind die möglichen Förderraten sehr gering. Die IAEA sieht hier einen möglichen Beitrag von bis zu 3.700 t im Jahr.

Uran ist mit etwa $3\text{ mg}/\text{m}^3$ auch im Meerwasser enthalten. Dies summiert sich auf eine Menge von etwa 4,5 Milliarden Tonnen. Alle bisherigen Versuche, dieses Uran abzutrennen und nutzbar zu machen zeigen, dass hierfür gigantische Material- und Energieaufwendungen notwendig wären. So ergibt die Hochrechnung japanischer Experimente auf den Bedarf eines Reaktors einen Materialaufwand von 60.000 Tonnen Kunststofffolien, die entsprechend behandelt und alle paar Wochen mit Laugen und Säuren vom Uran gereinigt werden müssen. Hierbei sind die Prozessenergie und der Materialaufwand für entsprechende Tragekonstruktionen noch gar berücksichtigt. Die entsprechenden Kosten sind gegenwärtig nicht bezifferbar, würden aber vermutlich mindestens eine Größenordnung über den heutigen Uranpreisen liegen.

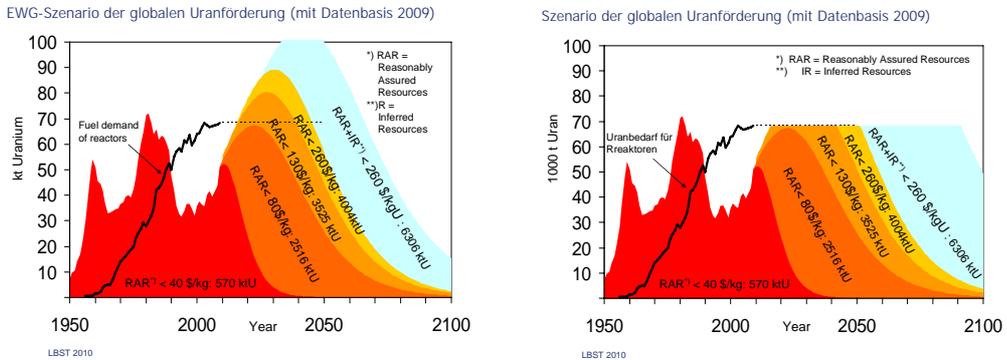
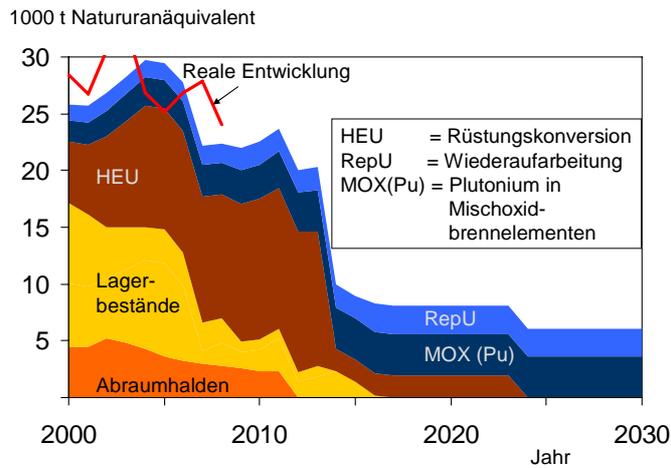


Abbildung a: Szenarien zur Verfügbarkeit von Uran bis 2100 auf Basis der bekannten Reserven (RAR<40\$/kgU) und bekannten und identifizierten Ressourcen [Datenbasis NEA/IAEA 2010]

Versorgung mit Uran aus Sekundärquellen (Szenario)



Szenario der IAEA, korrigiert um den Stop der russ. HEU Beiträge ab 2014; LBST 2009

Abbildung b: Szenario zur Verfügbarkeit von Uran aus Sekundärquellen ([Datenbasis IAEA 2001], korrigiert um eine reduzierte HEU-Konversion ab 2014)

1 EINLEITUNG

Unabhängig von allen anderen Aspekten der Kernenergienutzung bildet die Verfügbarkeit von Uran die Basis für deren künftige Nutzung. Diese Studie untersucht die globale Verfügbarkeit von Uran anhand der Statistiken der Nuclear Energy Agency (NEA) und der International Atomic Energy Agency (IAEA). Darüber hinaus werden die Möglichkeiten untersucht, Uran aus Sekundärquellen bereitzustellen.

Im ersten Kapitel werden die aktuellen und historischen Statistiken der NEA/IAEA dargestellt und bezüglich ihrer historischen Konsistenz geprüft. Auf Basis dieser Statistiken werden Uranförderszenarien erstellt, welche die von der NEA/IAEA ausgewiesenen Ressourcen als Förderpotenziale ohne Abzug von Verlusten weitgehend ausschöpfen.

Zusätzlich wird für wichtige Förderstaaten eine detaillierte historische Analyse durchgeführt. Hierbei werden solche Staaten hervorgehoben, deren Ressourcen einerseits bereits deutlich erschöpft sind, aber vor Jahrzehnten bedeutende Beiträge zur Uranversorgung lieferten, und solche Staaten, denen andererseits zugetraut wird, dass sie in den kommenden Jahren die Förderung noch deutlich ausweiten können.

In der ersten Gruppe werden die Staaten Deutschland, Frankreich, die USA und Südafrika betrachtet. Insbesondere wird hier deutlich, dass Reserven meist dann abgewertet wurden, wenn offensichtlich wurde, dass die Förderung in dem betreffenden Staat künftig ohnehin zurückgehen werde. Im historischen Rückblick muss damit die Aussagekraft der in den Statistiken als bekannt ausgewiesenen Uranvorräte relativiert werden.

In der zweiten Gruppe werden Niger, Namibia, Kanada, Kasachstan und Australien betrachtet. Insbesondere das bis vor kurzem wichtigste Förderland Kanada verfügt zwar über große Reserven. Da es jedoch auf hohem Niveau fördert, werden diese nicht ausreichen, die Förderung für längere Zeit auf diesem Niveau zu halten.

Im Jahr 2009 wurden 51.770 t Uran aus dem Uranabbau gewonnen. Da der Betrieb der weltweiten Kernkraftwerke jedoch fast 62.000 t Uran benötigte [NEA 2010], musste die Differenz von über 10.000 t Uran über sog. Sekundärquellen bereitgestellt werden. Tatsächlich wurden seit fast 20 Jahren insgesamt 475.000 t Uran aus Beständen oder anderen Quellen eingesetzt werden. Das verbleibende Potenzial dieser Quellen ist zeitlich sehr begrenzt, da es im Wesentlichen aus der Überproduktion von Uran in früheren Jahren gespeist wurde.

Daher befasst sich ein weiteres Kapitel mit den Möglichkeiten Uran für Kernreaktoren aus anderen Beständen verfügbar zu machen. Hierzu gehören Lagerbestände, die Möglichkeiten, Uran durch Abreicherung von hoch angereichertem militärisch genutztem Uran (sog. HEU – high enriched uranium) für zivile Reaktoren nutzbar zu machen, die Nutzung von militärisch oder zivil genutztem Plutonium in dafür geeigneten Reaktoren

durch Aufbereitung in sog. Mischoxid-Brennelementen (MOX), die Nutzung von Uran aus der Wiederaufarbeitung (Sog. RepU), die weitere Nutzung von Bergbaurückständen und letztlich die Nutzung von Uran aus bereits abgereichertem Uran.

Im Natururan kommt das Isotop ^{235}U mit einer Konzentration von 0,711% vor. Die meisten Reaktoren benötigen jedoch eine Anreicherung von ^{235}U auf 3 – 5%. Als Gegenprodukt des Anreicherungsprozesses wird der größere Teil des Uran von 0,711% ^{235}U -Gehalt auf etwa 0,3% ^{235}U -Gehalt abgereichert. Diese Rückstände können im Prinzip – allerdings mit steigendem Energie- und Kostenaufwand – weiter abgereichert werden. Das entsprechende Potenzial wird diskutiert.

Ein weiteres Hauptkapitel befasst sich mit der Möglichkeit Uran aus Meerwasser zu gewinnen. Hier werden die bisher am weitesten fortgeschrittenen Experimente japanischer Wissenschaftler beschrieben und auf ihr Potenzial für einen großtechnischen Einsatz hin untersucht. Ebenfalls werden in diesem Kapitel die Möglichkeiten, Uran aus Phosphaten zu gewinnen, untersucht. Eine einfache Hochrechnung zeigt allerdings, dass diese höchstens einen kleinen jährlichen Beitrag von ein paar tausend Tonnen jährlich liefern können.

Die historische Entwicklung des Uranpreises und dessen Einfluss auf die Stromgestehungskosten in Kernreaktoren werden in einem eigenen kleinen Kapitel untersucht. Hier wird auch aufgezeigt, dass steigende Uranpreise nur dann einen Einfluss auf die verstärkte Nutzung von abgereichertem Uran haben, wenn die Zentrifugierkapazität entsprechend schnell ausgeweitet wird. Da dies mit enormem Aufwand verbunden ist, ist die ökonomische Hürde groß, hier proaktiv tätig zu sein. Auf absehbare Zeit dürfte die freie Kapazität zur Nutzung dieser Uranvorräte nicht relevant sein.

In einem letzten umfangreichen Kapitel werden mit dem Uranbergbau und teilweise mit der gesamten Bereitstellungskette verbundene Umweltauswirkungen untersucht. Insbesondere der Energieeinsatz und die damit verbundenen Emissionen werden für unterschiedliche Minen und Konzepte analysiert. Aber auch die toxische und radioaktive Belastung von Abbaugebieten werden anhand konkreter Beispiele soweit möglich quantifiziert.

2 VERFÜGBARKEIT VON PRIMÄRURAN

2.1 Globale Analyse

2.1.1 Ressourcen und Reserven

a) Definitionen

Uranvorkommen werden nach bestimmten Kriterien klassifiziert. Die Definition dieser Kriterien und Klassifizierungen variiert zwischen einzelnen Staaten und Organisationen. Eine erste grobe Unterscheidung erfolgt über Reserven und Ressourcen. Reserven sollten gemäß fester Kriterien erhoben werden. Deren Quantifizierung sollte bereits recht gut sein. Die Quantifizierung von Ressourcen hingegen stützt sich oft auf allgemeine geologische Hinweise und Hochrechnungen, so dass die Angabe erst einmal gar nichts darüber aussagt, ob es sich um ein reales Vorkommen handelt, ob es tatsächlich so groß wie angegeben ist oder ob es jemals abbauwürdig ist bzw. welcher Anteil davon erschließbar wird. Verfolgt man die Angaben über mehrere Jahre oder Jahrzehnte, so stellt man fest, dass oft auch ehemals scheinbar belastbare Aussagen zu Reserven revidiert werden, so dass auch hier nur eine relative Datenverlässlichkeit gegeben ist.

Für die Klassifizierung von einzelnen Minen ist die weitere Unterscheidung von Reserven in *proved reserves* (P) oder nachgewiesene Reserven und in *probable reserves* (PP) oder wahrscheinliche Reserven üblich. Darüber hinaus werden Ressourcen in *measured resources*, *indicated resources* und *inferred resources* eingeteilt.

Die Qualität der Daten ist für nachgewiesene Reserven recht hoch und nimmt mit jeder Kategorie von *measured resources* hin zu *inferred resources* ab.

Die Nuklearenergiebehörde (NEA) bemüht sich seit 1965, Daten zu Uranreserven und -ressourcen in regelmäßigen Abständen zu erheben und zu aktualisieren. Hierbei hat sich ein eigenes Schema etabliert, das mehrmals variiert wurde, inzwischen aber weltweite Akzeptanz findet. Die letzte Anpassung der Definitionen erfolgte im Jahr 2009. Dort spricht man generell nur von Ressourcen. Diese werden wiederum in entdeckte Ressourcen und unentdeckte Ressourcen untergliedert. Bei entdeckten Ressourcen werden *reasonably assured resources* (RAR) und *inferred resources* (IR), bei noch nicht entdeckten aber quantifizierten Ressourcen werden *prognosticated resources* (PR) und *speculative resources* (SR) unterschieden (siehe Abbildung 2-1). Jede der Kategorien RAR, IR und PR wird noch in Kostenklassen unterteilt (<40\$ je kg Uran, <80\$ je kg Uran, <130\$ je kg Uran und <260\$ je kg Uran). Die Klasseneinteilung stellt im Idealfall eine ökonomische Einteilung der Vorräte nach Gewinnungskosten dar. Allerdings darf man die angegebenen Zahlen nicht als exakt ansehen. So bleibt vor allem beim Vergleich der Angaben unterschiedlicher Jahre unklar, ob die Kosten inflationsbereinigt zu sehen sind oder nicht.

Behält man die Kostenklasse bei, dann sollten sich bei ökonomisch veränderten Randbedingungen die Reserveangaben ändern oder umgekehrt bei Beibehaltung der ausgewiesenen Reserven sollte die Kostenklasse angepasst werden. In der Vergangenheit erfolgte dies auch zeitweise. Die letzte Anpassung erfolgte im Jahr 2010 für das Jahr 2009 durch Hinzufügen der Kostenklasse $<260\$/\text{kg}$ Uran.

Die Analyse der historischen Zeitreihe zeigt jedoch, dass hier in keiner Weise die Datenerhebungen systematisch angepasst und fortgeführt wurden. Daher muss man die Einteilung in Kostenklassen eher qualitativ bewerten etwa in „zu heutigen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen sicher förderfähig“ ($<40\$/\text{kg}$), „ein Teil wohl noch zu den gegebenen Bedingungen förderfähig“ ($<80\$/\text{kg}$), „nur unter veränderten ökonomischen Bedingungen förderfähig“, ein Teil vermutlich aber nicht“ ($<130\$/\text{kg}$) und „nur bei extrem gestiegenem Uranpreis noch förderfähig“ ($<260\$/\text{kgU}$). Dieses Muster wird quer durch die Kategorien benutzt, die ihrerseits jedoch bereits eine unterschiedliche Datenqualität reflektieren. Unklar bleibt z.B., ob einer *inferred resource* $<80\$/\text{kgU}$ eine höhere Wahrscheinlichkeit für eine künftige Förderung zukommt als einer *reasonably assured resource* $<130\$/\text{kgU}$ oder umgekehrt.

Diese Kosteneinteilung setzt sich – wenn auch etwas gröber und zunehmend weniger sinnvoll – bis zu den unentdeckten prognostizierten und spekulativen Vorräten fort.

Dieses methodische Konstrukt suggeriert eine sehr genaue Erfassung der weltweiten Uranvorräte. Tatsächlich jedoch ist die Praxis der Benutzung dieser Zahlen so uneinheitlich und wenig eindeutig, dass manchmal selbst bei einer als bekannt identifizierten Ressource $<40\$/\text{kgU}$ angezweifelt werden muss, ob diese jemals gefördert wird. Hierfür werden länderspezifische Beispiele gegeben.

Im Vergleich zu anderen Definitionen zeigt sich, dass man am ehesten die $\text{RAR}<40\$/\text{kgU}$ als nachgewiesene Reserve bezeichnen kann. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in Deutschland gibt ihr diesen Stellenwert [BGR 2009]. In der Letzten Datenanpassung im Jahr 2010 wurden große Anteile der bekannten Vorratsmengen in die jeweils nächst höhere Kostenklasse übernommen, um wenigstens teilweise dem Einfluss einer Kostensteigerung Rechnung zu tragen. Daher dürften heute von der BGR die $\text{RAR}<80\$/\text{kgU}$ in der Qualität als Reserve bezeichnet werden.

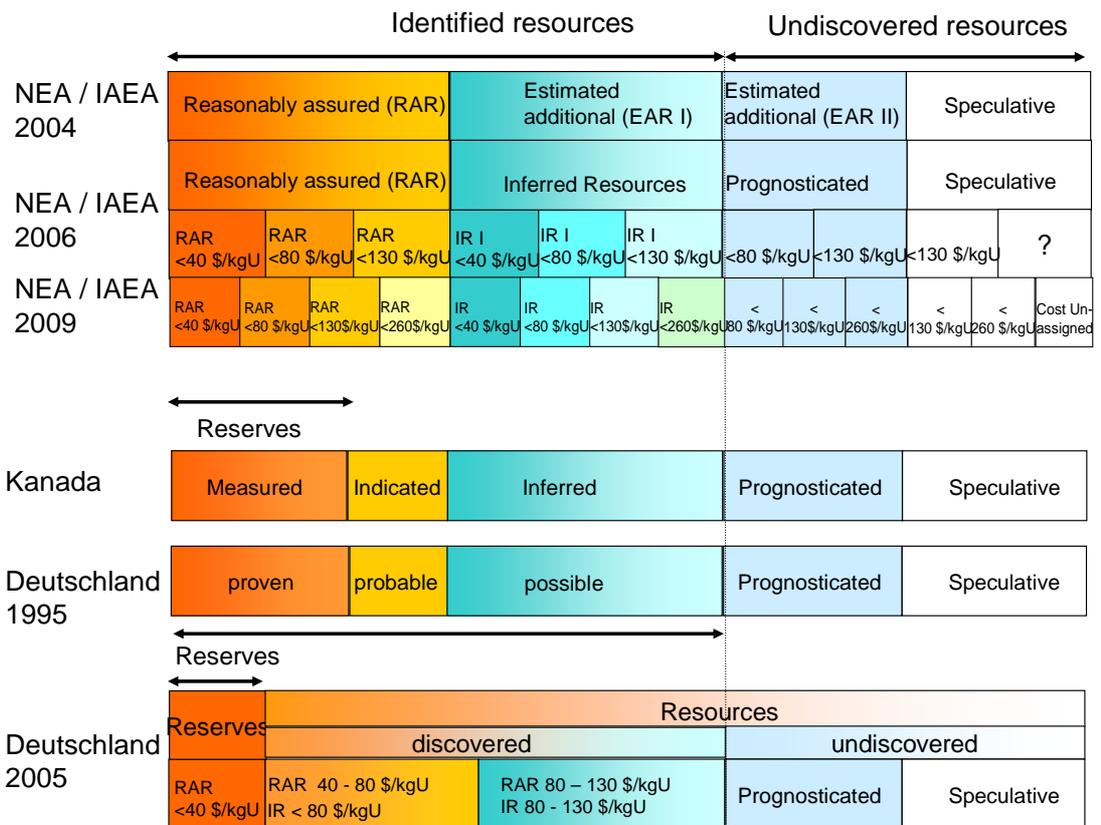


Abbildung 2-1: Vergleich der Klassifizierung von Uranressourcen in verschiedenen Staaten und Organisationen. (Quelle: NEA, NRCAN und BGR)

Die Erfahrung zeigt, dass den als unentdeckt ausgewiesenen Ressourcen eine sehr geringe Wahrscheinlichkeit zukommt, dass sie in der angegebenen Menge vorhanden sind und dass sie jemals gefördert werden. Daher halten die Angaben keiner seriösen Betrachtung stand. Für eine Planung künftiger Fördermöglichkeiten muss man sie außen vor lassen. Allenfalls kann man hoffen, dass diese die Planung später positiv beeinflussen, aber damit zu rechnen, wäre unseriös.

In der öffentlichen Diskussion werden diese Unterschiede oft vergessen. So erstaunt es manchmal, dass spekulative Angaben über nicht entdeckte, aber anhand geologischer Kriterien als möglicherweise vorhanden eingestufte Uranmengen, als Tatsache deklariert werden. Etwaige Kritik daran wird in die „Beweispflicht“ genommen nachzuweisen, falls dem nicht so sei. Tatsächlich aber ist die Beweisführung umzudrehen: Derjenige, der seine Planung auf spekulative Vorräte baut, hat nachzuweisen, dass diese zu gegebener Zeit mit großer Wahrscheinlichkeit auch verfügbar sind.

b) Die Ressourcenangaben der NEA im Jahre 2010

Nach diesen Vorbemerkungen fasst Tabelle 2-2 die von der NEA veröffentlichten aktuellen Angaben zu Uranressourcen mit Status Jahresbeginn 2009 zusammen.

Nur etwa 570 kt werden als $RAR < 40\$/kgU$ – also nach Definition der BGR mit dem Status einer Reserve – ausgewiesen. Gemessen an der Förderung von Uran im Jahr 2009 (51,8 kt) würden diese für 10 Jahre bei konstanter Förderung ausreichen (Tabelle 2-1).

Diese statische Reichweite erhöht sich bei Berücksichtigung der $RAR < 80\$/kgU$ und Bezug auf die Basis Jahresende 2009 (Reduktion der RAR um die Förderung 2009) auf 48 Jahre. Bei Berücksichtigung aller RAR ($< 260\$/kgU$) verlängert sich die statische Reichweite auf 76 Jahre bzw. auf 58 Jahre, falls man den Uranbedarf und nicht die Uranförderung als Vergleichsbasis nimmt.

Die zusätzliche Berücksichtigung aller *inferred resources* verzehnfacht die verfügbaren Mengen gegenüber den $RAR < 40\$/kgU$ auf insgesamt 6.306 kt. Damit steigt die statische Reichweite Ende 2009 bezogen auf den Bedarf von 76 kt auf 93 Jahre. Bei Reichweitebetrachtungen über diesen Zeitraum muss man den Uranbedarf als Basis nehmen, da die Lagerbestände innerhalb weniger Jahre aufgebraucht sein werden.

Würde man letztlich auch die unentdeckten Ressourcen mit einbeziehen, dann ergäbe sich eine Reichweite von 250 Jahren ab Jahresende 2009 und bezogen auf den Uranbedarf von 67 kt. Nur wenn man die Förderung 2009 wieder als Basis nähme, erhöhte sich die Reichweite auf dann 320 Jahre.

Dass der Bezug auf statische Reichweite wenig realistische Schlussfolgerungen suggeriert, wird im nachfolgenden Kapitel deutlich werden. Dort werden Förderprofile skizziert. Viel wesentlicher ist der Zeitpunkt, ab dem die Uranförderung nicht mehr den notwendigen Uranbedarf decken kann.

Tabelle 2-1: Statische Reichweite der Uranressourcen Ende 2009 in Abhängigkeit davon, welche Ressourcenkategorie maximal berücksichtigt wird.

Ressourcenkategorie	Statische Reichweite bezogen auf die Förderung	Statische Reichweite bezogen auf den Verbrauch
	[Jahre]	[Jahre]
$RAR < 40\$/kgU$	10	--
$RAR < 80\$/kgU$	48	37
$RAR < 130\$/kgU$	67	52
$RAR < 260\$/kgU$	76	59
$RAR + IR < 260\$/kgU$	121	93
Speculative Resources (SR)	321	248

Tabelle 2-2: Uran Ressourcen zum Jahresbeginn 2007 (Quelle: NEA 2008)

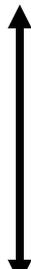
Ressourcenkategorie	Kostenbereich	Ressource [kt]		Daten- qualität	
			Summe		
Reasonably Assured Resources (RAR)	<40\$/kgU	570	570	hoch 	
	40 – 80\$/kgU	1946	2.516		
	80 – 130\$/kgU	1009	3.525		
	130 – 260\$/kgU	479	4.004		
Inferred Resources (IR) - früher EAR I	<40\$/kgU	227	4231	schlecht 	
	40 – 80\$/kgU	999	5.230		
	80 - 130\$/kgU	653	5.883		
	130 - 260\$/kgU	423	6.306		
Unentdeckte Ressourcen	Prognostiziert	<80\$/kgU	1.702	Sehr schlecht (spekulativ) 	
		80 – 130\$/kgU	1.113		9.121
		130 - 260\$/kgU	90		9.211
	Spekulativ	<130\$/kgU	3.738		12.949
		130 - 260\$/kgU	164		13.113
		undefiniert	3.594		16.707

Abbildung 2-2 zeigt die Ressourcenentwicklung gemäß den Erhebungen der NEA seit 1965. Hierbei werden nur RAR und IR (diese entsprechen den ehemals als EAR I erhobenen Ressourcen) berücksichtigt. Die Feinunterteilung in RAR<40\$/kgU oder IR<40\$/kgU wurde nur für die letzten Jahre durchgeführt.

Im Jahre 1983 erfolgte eine deutliche Abwertung der identifizierten Vorräte (RAR und IR wurden zur damaligen Zeit noch als *known conventional resources* bezeichnet, wobei die damals gültige Bezeichnung *estimated additional resources, category I* erst später durch die Bezeichnung *IR* ersetzt wurde) um etwa 1.500 kt. Diese Abwertung bezog sich vor allem auf die Angaben der USA und wird im nachfolgenden Kapitel diskutiert. Seit 1995 steigen die Ressourcen wieder deutlich an.

Allerdings wurde gegenüber 1993 auch die Bezugsbasis verändert: Erst seit 1995 werden die Daten von Kasachstan, der Mongolei und der Ukraine und seit 1997 die von Russland und Usbekistan in der Statistik berücksichtigt. Seit 2003 werden auch die Daten von China

und seit 2005 die von Indien in die Statistik mit eingezogen. Daher waren die tatsächlichen weltweiten Uranressourcen in den früheren Jahren größer als in dieser Statistik ausgewiesen.

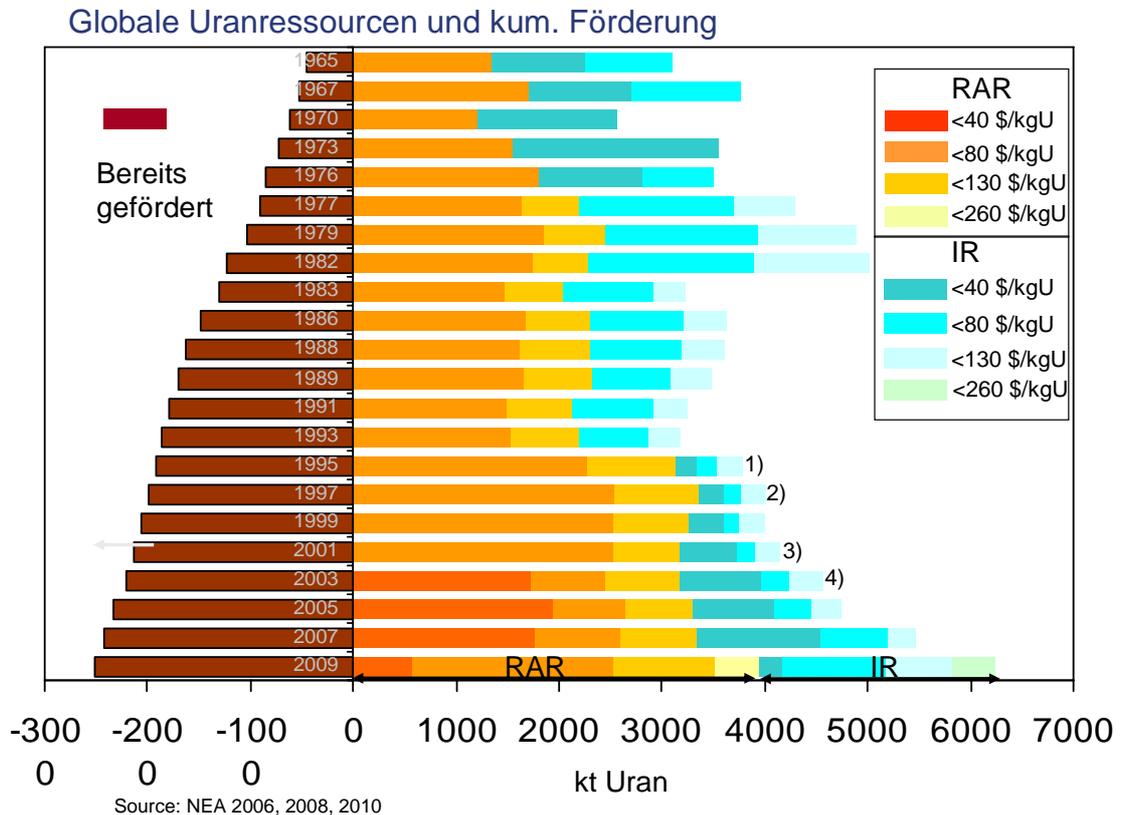


Abbildung 2-2: Entwicklung der Uranressourcen und der bereits geförderten Uranmengen gemäß NEA. (1) Ab hier Berücksichtigung von Kasachstan, Mongolei, Ukraine, 2) ab hier Berücksichtigung von Russland und Usbekistan, 3) ab hier von China und 4) ab hier von Indien) [NEA 2005, NEA 2006, NEA 2008, NEA 2010]

Diese Staaten tragen im aktuellen Bericht mit insgesamt 2.000 kt Uran bei. Für eine vergleichende Betrachtung ist die Abbildung 2-3 um den FSU/China/Indien-Effekt korrigiert, so dass ein konsistenteres Bild der Entwicklung seit 1995 gegeben ist. Die Ressourcenangabe für diese Staaten ist zum Vergleich noch als gepunkteter Balken eingezeichnet.

Wie die Grafik zeigt, folgte die Abnahme der Ressourcen (RAR+IR) von 1986 bis 1999 ungefähr in Einklang mit dem zunehmenden Verbrauch. Erst seit Anfang 2000 erhöhen sich insbesondere die IR wieder. Dieser Anstieg wird oft auf die steigenden Explorationsaufwendungen und darauf begründete Explorationserfolge zurückgeführt. Im

Jahr 2009 trägt die neu eingeführte Kostenklasse „<260\$/kgU“ maßgeblich zur Erhöhung der Ressourcen bei.

Zunächst ist festzuhalten, dass mit Bezug auf die Staatenbasis 1993 die RAR+IR im Jahr 2009 um etwa 700 kt Uran hinter den Angaben für das Jahr 1982 zurückbleiben.

Die weitere Analyse zeigt, dass der Anstieg zwischen 2001 und 2009 vor allem auf Neubewertungen in Australien (RAR + 482 kt, IR+267 kt), Brasilien (IR+21 kt) Kanada (RAR+53 kt; IR + 35 kt), Jordanien (RAR+44 kt, IR+68 kt), Niger (RAR+142 kt) zurückzuführen ist. Diese Aspekte werden in der Länderanalyse ausführlicher besprochen.

Globale Uranressourcen mit Staatenbasis 1993

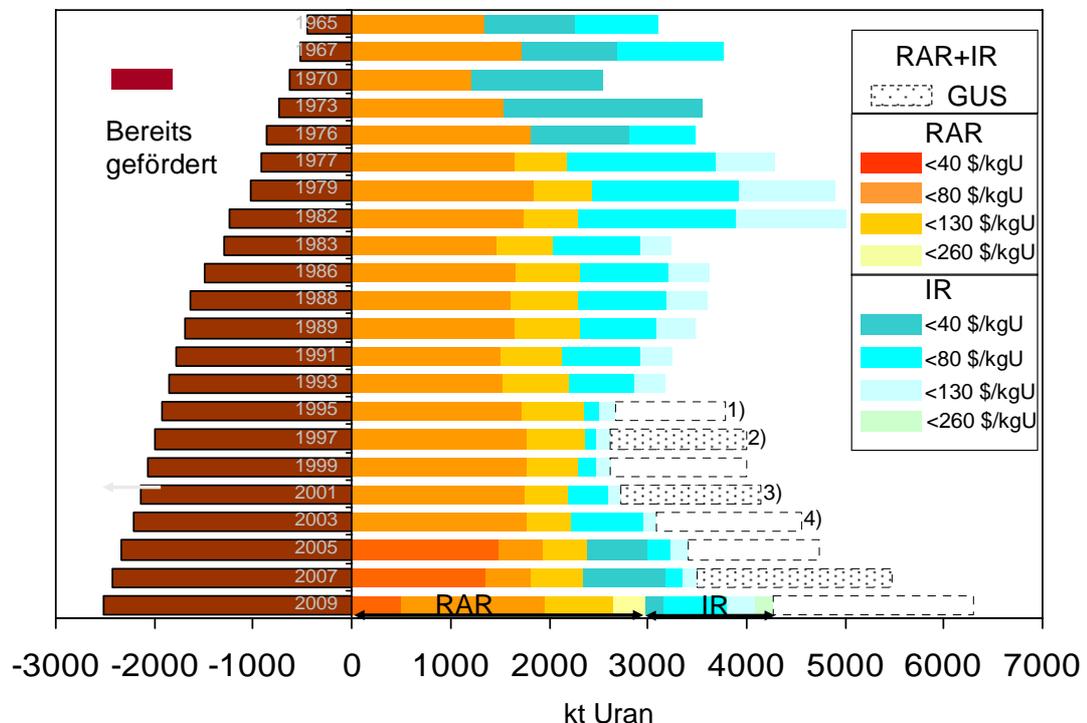


Abbildung 2-3: Korrigierte Version der Entwicklung der Ressourcen. Für diese Darstellung wurden nur Daten für die Staaten benutzt, die auch im Jahr 1993 berücksichtigt wurden, der Beitrag der anderen Staaten (Kasachstan, Mongolei, Ukraine (1), Russland, Usbekistan (2), China (3) und Indien (4)) ist in dem gepunkteten Balken zusammengefasst.

Trägt man in dieser Darstellung alles bisher entdeckte Uran – das sind die bereits produzierten Mengen und die im jeweiligen Jahr ausgewiesenen bekannten Ressourcen – in derselben Skala auf (Abbildung 2-4), so ist die insgesamt als bekannt berichtete Menge

Uran (KCR – *known conventional resources*) in diesen Staaten heute nicht größer als im Jahr 1982, wenn man die 2010 neu eingeführte Kostenkategorie „<260\$/kgU“ außen vor lässt.

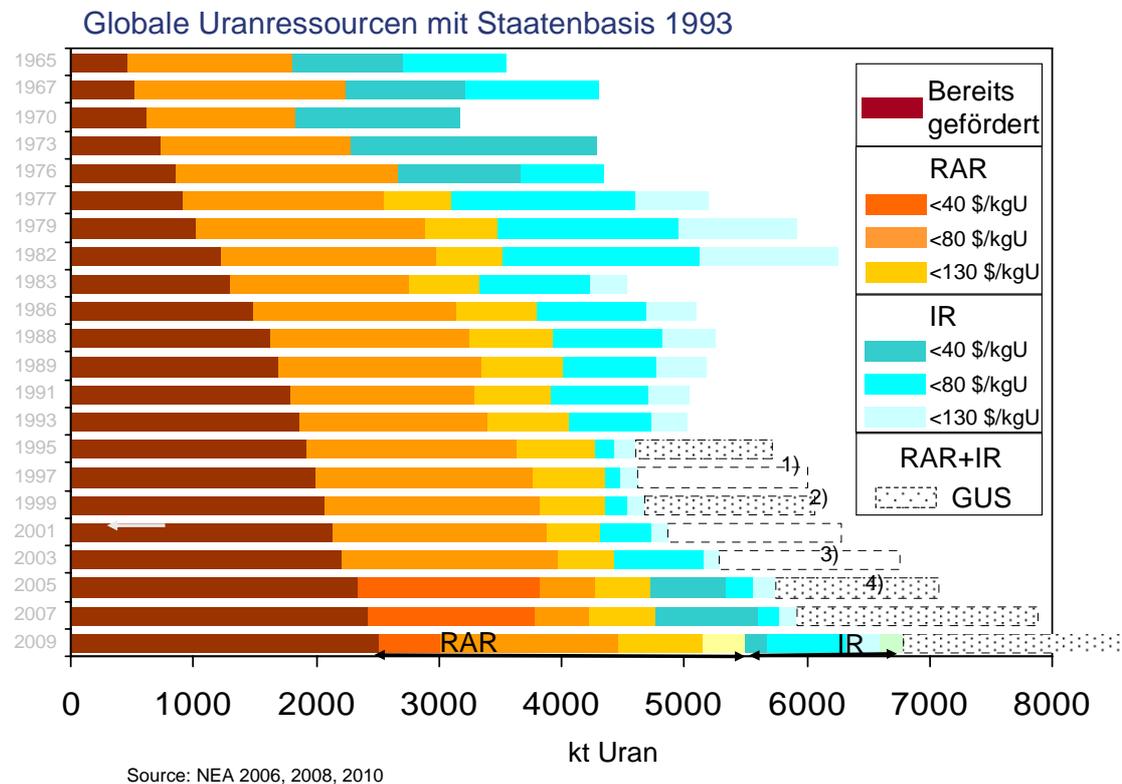
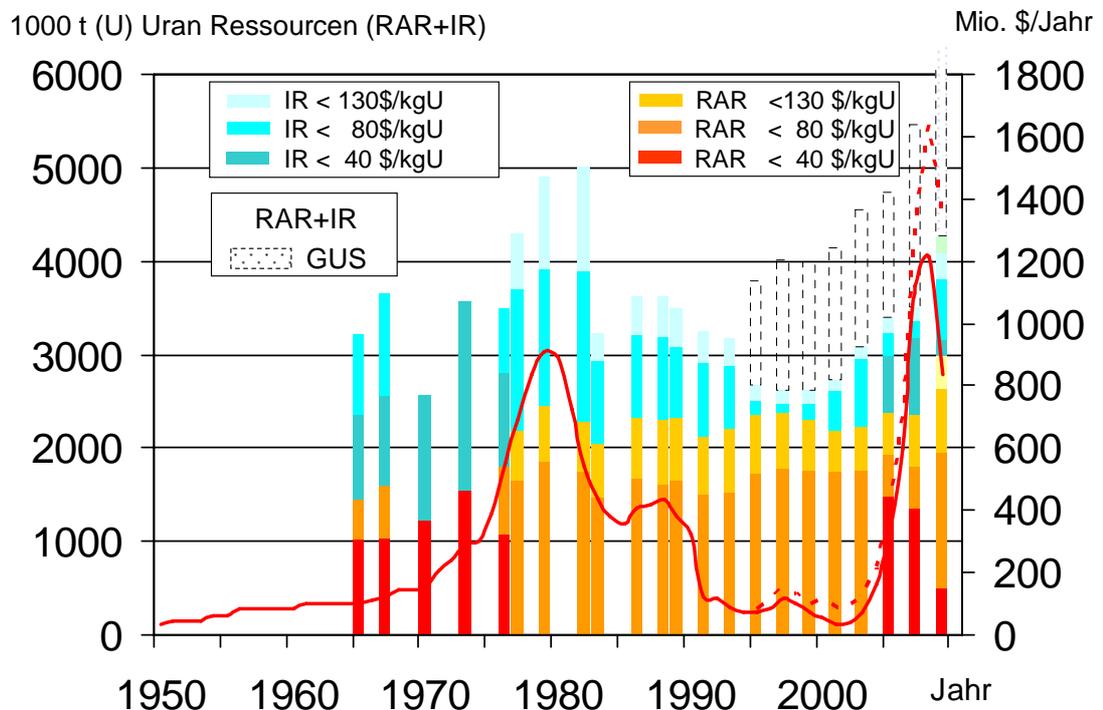


Abbildung 2-4: Darstellung der Daten von Abbildung 2-3 als insgesamt entdeckte Ressourcen.

c) Explorationsaufwand und Konzentration

Die gestiegenen Explorationsaufwendungen werden oft als Begründung für zu erwartende neue Uranfunde angeführt. Die entsprechende Grafik, die auf den Daten der NEA aufbaut, ist in Abbildung 2-5 gezeigt. Allerdings gilt auch hier, dass man für Vergleiche eine einheitliche Staatenbasis nehmen muss. So betragen die Explorationsausgaben der nach 1995 neu berücksichtigten Staaten im Jahr 2008 etwa 400 Mio. Euro, so dass die Zeitreihe seit 1995 entsprechend den zuzuordnenden Ressourcen und Ausgaben korrigiert werden muss. Dies ist in der Grafik bereits durchgeführt. Zum Vergleich sind gepunktet die gesamten Aufwendungen einschließlich dieser Staaten eingetragen.

Jährliche Uran Explorationsausgaben and Ressourcenanalyse



Source: NEA 2006, 2008, 2010

Abbildung 2-5: Ausgaben für Exploration ohne Inflationsbereinigung und Veränderung der entdeckten Uranressourcen (RAR und IR). Die Staaten, deren Ressourcen in dem gepunkteten Balken und Explorationsausgaben in der gestrichelten Linie zusammengefasst wurden, sind erst nach 1993 in die Statistik einbezogen worden [NEA 2005, 2006, 2008].

Darüber hinaus muss für diesen Vergleich die Inflationsrate berücksichtigt werden. Da diese je nach Branche unterschiedlich ausfällt, ist ein exakter Vergleich nicht möglich. Dennoch zeigt die Anwendung der jährlichen Inflationsrate des Dollars [Gov 2009], dass die Explorationsausgaben um 1980 die der letzten Jahre um den Faktor zwei überstiegen. Berücksichtigt man überdies die seit dem Jahr 2000 deutlich gestiegenen Rohstoff- und Stahlpreise, so sind die gestiegenen Explorationsaufwendungen der letzten Jahre mindestens teilweise auf diesen Effekt zurückzuführen.

Annual Uranium Exploration Expenditure and Resource Assessments

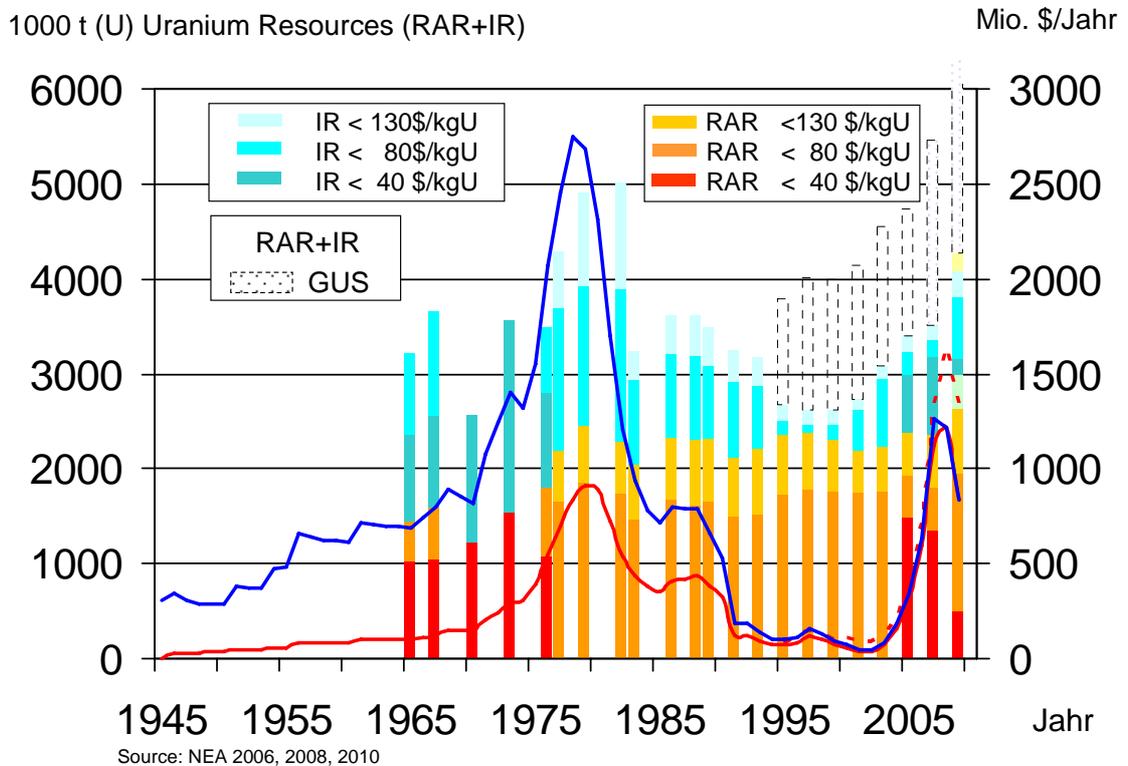


Abbildung 2-6: Explorationsausgaben (blau: inflationsbereinigt in \$2009; rot: in Originaleinheiten) [NEA 2005, NEA 2006, NEA 2008, 2010] und eig. Berechnung mit [Gov 2009].

Bei der üblichen Ressourcenbetrachtung wird die Qualität der Uranerze nur indirekt über die Zuordnung zu einer bestimmten Kostenklasse berücksichtigt. Ein wesentliches Kriterium zur Bewertung einer Ressource sind aber der zu erwartende Energieaufwand und die zu erwartende Umweltbeeinträchtigung durch die Menge des zu prozessierenden Materials. Letztere ist indirekt proportional zur Urankonzentration im Gestein. Im Kapitel Umweltauswirkungen wird hierauf ausführlicher eingegangen. Daher steigen Energieaufwand und Umweltbeeinträchtigung mit geringer werdender Urankonzentration, bis der Energieaufwand zur Bereitstellung des Urans den Energieinhalt des Urans übersteigt. Der genaue Grenzwert der Konzentration mit noch positiver Energiebilanz ist von den Details der Gesteinsart, der Abbautechnik und der Projektentwicklung abhängig. Aber Berechnungen und Abschätzungen zeigen, dass diese Grenze bei einer Konzentration von 0,01-0,02 % erreicht werden könnte [van Leeuwen]. Zumindest aber steigen hier die Energieaufwendungen bereits deutlich an. Es ist bemerkenswert, dass in den meisten neuen Projekten in Namibia die Konzentration zwischen 0,01-0,02 % liegt.

In Abbildung 2-7 wird eine ungefähre quantitative Zuordnung der entdeckten Uranressourcen zur Konzentration im Erz gegeben. Die Analyse umfasst alle Minen, deren Uranerzkonzentrationen veröffentlicht sind. Zusätzlich wurde bei den einzelnen Minen die unterschiedliche Qualität der als *proven* und *probable* klassifizierten Reserven und der als *measured*, *indicated* und *inferred* ausgewiesenen Ressourcen ihrer Konzentration entsprechend unterschieden. Die Darstellung ist nicht ganz vollständig – da nicht von allen Minen die Daten bekannt sind – gibt aber doch eine gute Übersicht. Die nicht berücksichtigten Uranmengen bewegen sich vermutlich vor allem im Bereich niedriger Konzentration, so dass die Uranmenge mit Urankonzentration kleiner 0,04 oder 0,03 % noch zunehmen wird.

Wie aus der Grafik ersichtlich ist, gibt es nur noch geringe Mengen Uran mit einer Konzentration im Erz größer als 1 Prozent. Diese liegen fast ausschließlich in Kanada. In allen anderen Staaten sind derartig hochprozentige Uranerzlagerstätten bereits erschöpft.

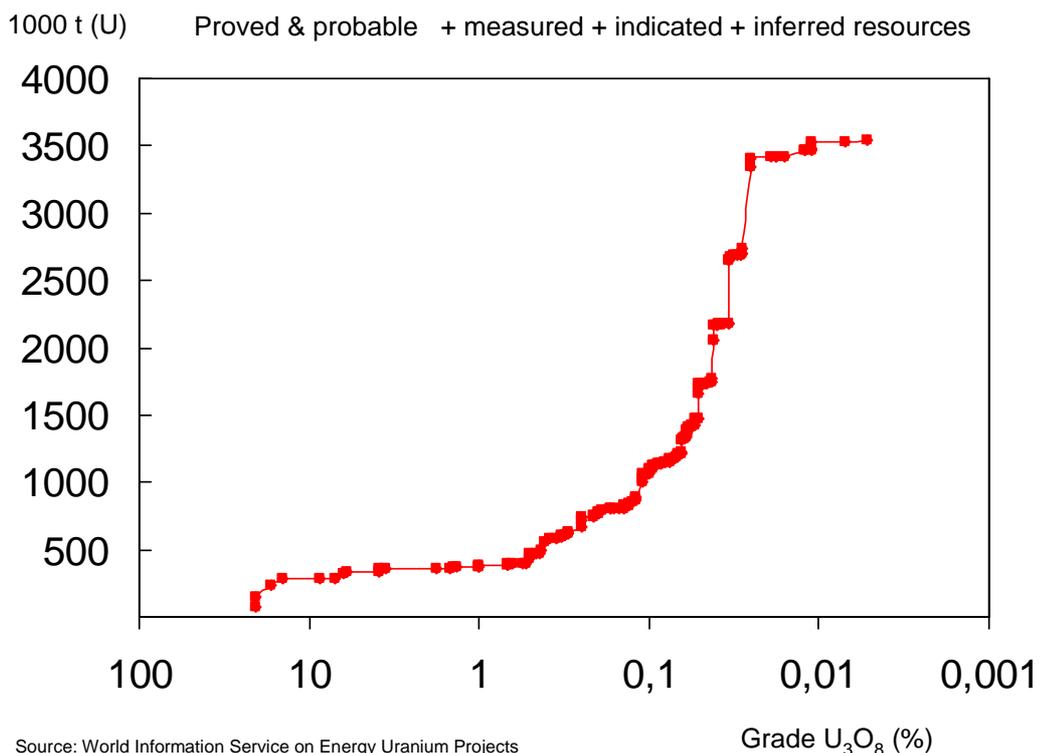


Abbildung 2-7: Analyse von Reserven und Ressourcen der weltweiten Uranminen bzgl. der Urankonzentration im Erz (eigene Analyse auf Basis der Daten von [WISE 2006])

Generell kann man anhand geologischer Kriterien die weltweiten Uranvorkommen bezüglich ihres Ursprungs und ihrer Konzentration im Vorkommen grob quantifizieren.

Abbildung 2-8 zeigt die vermutete Verteilung der Uranvorkommen auf der Erde. Für eine Erschließung sind vor allem die Vorkommen mit hoher Konzentration relevant. So sind die kanadischen Vorkommen die mit der höchsten Urankonzentration. Die Tatsache, dass die größten Uranmengen fein verteilt in der Erdkruste vorkommen, bedeutet nicht, dass sie auch als Ressource zur Verfügung stehen. Der oben beschriebene steigende Energie- und Materialaufwand mit geringer werdender Urankonzentration setzt hier eine Grenze, ab der die Erschließung nur noch in Sonderfällen sinnvoll ist. Daher sind diese Uranmengen aus gutem Grund in keiner Reserve- oder Ressourcenstatistik enthalten.

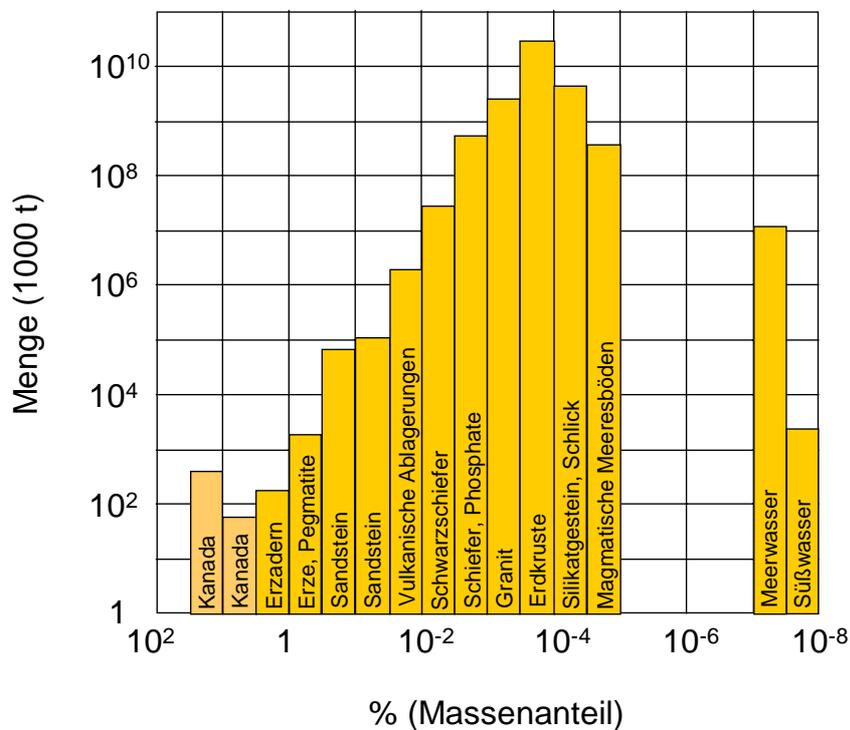


Abbildung 2-8: Geschätzte Verteilung der weltweiten Uranvorkommen (nach [van Leeuwen 2005] und dort genannten Referenzen).

d) Land für Land Details

In Tabelle 2-3 sind die von NEA ermittelten Länder spezifischen Daten für RAR und IR – unterteilt in die verschiedenen Kostenklassen – aufgelistet [NEA 2010]. Die 2010 veröffentlichten Daten wurden mit Stichtag zum 1.1.2009 erhoben. Diesen Spalten vorangestellt ist die Jahresförderung 2009 sowie die bis Ende 2009 insgesamt geförderte Uranmenge. Die Jahresförderung wurde [WNA 2010] entnommen, die Berechnung der insgesamt geförderten Menge basiert auf Daten von [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008], [NEA 2010], [BGR 1995], [BGR 1998], [BGR 2006], [WNA 2010] und eigenen Berechnungen.

Tabelle 2-3: Kumulierte Uranförderung bis Ende 2009 (eig. Berechnung auf Basis [NEA 2005], [WNA 2009], [BGR 1995], [BGR 1998], BGR 2001], BGR 2006], [WNA 2010]; "Reasonably Assured Resources" and "Inferred Resources" von Uran zum Jahresanfang 2009 in 1000 Tonnen Uran (kt U) [NEA 2010]

Land	Förderung 2009	Kum Förderung Ende 2009	Reasonably Assured Resources (RAR) zum 1.1.2009			Inferred Resources (IR) zum 1.1.2009		
			< 80 \$/kgU	< 130 \$/kgU	< 260 \$/kgU	< 80 \$/kgU	< 130 \$/kgU	< 260 \$/kgU
Algerien	0	0	?	19,5	19,5	0	0	0
Argentinien	0	2,6	7	10,4	10,4	4,4	8,7	8,7
Australien	7,98	165	1163	1176	1179	449	497	500
Brasilien	0,35	2,05	157,7	157,7	157,4	73,6	121	121
Kanada	10,2	432	336,8	361,1	387,4	110,6	124,2	157,2
Chile	0	0	0	?	0,8	0	0	0,7
China	0,75	82,9	100,9	115,9	115,9	49,1	55,5	55,5
Kongo	0	25,6	0	0	1,4	0	0	1,3
Tschechien	0,26	111	0,4	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1
Dänemark	0	0	0	0	0	0	0	85,6
Ägypten	0	0	0	0	0	0	0	1,9
Finnland	0	0	0	1,1	1,1	0	0	0
Frankreich	0,008	76	0	0	9	0	0,1	0,1
Gabun	0	25,6	0	4,8	4,8	0	0	1
Deutschland	0	220	0	0	3	0	0	4
Griechenland	0	0	0	0	1	0	0	6
Ungarn	0	20	0	0	0	0	0	8,6
Indien	0,29	10,1	0	55,2	55,2	0	24,9	24,9
Indonesien	0	0	0	4,8	4,8	0	0	1,2
Iran	?	?	0	0	0,7	0	0	1,4
Italien	0	0	?	4,8	4,8	0	0	1,3
Japan	0	0	0	6,6	6,6	0	0	0
Jordanien	0	0	44	44	44	67,8	67,8	67,8
Kasachstan	14,02	145	233,9	336,2	414,2	241,5	315,6	417,9

Land	Förderung 2009	Kum Förderung Ende 2009	Reasonably Assured Resources (RAR) zum 1.1.2009			Inferred Resources (IR) zum 1.1.2009		
			< 80 \$/kgU	< 130 \$/kgU	< 260 \$/kgU	< 80 \$/kgU	< 130 \$/kgU	< 260 \$/kgU
Malawi	0,1	0	8,1	13,6	13,6	0	1,5	1,5
Mexiko	0	0	0	0	1,3	0	0	0,5
Mongolei	0	0,7	37,5	37,5	37,5	4,3	11,8	11,8
Namibia	4,63	100	2	157	157	0	127,2	127,2
Niger	3,24	111,2	42,5	242	244,6	30,9	30,9	30,9
Pakistan	0,05	0,5	0	0		0	0	0
Peru	0	0	0	1,3	1,3	0	1,4	1,4
Portugal	0	3,2	4,5	6	6	0	1	1
Rumänien	0,08	18,3	0	3,1	3,1	0	3,6	3,6
Russland	3,56	149,6	100,4	181,4	181,4	57,7	298,9	384,9
Slovakia	0	0	0	0	5,1	0	0	5,2
Slovenien	0	0	0	0	1,7	0	7,5	7,5
Somalia	0	0	0	0	5	0	0	2,6
Südafrika	0,56	160,6	142	195,2	195,2	90,9	100,4	100,4
Spanien	0	6,1	2,5	4,9	4,9	0	6,4	6,4
Tadschikistan	0	20	0	0		0	0	0
Schweden	0	0	0	4	4	0	6	6
Tansania	0	0	0	0	8,9	0	0	19,5
Türkei	0	0	0	7,3	7,3	0	0	0
Ukraine	0,84	58,8	38,7	76	142,4	14,9	29	81,2
USA	1,45	429,5	39	207,4	472,1	0	0	0
Usbekistan	2,42	96,4	55,2	76	76	31	38,6	38,6
Vietnam	0	0	?	0	1	0	0	5,4
Zimbabwe	0	0	?	1,0	1,4	0	0	0
Welt	50,77	2.398	2.516	3.525	4.004	1.226	1.879	2.302

In Abbildung 2-9 sind diese Zahlen für die relevanten Uranförderstaaten nochmals grafisch dargestellt. Der negative Wert (dunkelbrauner Balken) zeigt die bereits geförderte Uranmenge. Nach rechts sind für die einzelnen Staaten nochmals die RAR und IR in die verschiedenen Kostenklassen unterteilt dargestellt. Das Verhältnis der bisher geförderten Uranmenge zu den verbleibenden Ressourcen gibt zusammen mit der aktuellen Förderhöhe einen ersten wichtigen Anhaltspunkt darüber, ob ein Staat seine Förderung noch stark ausweiten kann oder ob die Vorräte bereits deutlich erschöpft sind.

Aus der Grafik wird ersichtlich, dass von den großen Förderstaaten USA, Kanada, Deutschland, Tschechische Republik, Usbekistan und Frankreich ihre Ressourcen bereits zur Hälfte oder mehr aufgebraucht haben. Insbesondere für Kanada – das heute auf sehr hohem Niveau fördert – ist dies ein Indiz dafür, dass die Förderung nicht mehr lange auf

dem hohen Niveau gehalten werden kann, wenn nicht bald substanzielle neue Ressourcen gefunden werden. Die größten Potenziale für eine Förderausweitung dürften in Australien und Kasachstan und bereits auf deutlich niedrigerem Niveau in Niger, Namibia, Ukraine und Brasilien liegen, wenn man die absolute Größe der $RAR < 130 \$/kgU$ und deren Relation zur bereits geförderten Uranmenge als Maßstab nimmt. Um zu einer verlässlichen Basis kommen, müssen diese Indizien allerdings noch nach weiteren Kriterien bewertet werden.

Uranressourcen und kum. Förderung

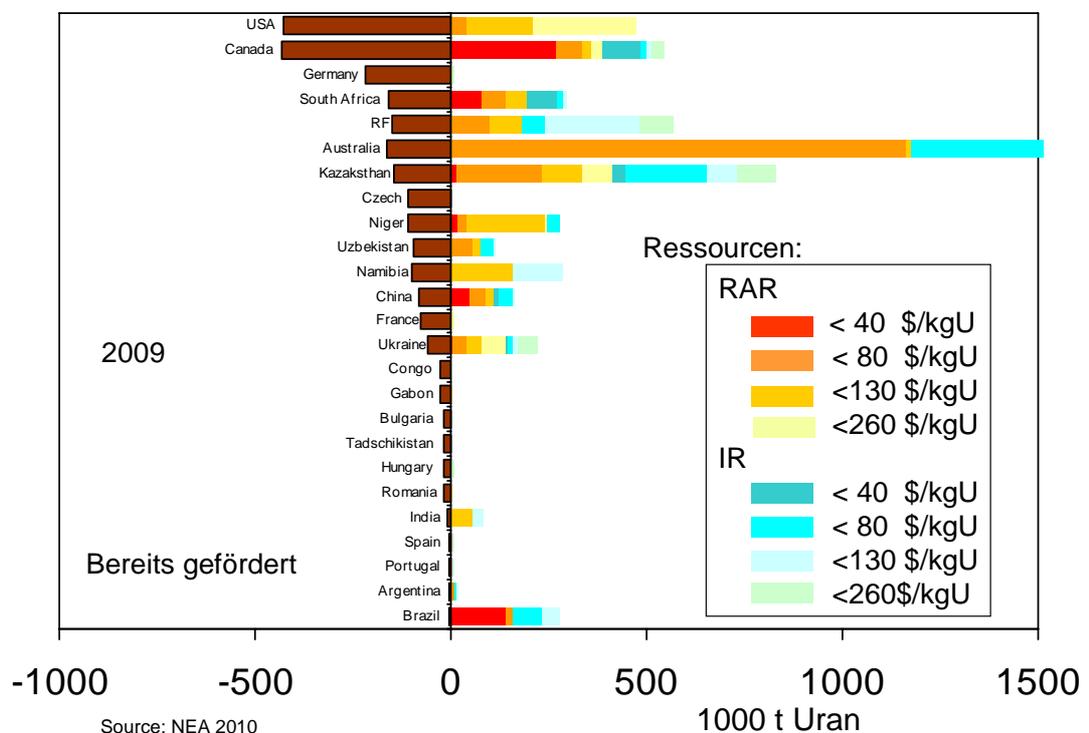


Abbildung 2-9: Darstellung der bisher geförderten Uranmenge als negativer Wert und der erhobenen RAR und IR und deren Zuordnung zu Kostenklassen [NEA 2010]

Abbildung 2-10 zeigt die Veränderung der Einschätzung von RAR und IR zwischen den letzten Datenerhebungen für 2005, 2007 und 2009. Alle Staaten reduzierten die Uranvorräte $< 40 \$/kg$ Uran stärker als es der Fördermenge entspricht. Deutlich ausgeweitet wurden die Ressourcen nur in Australien. Dies ist auf eine Neubewertung der künftigen Fördermöglichkeiten von der Mine Olympic Dam zurückzuführen. Die Fördermenge von Olympic Dam wird eher von umweltpolitischen Restriktionen oder von

der Nachfrage nach dem Koppelprodukt Kupfer bestimmt als von Ressourcenbegrenzungen.

Auffällig ist, dass in Kasachstan ein guter Teil der RAR <130\$/kgU schlechtere Ressourcenkategorien IR abgewertet wurde, obwohl viele Projekte zur Erschließung des Uran vorangetrieben wurden. Üblicherweise sollte gerade mit der Erschließung einer Mine deren sichere Reserve ansteigen. Daher kann man dies so interpretieren, dass in den vorangehenden Datenerhebungen viele der Ressourcenangaben zu großzügig waren und dies jetzt mit besserer Kenntnis der Minen korrigiert wurde.

Auffällig ist auch, dass in den Staaten, auf deren Förderausweitung keine allzu großen Hoffnungen gesetzt werden können (Südafrika, Russland, Ukraine), ein großer Ressourcenzuwachs zu verzeichnen ist, wenn auch vor allem in der Kategorie IR.

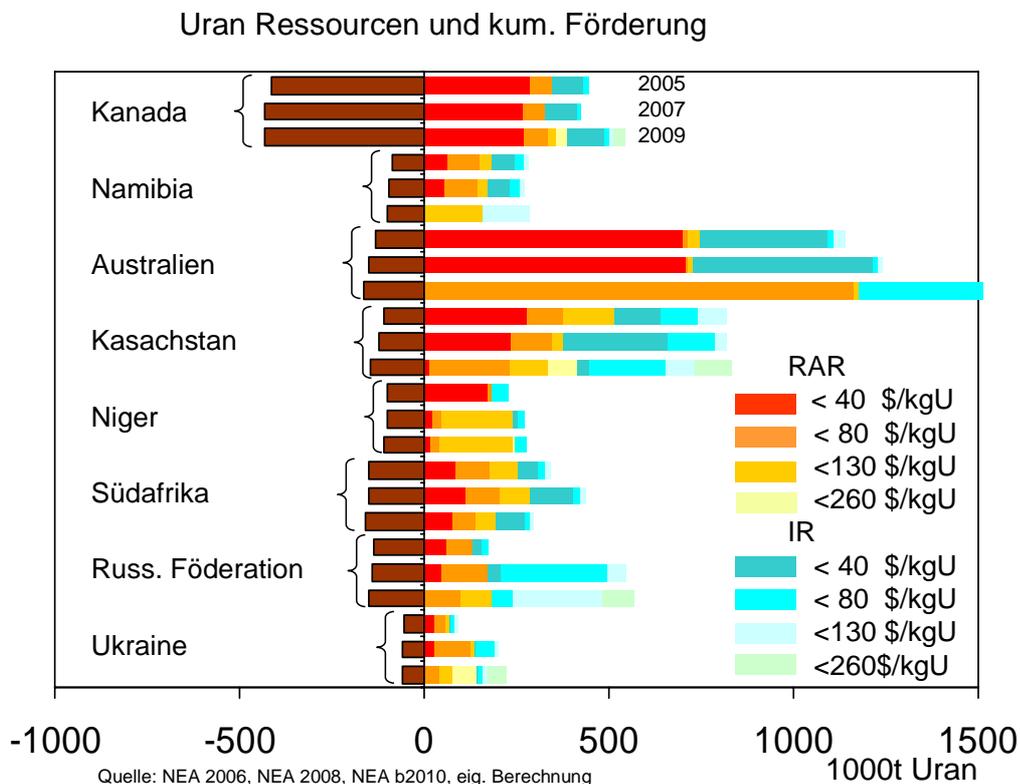


Abbildung 2-10: Veränderung von kumulierter Förderung, RAR und IR von 2005 auf 2007 für ausgewählte Staaten [NEA 2006], [NEA 2008], [NEA 2010].

Die meisten großen Uranvorkommen wurden bereits vor Jahrzehnten entdeckt. Die Projekte der letzten Jahre basieren vor allem auf der Entwicklung dieser alten Funde, wie z.B. die Situation in Australien, Kanada, Namibia und Niger zeigt (Tabelle 2-4). Bei der Erschließung der Minen vor 20 oder 30 Jahren hat man bewusst die als am meisten

rentabel erscheinenden Vorkommen zuerst ausgebeutet. Dass man jetzt die anderen Projekte angeht, zeigt, dass es eben kaum neue Funde mit ökonomisch günstigen Eigenschaften gibt.

Tabelle 2-4 gibt die Eckdaten für einige wichtige Uranvorkommen. Aus dieser Darstellung ist auch ersichtlich, dass die Zeit von der Entdeckung zur Erschließung bis auf wenige Ausnahmen immer länger wird. Auch dies ist ein Indiz, dass neue Vorkommen eben selten werden.

Tabelle 2-4: Entdeckungsjahr und Förderbeginn wichtiger großer Minen [NEA 2005, 2008, 2010]

Land	Vorkommen	Entdeckung	Förderbeginn
Australien	Beverly	1970	2000
	Honeymoon	1972	In Vorbereitung
	Jabiluka	1971	noch nicht
	Olympic Dam	1976	1988
	Ranger	1969	1981
Kanada	Cigar Lake	1981	Nicht vor 2013
	Cluff Lake	1975	1980
	Key Lake	1975/76	1983
	McArthur River	1988	1999
	McClellan Lake	1979	1999
	Rabbit Lake	1968	1975
	Midwest	1978	Nicht vor 2013
Kasachstan	Mecsek	1954	1956
	Inkai	1979	2001
	Kanzhugan	1974	1988
	Melovoye	1956	1959
	Moynkum	1976	2001
	Mynkuduk	1975	1987
	Uvanas	1969	1977
Zaozernoje	1955	1961	
Namibia	Rössing	1973	1976
	Langer Heinrich	1973	2007
	Trekkopje	1976	nicht vor 2011
	Valencia	1977	nicht vor 2011
	Husab	?	nicht vor 2013
Rössing South	2008	nicht vor 2011	
Niger	Abkorum	1979	In Vorbereitung
	Akouta	1972	1978
	Arlit	1965	1971
	Azelik	1957	Nicht vor 2011
	Ebba	1982	In Vorbereitung
	Imouraren	1977	2013
Techili	1988	?	

2.1.2 Szenarien der Uranförderung bis 2100 auf Basis der RAR + IR

Auf Basis der in Tabelle 2-2 berichteten RAR und IR lassen sich globale Förderszenarien erstellen. Diese basieren auf einer logistischen Wachstumskurve, deren Parameter so angepasst werden, dass sie einerseits an die historische Entwicklung anschließen und andererseits die kumulierte Förderung von 2007 bis 2100 nicht oder nur unwesentlich die bekannten Ressourcen übersteigt.

Abbildung 2-11 zeigt das zusammenfassende Ergebnis der globalen Szenariorechnungen. Die rote Fläche gibt den Verlauf der historischen Förderkurve seit 1950 und deren Fortführung. Die Szenariorechnungen schließen an die Förderzahlen für das Jahr 2008 an und geben die mögliche Uranfördermenge auf Basis der RAR < 40\$/kgU (rot), RAR < 80\$/kgU (orange), RAR < 130\$/kgU (ocker), RAR < 260\$/kgU (gelb) sowie unter Einrechnung der IR < 260\$/kgU (türkis). Der genaue Förderverlauf hängt davon ab, wie schnell Projekte in den kommenden Jahren entwickelt werden. Dadurch kann die Förderausweitung schneller (oder langsamer) als hier dargestellt erfolgen. Dem wird ein entsprechend schnellerer (oder langsamerer) Förderrückgang erfolgen, aber die Gesamtfläche bis zum Jahr 2100 muss konstant bleiben.

Eine wesentliche Abweichung von diesen Fördermengen ist nur möglich, wenn in Zukunft die bekannten Uranvorräte deutlich vergrößert werden. Aufgrund der historischen Entwicklung ist das allerdings eher unwahrscheinlich. Die Welt ist in den vergangenen 60 Jahren sehr gut exploriert worden. Neue Funde sind noch in einzelnen Gegenden wahrscheinlich, im Wesentlichen aber wird in den kommenden Jahren eine Erschließung der bekannten – meist weniger attraktiven – Vorkommen erfolgen.

EWG-Szenario der globalen Uranförderung (mit Datenbasis 2009)

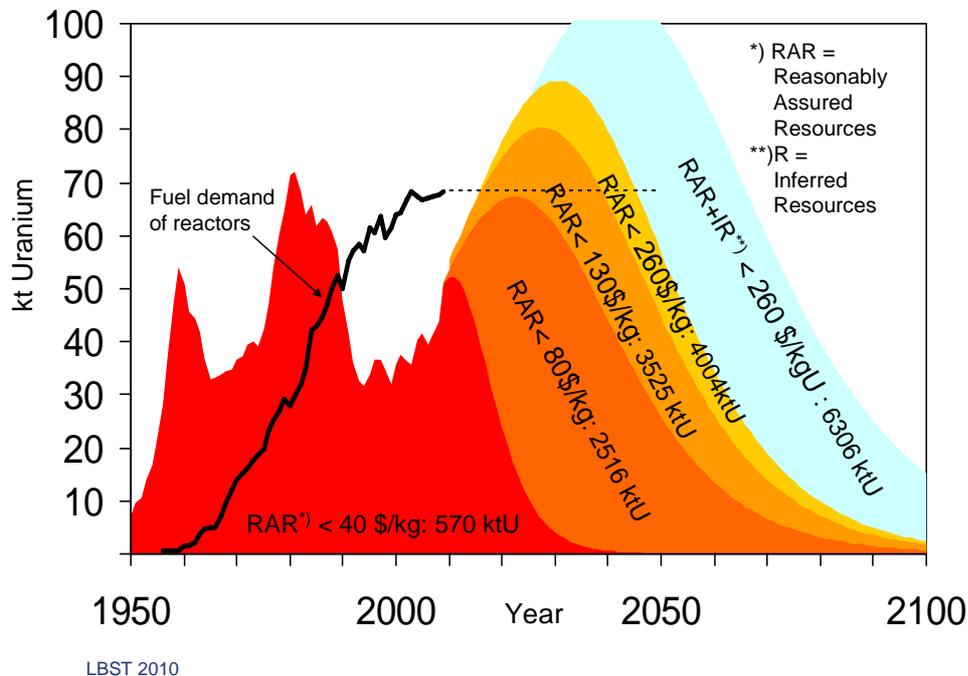


Abbildung 2-11: Förderszenarien bis 2100 unter Berücksichtigung der Einteilung der Ressourcen in unterschiedliche Kategorien und Kostenklassen (eigene Berechnung auf Basis von [NEA 2010]).

Die Darstellung zeigt auch, dass eine Erhöhung der Funde nur einen geringen Einfluss auf die langfristigen Fördermöglichkeiten bietet. So ist nach dieser Darstellung das Fördermaximum bei einer noch verfügbaren Gesamtfördermenge von 0,57 Mio. Tonnen Uran ($RAR < 40$ \$/kg) bereits erreicht. Die $RAR < 80$ \$/kg mit insgesamt 2,5 Mio. Tonnen erlauben eine Förderausweitung bis ungefähr 2020 oder 2025. Ein schnellerer Förderanstieg als in Abbildung 2-11 gezeigt würde das Fördermaximum vor das Jahr 2020 schieben. Eine noch verfügbare Fördermenge auf 3,5 Mio. Tonnen ($RAR < 130$ \$/kg) verlängert hingegen die Zeit bis zum Überschreiten des Fördermaximums nur um etwa fünf Jahre, die weitere Erhöhung auf 4 Mio. Tonnen ($RAR < 260$ \$/kg) um weitere fünf Jahre. Sollten insgesamt noch 6,3 Mio. Tonnen Uran verfügbar sein – dies entspricht der Summe aller entdeckten Ressourcen, unabhängig von ihrer Qualität und den Fördereigenschaften – eine Verdreifachung ($RAR + IR < 260$ \$/kg), so könnte die weltweite Uranförderung für einige Jahrzehnte auf über 100 kt/Jahr ausgeweitet werden. Aufgrund der geringen Datenqualität dieser Ressourcenkategorien sowie größerer Abzüge von bis zu 30% der

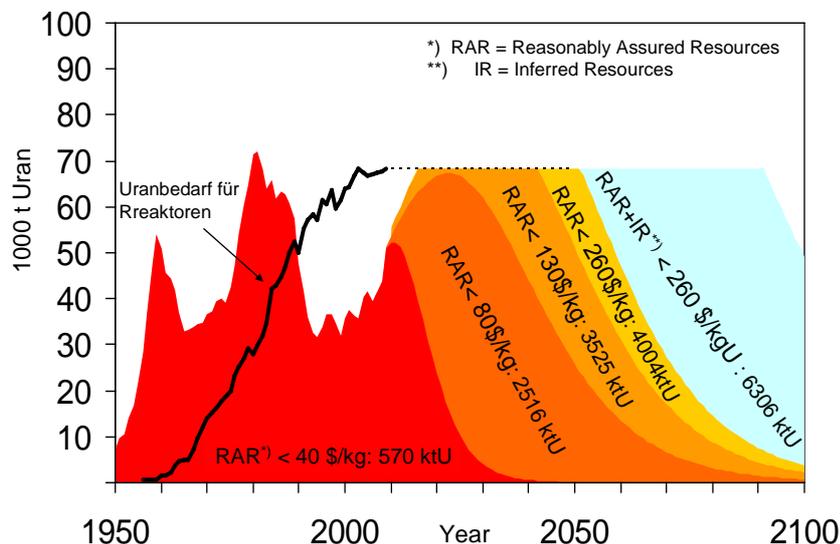
Ressourcen durch technisch bedingte Förderverluste ist dies eine maximale Obergrenze, die vermutlich nie erreicht werden wird.

Somit wird das Fördermaximum mit großer Wahrscheinlichkeit in der Zeit zwischen 2020 und 2040 erfolgen. Aufgrund der historischen Erfahrungen mit der Bilanzierung von RAR und IR kann davon ausgegangen werden, dass sich eher nicht alle als bekannt bilanzierten Vorräte auch in entsprechenden Fördermengen niederschlagen werden – das würde das Fördermaximum eher in den Bereich 2020 – 2030 verschieben.

Die schwarz eingezeichnete Kurve gibt den Uranbedarf der Kernreaktoren. Die gestrichelt eingezeichnete Fortführung der Kurve bis 2030 zeigt den Verlauf bei konstantem Uranbedarf [NEA 2008]. Die Differenz zwischen Uranförderung und Uranbedarf wurde in der Vergangenheit durch sog. Sekundäre Uranquellen gedeckt.

Oboge Grafik gibt ein Beispiel für konkrete Förderszenarien. Natürlich kann die Förderung über einen größeren Zeitraum fortgesetzt werden, wenn der Jahresbedarf von knapp 70 kt Uran nicht überschritten wird. Beispielhaft ist in Abbildung 2-12 ein Alternativszenario skizziert. Bei entsprechend reduzierter Förderung verlängert sich die Reichweite, bevor die Förderung in den unvermeidlichen Rückgang geht. Allerdings zeigt sich, dass die $RAR < 80\$/kg$ nicht ausreichen, über mehr als ein Jahrzehnt eine Vollversorgung aller Reaktoren zu gewährleisten.

Szenario der globalen Uranförderung (mit Datenbasis 2009)



LBST 2010

Abbildung 2-12: Förderszenarien bis 2100 unter der Annahme, dass der Jahresbedarf von 68 kt Uran nicht überschritten wird

Aus Abbildung 2-11 und Abbildung 2-12 lassen sich drei wesentliche Erkenntnisse gewinnen:

- Vermutlich zwischen 2020 und 2040 wird die Uranförderung nicht mehr ausgeweitet werden können. Spätestens ab dieser Zeit werden sich Verfügbarkeitsengpässe ergeben.
- Da die bekannten Sekundärquellen sehr begrenzt verfügbar sind, muss die Differenz zwischen Uranförderung und Verbrauch möglichst schnell reduziert werden. Wenn das Schließen dieser Lücke nicht bis 2020 gelingt, dann können sich Verfügbarkeitsengpässe bereits um 2020 ergeben.
- Diese Aussage bezieht sich auf einen konstanten Reaktorbestand, da alte Reaktoren zunehmend durch neue ersetzt werden müssen, deren anfänglicher Uranbedarf bis zum Faktor drei höher als im Durchschnitt ist. Daher ist unabhängig von anderen Restriktionen ein starker Zubau von Kernreaktoren vor allem davon abhängig, wie schnell es gelingt, die Förderung in den kommenden 5 – 10 Jahren auszuweiten.

Zur Beantwortung dieser Fragen sind detaillierte Analysen notwendig, wie sie im Folgenden versucht werden.

2.2 Länderanalyse

2.2.1 Übersicht über die Förderszenarien

Die globalen Szenarien können in den Förderbeitrag einzelner Staaten untergliedert werden, um deren Relevanz zu untersuchen. Die zusammenfassende Darstellung der Szenarien ist in Abbildung 2-13 (RAR<80\$/kg), Abbildung 2-14 (RAR<130\$/kg), Abbildung 2-15 (RAR<260\$/kg) und Abbildung 2-16 (RAR+IR) gezeigt. Hier wird noch einmal deutlich, dass für die mittel- und langfristige Entwicklung vor allem die Förderung der Staaten Australien und Kasachstan ausschlaggebend ist. Die Förderung der anderen Staaten spielt für langfristige Betrachtungen kaum eine Rolle. Wohl aber ist für die kurzfristige Förderentwicklung innerhalb der kommenden 10 Jahre die Projektentwicklung der anstehenden Projekte ausschlaggebend. Aus dieser Analyse wird deutlich, wie wichtig die Ausweitung der Uranförderung in Kasachstan kurzfristig ist. Vermutlich wird dort vor 2020 das Fördermaximum erreicht werden (Basis RAR<260\$/kg). Der dann einsetzende Förderrückgang muss durch die Förderausweitung in anderen Regionen ausgeglichen werden. Langfristig besitzt Australien mit Abstand das größte Potenzial

Aufgrund dieser Detailanalysen wird eine Förderausweitung über 90 kt/Jahr und für einen Zeitraum nach 2020 oder gar nach 2030 äußerst unwahrscheinlich, würde dies doch annähernd einer Vervierfachung der australischen Uranförderung zur Basis haben.

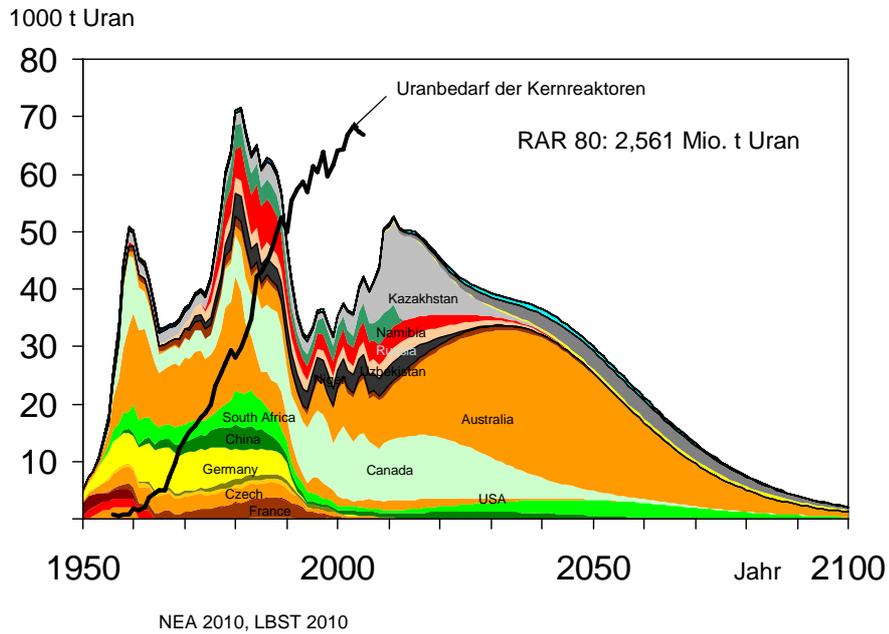


Abbildung 2-13: Detailanalyse mit Förderprofilen für jeden Förderstaat, basierend auf RAR<80 \$/kgU

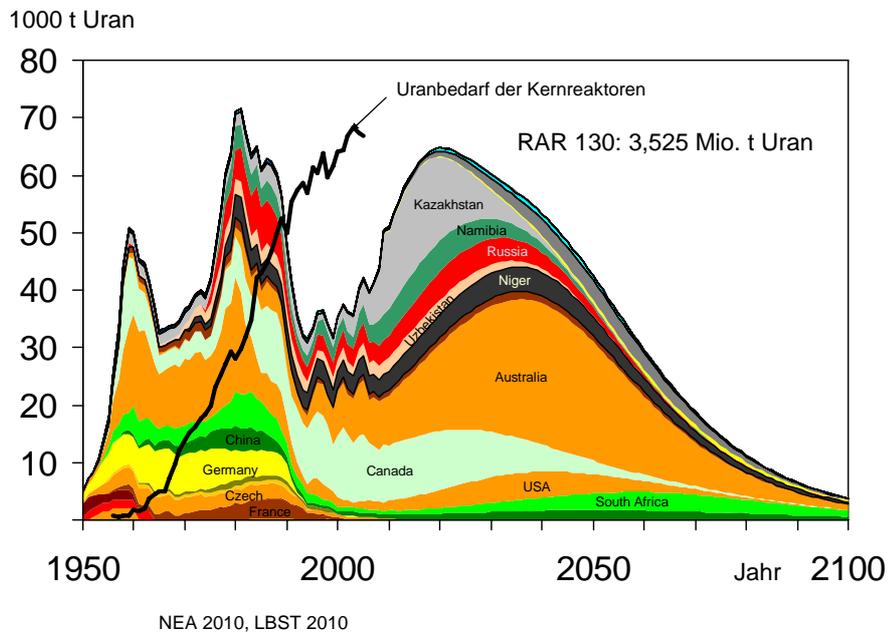


Abbildung 2-14: Detailanalyse mit Förderprofilen für jeden Förderstaat, basierend auf RAR<130 \$/kgU

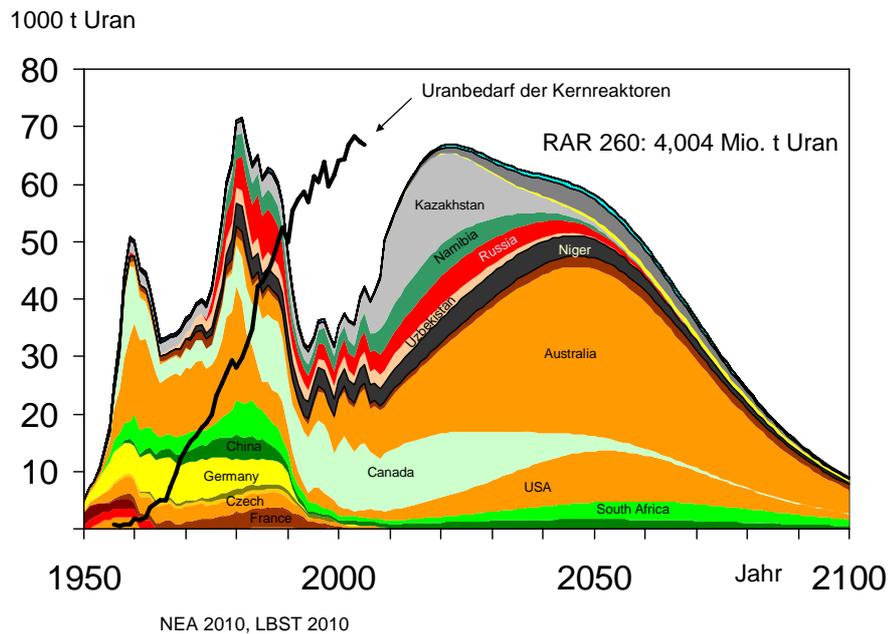


Abbildung 2-15: Detailanalyse mit Förderprofilen für jeden Förderstaat, basierend auf $RAR < 260$ \$/kgU

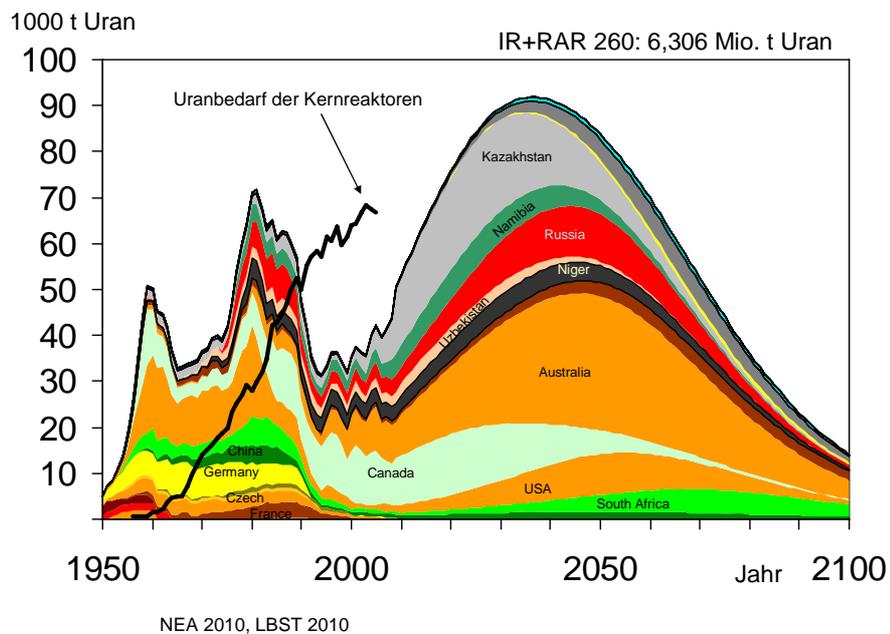


Abbildung 2-16: Detailanalyse mit Förderprofilen für jeden Förderstaat, basierend auf RAR und IR

Zum Verständnis der langfristigen Entwicklungen werden in Kapitel 2.2.2 einzelne Staaten ausführlicher untersucht, die entweder wichtige Förderregionen waren oder die noch ein großes Potenzial besitzen.

2.2.2 Ehemals wichtige Förderstaaten, deren Uranreserven jedoch weitgehend erschöpft sind

a) Deutschland

■ Zusammenfassung

Im Zeitraum von 1946 bis 2008 wurden in Deutschland zwischen 218.000 bis 252.000 Tonnen Uran abgebaut. Die untere Angabe stammt von der Nuclear Energy Agency, die obere Angabe berücksichtigt die Angaben der ehemaligen SDAG Wismut. Nur etwa 1 Prozent davon wurde in westdeutschen Minen abgebaut, der Rest wurde in Thüringen und Sachsen (SDAG Wismut bzw. SAG Wismut) gefördert. Heute sind die meisten Minen erschöpft, allerdings wurde in einigen Minen der Abbau vorzeitig eingestellt. Weitere Minen (vor allem in Thüringen und Sachsen) wurden bisher nur erkundet. Insgesamt werden etwa 6.000 Tonnen gesicherte Uranreserven im Schwarzwald und Fichtelgebirge sowie weitere 58.000 Tonnen im Jahr 1991 von der Wismut GmbH bilanzierte Uranreserven in den ehemaligen Abbaugebieten von Sachsen und Thüringen berichtet. Darüber hinaus werden 5.000 Tonnen wahrscheinliche Reserven im Schwarzwald und 74.000 Tonnen prognostizierter Reserven in Thüringen und Sachsen mit Stand 1991 berichtet. Diese Zahlen unterscheiden sich von den Datenerhebungen der NEA.

Aus heutiger Sicht ist nur die Mine Kirchenlamitz bei Großschloppen im Fichtelgebirge mittelfristig reaktivierbar. Für diese wird bis heute im Regionalplan für Oberfranken-Ost eine Vorbehaltsfläche von 149 ha ausgewiesen. Für alle anderen potenziellen Minen (Thüringen und Sachsen) wäre ein aufwändiges Genehmigungsverfahren durchzuführen, dessen Ausgang äußerst ungewiss wäre, zumal diese erst mit großem finanziellen Aufwand von mehr als 6 Mrd. Euro saniert und rekultiviert wurden bzw. werden. Alle bisherigen Erfahrungen mit dem Uranabbau in Deutschland zeigten große Umweltbeeinträchtigungen, die vor allem mit einer Belastung der Gewässer (Kontaminierung mit radioaktiven Substanzen) verbunden waren.

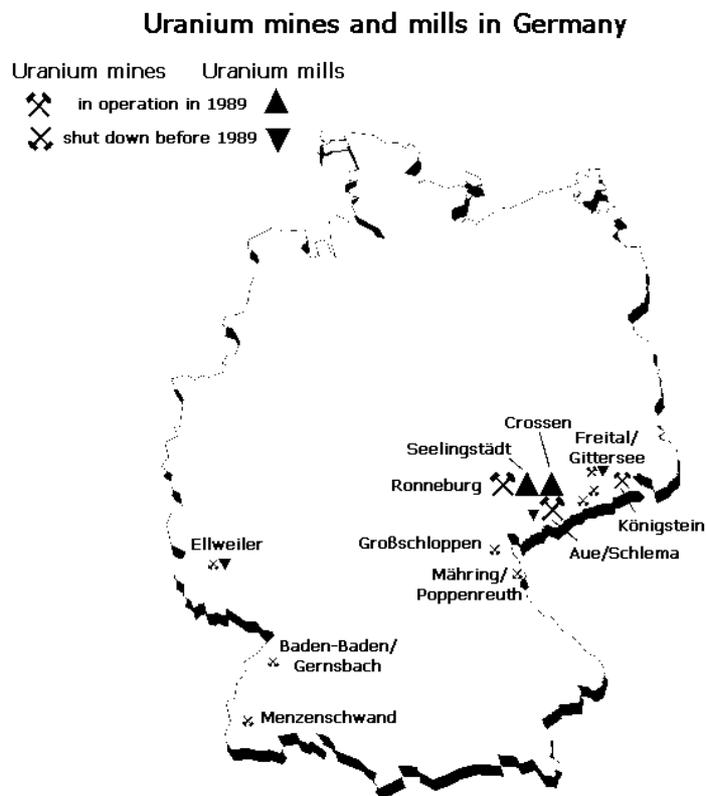
■ Historischer Überblick

Die Geschichte des Urans begann im sächsisch-böhmischen Bergbau. Im Jahr 1789 wurde das Metall Uran bei einer Analyse einer Materialprobe aus dem westlichen Erzgebirge vom Berliner Chemiker Klaproth entdeckt. In der Frühphase wurde das Uran vor allem als Nebenprodukt für die Farbenherstellung gewonnen. So wurden bis 1900 erstmals 14 verschiedene Uranverbindungen im Erzgebirge beschrieben. Fast alle Uranproben für

wissenschaftliche Arbeiten stammten bis zur Mitte des 20ten Jahrhunderts aus dem Erzgebirge [Wiki 2009].

Abbildung 2-17 zeigt die ehemaligen Uranabbaugebiete in Deutschland. In den 1950er Jahren wurden in der Bundesrepublik große Anstrengungen zur Auffindung von Uranlagerstätten unternommen. So wurde in allen Bundesländern außer Schleswig-Holstein mehr oder weniger intensiv prospektiert. Fast 20 Firmen aus der Erdölindustrie waren an diesen Erkundungen beteiligt [Steinert 1957]. Jedoch nur an wenigen Stellen wurden Uranerze in geringen Mengen gefunden, die im Folgenden beschrieben werden.

In den alten Bundesländern wurden die Lagerstätten Krunkelbach bei Menzenschwand im Südschwarzwald, Müllenbach bei Gernsbach im Nordschwarzwald, sowie weitere Lagerstätten bei Mähring, bei Poppenreuth im Kreis Tirschenreuth und in Großschloppen im Fichtelgebirge erkundet. In diesen Lagerstätten wurden zur Hochzeit bis zu 50 Tonnen Uran jährlich abgebaut. Insgesamt waren dies zwischen 1961 und 1989 etwa 700 Tonnen Uran, wobei der Abbau nie über das Erkundungsstadium hinausging. Gemäß einer Antwort der Bundesregierung auf eine kleine Anfrage vom 31. Januar 1984 fand in der Bundesrepublik Deutschland (ohne Thüringen und Sachsen) kein Uranabbau statt, sondern es gab lediglich Erkundungsarbeiten, in deren Gefolge Uran anfiel. Einzig für die Mine Krunkelbach war ein kommerzieller Abbau geplant [DBT 1984]. Die Uranminen der SAG bzw. SDAG Wismut wurden zwischen 1946 und 1990 betrieben. Mit einer Jahresproduktion von zeitweise fast 7.000 Tonnen gehörte Deutschland in den 1960er und 1970er Jahren zu den weltweit wichtigsten Uranförderstaaten. Den Höhepunkt erreichte die deutsche Uranförderung in den Jahren 1970 bis 1975. Danach ging die Förderrate aufgrund der Erschöpfung der Lagerstätten stetig zurück. Im Jahr 1990 wurde sie nach der Wiedervereinigung Deutschlands bis auf kleine Restmengen, die bei der Sanierung der Uranhalden der ehemaligen Bergbaugebiete gewonnen werden, ganz eingestellt.



www.wise-uranium.org

Abbildung 2-17: Ehemalige Uranabbaugebiete in Deutschland. Im Jahr 2008 war keine einzige Mine in Betrieb. Einzig bei der Sanierung der Abraumhalden in Thüringen und Sachsen werden noch kleine Restmengen gewonnen [Diehl 1991]

■ Uranabbau in Krunkelbach bei Menzenschwand

Die Lagerstätte wurde 1957 entdeckt. Im Jahr 1961 wurde mit Schürfarbeiten begonnen. Diese mussten nach dem Versiegen von Trinkwasserquellen jedoch bald wieder eingestellt werden. Ab 1973 bis 1989 wurde erneut mit der Erkundung der Lagerstätte begonnen, wobei Abbauraten bis 70 Tonnen pro Jahr erzielt wurden. Im Jahr 1982 sollte der kommerzielle Abbau mit einer jährlichen Abbaurate von bis zu 100 t Uran über einen projektierten Zeitraum von 50 Jahren aufgenommen werden. Die ursprünglich erteilte Bewilligung der Abbaugenehmigung wurde jedoch von der Landesregierung im Jahr 1983 abgelehnt. Begründet wurde dies einerseits mit einer Kollision mit Naturschutz- und Tourismusinteressen und andererseits mit einer Reservehaltung des Urans für Notzeiten. Gegen diese Entscheidung wurde von der Betreiberfirma prozessiert. Noch vor der letzten Entscheidung des Bundesverwaltungsgerichts zog sich die Betreiberfirma zurück und schloss das Bergwerk Ende 1990.

Wesentlich für die Haltung der Landesbehörde war ein vorausgehender Bürgerentscheid der Gemeinde Menzenschwand mit entsprechenden Bürgerinitiativen gegen den Abbau, nachdem man in einem mit Grubenwasser kontaminierten Bach um den Faktor tausend höhere radioaktive Werte gemessen hatte als behauptet worden war. [Simon 2003]

Folgende Reserven werden berichtet [Diehl 1991]:

- Sichere Vorräte : 1.500 tU
- Wahrscheinliche Vorräte 5.000 tU
- Urangehalt im Erz 0,7 – 1 %

■ Uranabbau in Müllenbach bei Gernsbach

Seit 1973 wurde hier ein Stollen untersucht. Allerdings wurde der kommerzielle Betrieb nie aufgenommen. Die Stadt Baden-Baden fürchtete um ihre Thermalquellen und verbot diesbezügliche Aktivitäten. Sie unterlag zwar vor dem Verwaltungsgericht Mannheim, aber die Betreiberfirma hatte zwischenzeitlich die Arbeiten eingestellt und mit der Rekultivierung der Flächen begonnen. Folgende Reserven werden berichtet [Diehl 1991]:

- Sichere Vorräte: 3.000 tU
- Zusätzliche wahrscheinliche Vorräte sind nicht bekannt
- Urangehalt im Erz: 0,2 %

■ Uranabbau in Wäldel bei Mähring und in Höhenstein bei Poppenreuth

Seit 1950 wurde in der Schachanlage Wäldel Uran gefördert. Aus wirtschaftlichen Gründen wurde der Abbau jedoch 1982 vollständig eingestellt, nachdem die Schachanlage bereits 1972 vorläufig stillgelegt wurde. In der Frühphase wurde Erz mit einer Konzentration über 0,1 % abgebaut und zur Aufbereitung nach Ellweiler verbracht. Von 1972 bis 1989 wurden die als minderwertig eingestuften Halden mit einem Urananteil < 0,1 % einer Haldenlaugung vor Ort unterworfen.

Im Jahr 1957 wurde in Höhenstein mit der Exploration begonnen, diese jedoch nach einigen Jahren wieder eingestellt. Nach der Ölpreiskrise 1973 wurden die Explorationsarbeiten wieder aufgenommen. Doch die Proben ergaben nur einen Urangehalt von etwa 0,06 %, so dass ein kommerzieller Betrieb nicht erfolgreich erschien. [Mohr 2005]

■ Uranabbau in Großschloppen im Fichtelgebirge

Bereits während des 2. Weltkrieges wurde in den Jahren 1940 - 1945 am Rudolfstein von der "Gewerkschaft Werro" eine Grube betrieben. In den Jahren 1950 bis 1957 versuchte die Eisenwerk-Gesellschaft Maximilianshütte mbH Sulzbach-Rosenberg einen Grubenbau

in Weißenstadt im Erzgebirge, das als Versuchsbetrieb nur kurzzeitig in Betrieb war [Steinert 1957]. Ähnliche Abbaubersuche fanden auch bei den Fuchsbausteinbrüchen statt. Ein wirtschaftlich ertragreicher Abbau war jedoch nicht möglich.

Ein größeres Uranerzvorkommen wurde bei Großschloppen entdeckt, das zunächst von Esso AG und später von der Saarberg Interplan Uran AG weitergeführt wurde. Es wurde ein Urangehalt von 1% im Erz bei Vorräten von insgesamt etwa 1.500 t Uran nachgewiesen. Nach der Übernahme der Saarberg Interplan Uran AG durch die französische Cogema wurde das Bergwerk 1989 wegen Unrentabilität aufgegeben und das Gelände rekultiviert. Dennoch wird in der Regionalplanung der Region Oberfanken-Ost bis heute das Gelände als Vorrang- und Vorbehaltsfläche ausgewiesen (letzte Aktualisierung lt. Interneteintrag am 26. September 2008) [Regio 2008]. Damit dürfte es derzeit das einzige Uranabbaugebiet in Deutschland sein, das in einer Regionalplanung berücksichtigt ist. Formal könnte daher der Abbau relativ schnell aufgenommen werden – vorausgesetzt, dass die notwendigen weiteren Genehmigungen erteilt würden.

Zur Begründung der Ausweisung als Vorrangfläche finden sich folgende Passagen:

- „Zur Sicherung der Versorgung mit volkswirtschaftlich wichtigen Rohstoffen werden folgende Lagerstätten als Vorrang- und Vorbehaltsflächen ausgewiesen. Ihre Lage und Abgrenzung bestimmt sich aus Karte 2 "Siedlung und Versorgung", die Bestandteil des Regionalplans ist.“ [Regio 2008]

und

- „Der Freistaat Bayern hat wegen der zunehmenden Bedeutung von Uran für die Energieversorgung ein besonderes Interesse an der Ermittlung abbauwürdiger Lagerstätten. Um die Importabhängigkeit zu mindern, wurden verschiedenen Gesellschaften Konzessionen zur Aufsuchung von Uran erteilt. Im Nordosten und Westen der Region sind Urankonzessionsfelder an die Esso AG und die Gewerkschaft Brunhilde verliehen. Im Nahbereich Kirchenlamitz wurde bei Großschloppen eine Lagerstätte erkundet, die langfristig abbauwürdig erscheint. Bei einer Aufnahme des Uranabbaus werden umfangreiche Betriebseinrichtungen mit großem Flächenbedarf notwendig. Als möglicher Standort könnte der Raum zwischen Großschloppen, Raumentengrün und Reicholdsgrün in Betracht kommen. Bei Vorlage konkreter Planungen müsste eine raumordnerische Überprüfung des Standortes erfolgen. Der untertägige Uranabbau im Nahbereich Weißenstadt ist bei den gegenwärtigen Weltmarktpreisen für Uran unrentabel, so dass das Bergwerk seit Jahren still liegt. **Zur Sicherung der Lagerstätte wird eine Vorbehaltsfläche von zirka 149 ha ausgewiesen.**“ [Regio 2008]

Sollte der Uranabbau in Großschloppen tatsächlich aufgenommen werden, so würden die Vorräte von insgesamt 1.500 Tonnen Uran bei derzeit üblichen Anreicherungsstechniken ausreichen, um einen Reaktor für etwa zehn Jahre zu betreiben.

■ Aufbereitungsanlage in Ellweiler

Auf dem Betriebsgelände der Bergbaufirma Brunhilde GmbH wurde eine kleine Uranlagerstätte nahe dem Betriebsgelände bei Birkenfeld gefunden, mit deren Erschließung kurz nach Einstellung der Arbeiten der Maximilianshütte AG in Weißenstadt im Jahr 1958 begonnen werden sollte. Man rechnete mit einer Jahresförderung von 12 Tonnen Uran für das Jahr 1958 [Steinert 1957]. Von einem erfolgreichen Abbau ist allerdings nichts bekannt, die Arbeiten wurden bald eingestellt.

In der Nähe wurde jedoch im Jahr 1961 in Ellweiler (Rheinland-Pfalz) eine Uranerzaufbereitungsanlage in Betrieb genommen. Diese verarbeitete das Uranerz zu Urankonzentrat, dem sog. „Yellow Cake“. Im Wesentlichen wurden dort Erze aus Menzenschwand, den anderen westdeutschen Minen und aus Frankreich verarbeitet. Im Mai 1989 wurde der weitere Betrieb der Rückstandshalden jedoch von der Aufsichtsbehörde wegen deutlicher Grenzwertüberschreitungen durch das austretende radioaktive Edelgas Radon untersagt. Die Betreiberin stellte daraufhin die Arbeiten ein und musste Konkurs anmelden. Das Land Rheinland-Pfalz übernahm die Verantwortung zur langfristigen Gefahrenabwehr als staatliche Aufgabe. Im Juni 2000 konnte die Sanierung der ehemaligen Urananlage einschließlich der Rekultivierung des Betriebsgeländes abgeschlossen werden. Die Kosten für die Gesamtsanierung betragen 48 Mio. DM zuzüglich der Kosten und Gebühren für die Einlagerung radioaktiver Abfälle [MUFV 2005]. Bereits mehrmals kam es zwischenzeitlich zu kleineren Schäden an den Abdeckungen der Abraumhalden nach Hangrutschungen aufgrund intensiver Regenfälle [DBT 1995].

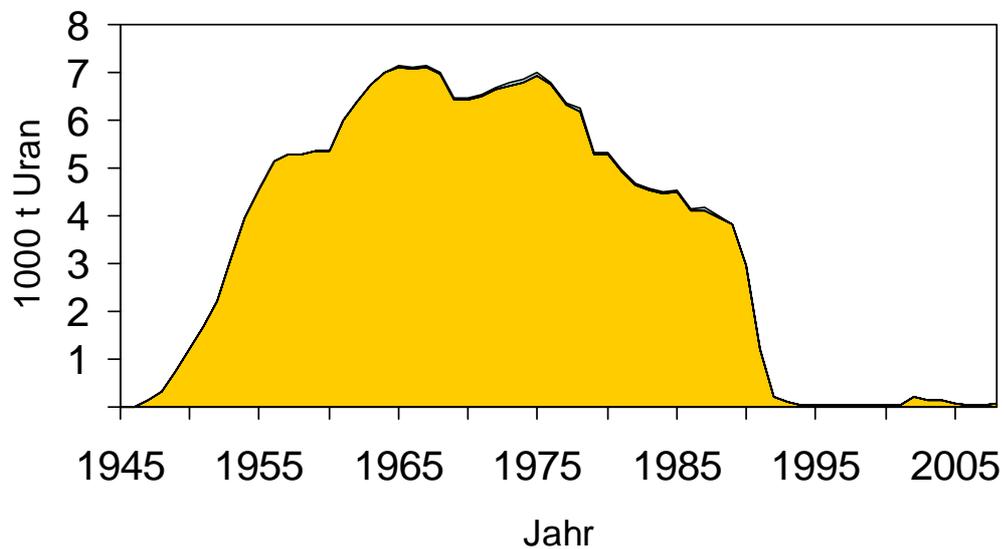
■ Die Wismut GmbH und Vorläuferfirmen

Nach dem zweiten Weltkrieg wurde der Uranabbau in Ostdeutschland in großem Stile begonnen. Auslöser hierfür waren Funde in Neustadt-Glewe, Johanngeorgenstadt und Schneeberg.

Im Jahr 1950 wurden bereits mehr als 1.000 Tonnen Uran aus den Minen der 1947 gegründeten SABM Wismut (SABM = Sowjetisch Staatliche Aktiengesellschaft für Buntmetalle) gefördert. Diese wurde Anfang 1954 bis 1991 in der SDAG Wismut (SDAG = Sowjetisch deutsche Aktiengesellschaft) fortgeführt. Um 1950 lag die Zahl der Beschäftigten Arbeitskräfte bei 100.000 Personen. Sie sank bis Ende der 1950er Jahre auf etwa 45.000 und stabilisierte sich auf diesem Niveau. In den 1950er Jahren wurde eine Reihe von technischen Neuerungen eingeführt, welche die Bergbautätigkeit auf den internationalen Stand brachten. Zugleich fielen in die frühen 1960er Jahren auch die Entdeckungen der letzten bedeutenden Uranlagerstätten in Königstein und Pöhl. Dadurch konnte trotz reduzierter Belegschaft die Förderrate erhöht werden. Sie erreichte ihren Höhepunkt im Jahr 1967 mit fast 7.100 t Uranförderung. Bis 1976 konnte durch

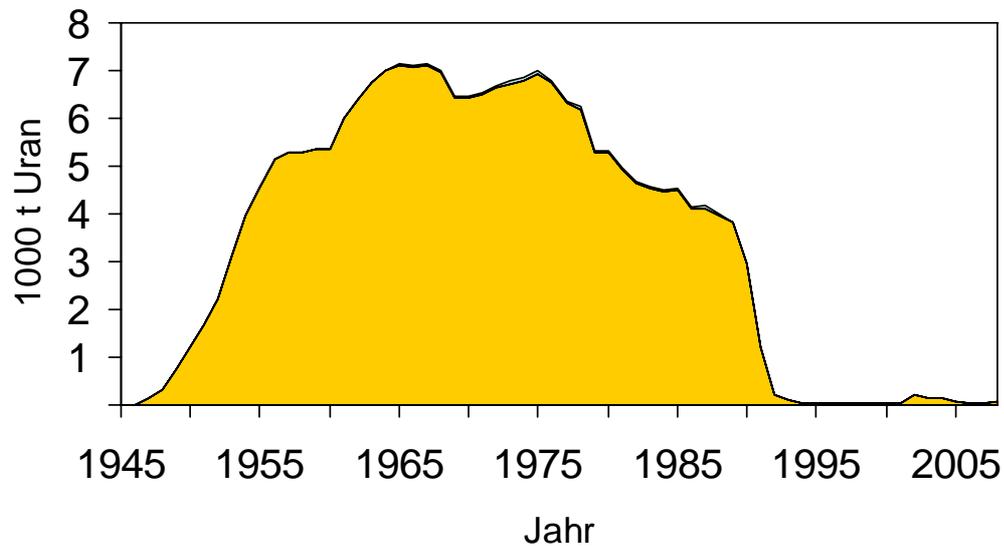
stete Erkundung der Vorratsstand laufend erhöht und damit die jährliche Förderrate annähernd konstant gehalten werden. Doch ab 1976 überstieg die jährliche Förderrate die neu erkundeten Vorräte mit der Konsequenz sinkender Förderraten. Viele Minen waren bereits in den Jahren vor 1989 erschöpft. Als im Jahr 1989 der Betrieb in weiteren Minen eingestellt wurde, war die Förderung angesichts der Erschöpfung der Lagerstätten bereits nur noch halb so hoch wie zur Zeit des Fördermaximums im Jahr 1967.

Im Jahr 1991 wurde die Aktiengesellschaft in das Sanierungsunternehmen Wismut GmbH umgewandelt. Seit dieser Zeit steht die Sanierung und Rekultivierung der ehemaligen Förderanlagen im Vordergrund. In diesem Zusammenhang wurden in den letzten Jahren noch auf geringem Niveau Uranbestände aus den Abraumhalden vermarktet.



Quelle: Diverse Ausgaben des „Red Book“, NEA

Abbildung 2-18 zeigt, die Uranförderung in Deutschland seit dem zweiten Weltkrieg. Die Förderung in westdeutschen Uranminen trug kurzzeitig fast bis zu ein Prozent zur Förderung bei.



Quelle: Diverse Ausgaben des „Red Book“, NEA

Abbildung 2-18: Die Uranförderung in Deutschland nach dem 2. Weltkrieg. Der Uranabbau im Westen Deutschlands (Schwarzwald, Fichtelgebirge) trug mit weniger als 1% zum Gesamtabbau bei [NEA 2006].

Von 1947 bis 1990 wurden in Thüringen und Sachsen insgesamt etwa 20 Erzfelder erschlossen, aus denen in Summe etwa 251.000 Tonnen Uran bzw. entnommen wurden. Nach der Aufbereitung gelangten davon etwa 230.400 Tonnen Uran als ausgewiesene Produktionsmenge in den Markt. [Wismut 1999]. Insgesamt wurden ca. 400 Schächte, vier Tagebaue sowie eine Reihe kleinerer Aufbereitungsbetriebe mit 16 Absetzanlagen betrieben. Es entstanden etwa 800 bis 1.000 Halden. Insgesamt umfasste die Fläche, innerhalb der Uranbergbau und Erzaufbereitung betrieben wurde oder Altbergbau aus Uran führenden Lagerstätten vorhanden war, ca. 1.200 km² in einem Gesamtgebiet von etwa 10.000 km². [BDT 1990]

Tabelle 2-5 fasst die Daten der erschlossenen Erzfelder zusammen. Darüber hinaus wurden weitere Uranfelder für einen künftigen Abbau erkundet. Diese sind in Tabelle 2-6 zusammengefasst.

Tabelle 2-5: Übersicht über die Uranförderung der ehemaligen SDAG Wismut sowie den im Jahr 1991 erhobenen bilanzierten Reserven und prognostizierten Ressourcen [Wismut 1999]

Mine	Förderung Jahre	Uran- produktion [tU]	Uran- löschung [tU]	Reserven [tU]	Prog. Ressourcen [tU]
Johanngeorgenstadt	1946-1958	3585	4100	0	0
Erzfeld Schwarzenberg	1947-1959	1346	1446	0	0

Annaberg-Buchholz	1947-1958	450	520	0	0
Niederschlag	1947-1954	132,7	155	0	0
Marienberg	1947-1954	121	130	0	0
Freital	1947-53 und 1952-55 und 1968-89	3691	3977	0	0
Niederpöbel	1948-1953	30,3	33	0	0
Freiberg	1948-1950	5	5,4	0	0
Bärenhecke	1949-1954	40	44,2	0	0
Schneckenstein	1949-1959	953	1136	0	0
Bergen	1949-1959	162	197	0	0
Gottesberg	1949-1955	56,4	68,6	0	0
Zobes	1949-1963	4673	5031	0	0
Dittrichshütte	1950-1953	112,6	163,4	0	0
Schleusingen	1950-1953	14	27	0	0
Erzfeld Ronneburg	1950-1990	105000	112914	51820	35423
Erzfeld Schlema	1946-1990	80413	90554	1032	5017
Königstein	1967-1990	17756	19257	4304	4251
Erzfeld Culmitzsch	1951-1967	11000	11956	0	3350
Steinach	1953-1954	43,6	59,7	0	0
Pöhl	1957-1990	1217	1322	765	4577
Summe		230801,6	253096,3	57921	52618

Tabelle 2-6: Übersicht über die erkundeten Uranfelder der ehemaligen SDAG Wismut sowie den im Jahr 1991 prognostizierten Ressourcen. [Wismut 1999]

Mine	Reserven	Prog.Ressourcen
	[tU]	[tU]
NW-Sachsen	0	6660
Hauptmannsgründ	0	2270
Erzgebirge u Vogtland	0	11200
Rudolfstadt	0	1300
Summe	0	21430

Für die Sanierung der Abbaugelände der ehemaligen SDAG Wismut wurden bisher 6,6 Milliarden Euro von der Bundesregierung bereitgestellt, wovon etwa die Hälfte bereits verplant und verbaut wurde.

Mit Ende 2008 waren folgende Sanierungsarbeiten unter und über Tage weitgehend zu mindestens 90 Prozent beendet [Wismut 2003, 2008]:

- Abwerfen der Grubengebäude
- Verfüllung von Hohlräumen

- Flutung der Grubengebäude
- Sicherung der Grubengebäude
- Abbruch der Anlagen (über Tage)
- Konturierung/Profilierung (über Tage)

Problematischer und erst etwa zur Hälfte erfolgreich durchgeführt waren folgende Maßnahmen:

- Abdeckung der Flächen
- Sanierung der Flächen
- Wasserbehandlung

Im Rahmen der Sanierungsarbeiten wurden zwischen 1995 und 2008 folgende Stoffströme bilanziert [Wismut 2003, 2008]:

- Abfallaufkommen: ca. 530.000 Tonnen, wovon 20 % auf Schrott entfallen
- Ascheverwertung ca. 730.000 Tonnen sowie zwischen 1991-1994 weitere 1,9 Mio Tonnen
- Gefahrguttransporte: Klasse 2 und 3(Gase und entzündbare fl. Stoffe): zwischen 1999-2008 etwas mehr als 1 Mio Tonnen; Klasse 7 und 8 (ätzende und radioaktive Stoffe): zwischen 1999-2008:ca. 200.000 Tonnen
- Stromverbrauch: zwischen 1999-2008: ca. 830 GWh
- Wasserverbrauch: zwischen 1999-2008 ca. 9,3 Mio m³
- Kraftstoffverbrauch: zwischen 1998-2008 ca. 190 Mio Liter
- Heizölverbrauch: zw. 1998-2008 ca. 30 Mio Liter
- Gesamtenergieverbrauch: ca. 3 TWh

An den Uranminen in Thüringen und Sachsen werden folgende Abraummengen berichtet:

Tabelle 2-7: Uran Abraumhalden in Thüringen und Sachsen [Diehl 2004]

Ort	Abraum (Mio. Tonnen)	Flächenverbrauch (ha)
Culmitzsch	90	250
Helmsdorf	50,3	192
Trünzig	19	116
Dänkriz I	5,6	19,5
Dresden-Gittersee	3,4	29
Lengenfeld	2,4	14
Schneckenstein	1,2	6
Dänkriz III	0,8	7
Oberschlema	0,4	

Schlema-Borbachtal	10,3	
Johanngeorgenstadt	0,3	
Freital	0,3	
Total	174	-650

b) Frankreich

Die erste Phase der Förderung bis 1967 war vor allem durch militärische Interessen getrieben, die zweite Phase ab 1970 vor allem durch das große Engagement bei der Nutzung ziviler Kernreaktoren.

Bis Ende der 1980er Jahre stieg die Förderung stetig an, ab 1990 folgte ein Zusammenbruch und die Einstellung des Uranbergbaus bis auf ein minimales Niveau von bis zu 10 Tonnen pro Jahr. Abbildung 2-19 zeigt den Förderverlauf von 1950 bis 2009. [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008], [NEA 2010].

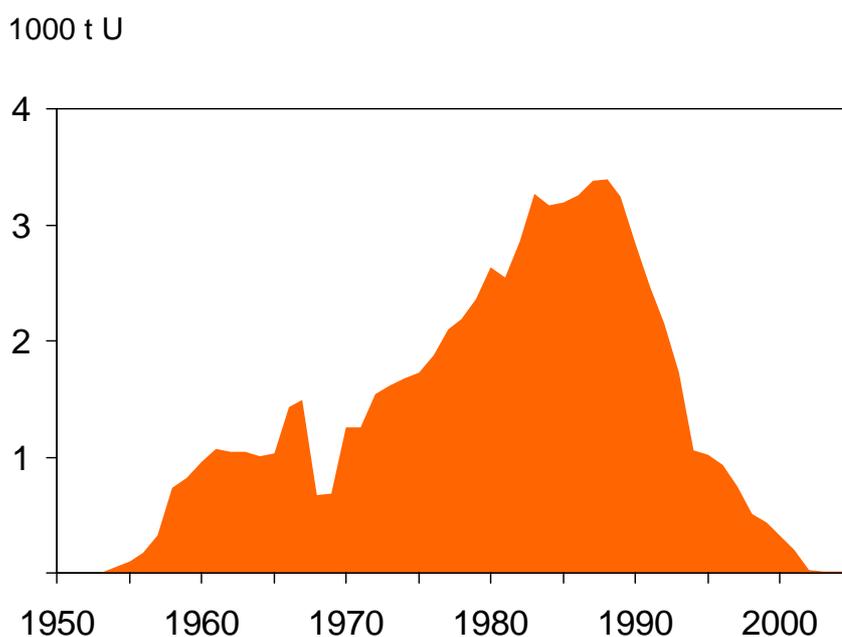


Abbildung 2-19: Uranförderung in Frankreich. Das Fördermaximum war 1988 erreicht. [NEA 2005], [NEA 2006], NEA 2010], [WNA 2010]

Die Summierung der jährlichen Förderrate zusammen mit den im jeweiligen Jahr als bekannte Ressource berichteten Vorräten zeigt Abbildung 2-20. Um mit früheren Datenbeständen vergleichen zu können, erfolgt eine Klassifizierung in RAR<80\$/kgU und RAR<130\$/kgU sowie IR<80\$/kgU und IR <130\$/kg.

Bis etwa 1982 stiegen die bekannten Funde auf insgesamt etwa 120.000 Tonnen Uran (75.000 t RAR und 47.000 t IR), so dass zusammen mit der bis dahin erfolgten Förderung von 38.000 t insgesamt 160.000 t Uranfunde als bekannt klassifiziert waren.

Nach dem Überschreiten des Fördermaximums fielen parallel zur Förderrate die Einschätzungen über bekannte und identifizierte Uranfunde, so dass im Jahr 2007 zusammen mit der bis dahin erfolgten Förderung nur noch etwa 87.000 t Uran als bekannt klassifiziert werden. Das ist eine Abwertung um fast 50 Prozent. Somit wurde bis heute so viel Uran gefördert wie im Jahr 1965 als insgesamt förderwürdige Menge als bekannt berichtet wurde.

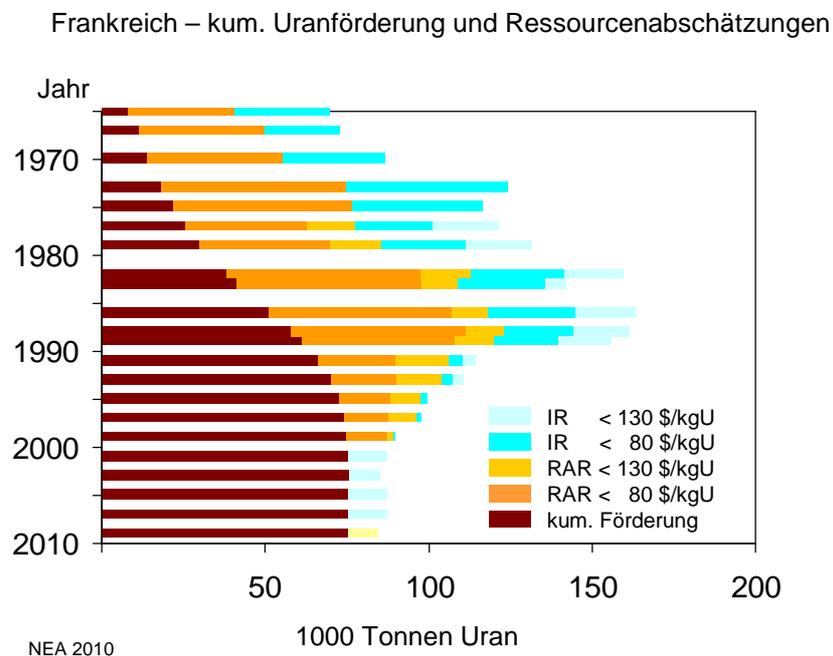


Abbildung 2-20: Entwicklung der insgesamt bekannten Uranressourcen in Frankreich in der Untergliederung: bereits gefördertes Uran, RAR und IR [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008]

Heute erfolgt noch eine Förderung auf niedrigem Niveau von ein paar Tonnen jährlich. Eine große Ausweitung kann heute nicht gesehen werden. Einmal sind die verbliebenen Ressourcen zu gering, zum Zweiten gibt es im Land einen erheblichen Widerstand wegen der Umweltbeeinträchtigung und drittens sind die Kosten höher als in Afrika oder Kasachstan. Aus diesen Gründen engagieren sich die einschlägigen Firmen (Areva) im Ausland. Und hier bilden Kanada, Kasachstan und afrikanische Staaten (Namibia, Niger) über Kooperationen und JV den Schwerpunkt der Aktivitäten.

c) USA

Eine ähnliche sogar noch wesentlich stärker ausgeprägte Entwicklung als in Frankreich kann man für die USA beobachten (Abbildung 2-21). Die erste Phase vor und um 1960 war durch den Aufbau des Nuklearwaffenarsenals getrieben, die zweite Phase durch die Pläne zur zivilen Nutzung in Kernreaktoren. Im Jahr 1980 wurde mit mehr als 16.000 t der Höhepunkt der Förderung erreicht, diese ging in den kommenden fünf Jahren um mehr als 75 Prozent zurück. Innerhalb dieser Periode halbierte sich der Uranpreis auf dem Spotmarkt. Dieser Preisverfall führte zusammen mit der zunehmend wahrgenommenen Umweltauswirkung dazu, dass die meisten Uranminen in dieser Zeit geschlossen wurden.

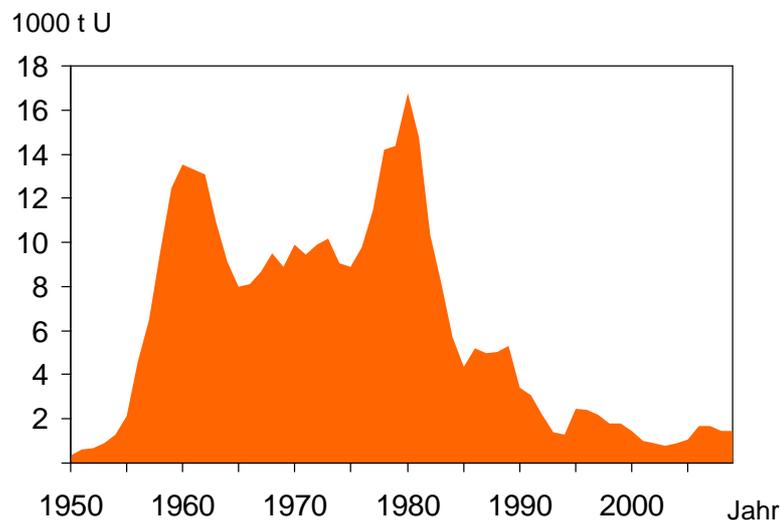
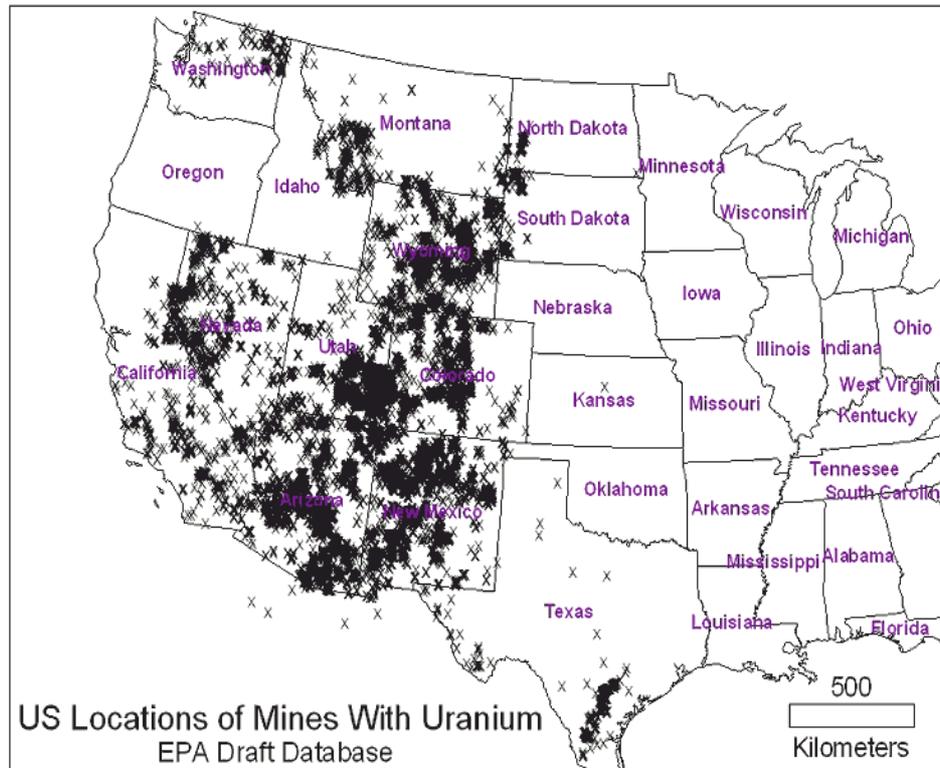


Abbildung 2-21: Entwicklung der Uranförderung in den USA seit 1950 [NEA 2005], [NEA 2006], NEA 2008], [WNA 2010]

Vor allem im Westteil der USA und hier insbesondere auf indigenem Landbesitz (z.B. der Navajo) befanden sich zeitweise mehr als 1000 Uranminen. Einen Eindruck von dieser Minendichte gibt Abbildung 2-22, welche [Diehl 2008] entnommen wurde.



Quelle: www.wise-uranium.org

Abbildung 2-22: Lage der stillgelegten Uranminen in den USA [Diehl 2008]

Viele der oft kleinen Minen waren auch erschöpft. Dieses Gemisch aus Erschöpfung von Lagerstätten, Preisverfall und zunehmenden Umweltbedenken schlug sich auch in der Bewertung der Ressourcen nieder. Deren Entwicklung ist in Abbildung 2-23 dargestellt. So führte die frühe Phase zu optimistischer Einschätzung und entsprechendem Anstieg der bekannten Uranressourcen. Diese erreichten ihr Maximum im Jahr 1979 mit über 1,8 Millionen Tonnen Uran. Zusammen mit der bereits erfolgten Förderung waren damit insgesamt mehr als 2 Mio. Tonnen Uran identifiziert und als abbauwürdige bekannte Ressource (*known conventional resource*) klassifiziert. Diese Einschätzung änderte sich mit den oben genannten Gründen schlagartig und führte zu einer Abwertung um mehr als 50 %. Die neue Angabe ist seit Jahren recht stabil mit minimalen jährlichen Anpassungen.

[NEA 2005] argumentiert, dass diese Abwertung nur ein Artefakt der Berichterstattung sei, und die einschlägige amerikanische Behörde diese Ressourcen nie als bekannt, sondern als spekulativ geführt habe, daher sei diese Abwertung nicht zu gewichtig. Dem ist allerdings entgegenzuhalten, dass durch die Veröffentlichung der Daten in den Berichten bewusst oder unbewusst der Öffentlichkeit gegenüber der Eindruck vermittelt wurde, dass die Ressourcen parallel zur steigenden Förderung anstiegen. Zufall oder nicht, aber just zu dem Zeitpunkt, als klar wurde, dass die Uranförderung im eigenen Land weitgehend

eingestellt werde, wurden auch diese spekulativen Zahlen aus der Statistik entnommen. Darüber hinaus erfolgte eine deutliche Abwertung der RAR. Genau diese Abwertung ist aber Gegenstand dieser historischen Analyse mit einem entsprechenden Einfluss auf die Wahrnehmung der weltweit als bekannt identifizierten Ressourcen (Abbildung 2-2).

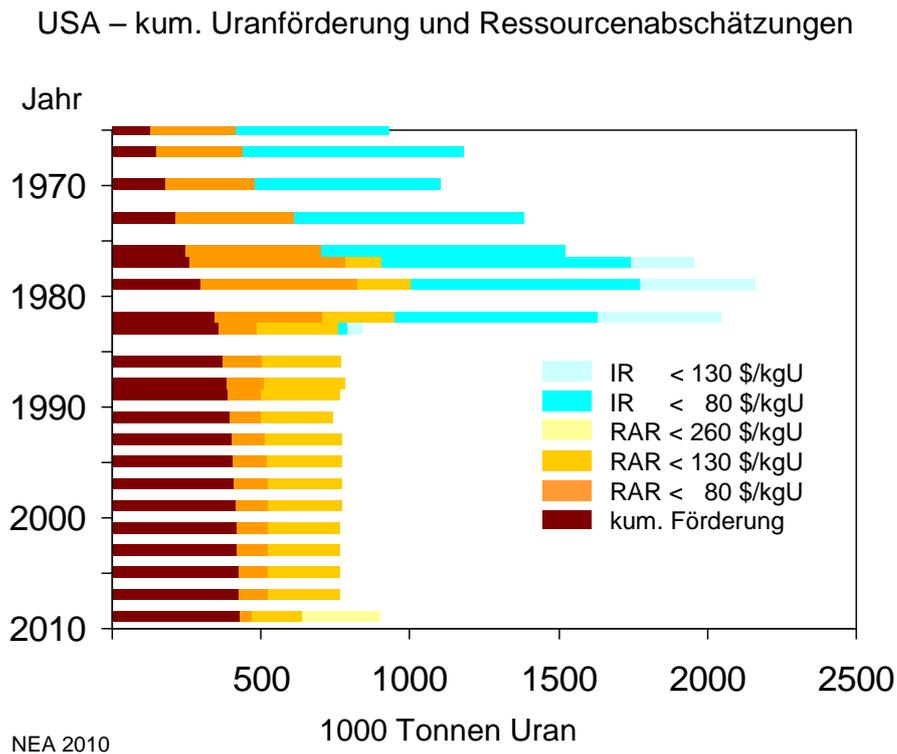


Abbildung 2-23: Entwicklung der insgesamt bekannten Uranressourcen in den USA in der Untergliederung: bereits gefördertes Uran, RAR und IR [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008], [NEA 2010]

Heute findet trotz der wieder deutlich gestiegenen Uranpreise ein Abbau auf vergleichsweise niedrigem Niveau statt. Im Wesentlichen tragen zwei Minen dazu bei: Smith Ranch und Crow Butte - die Vorkommen wurden 1967 und 1980 entdeckt -, die heute noch über Reserven und Ressourcen von zusammen mehr als 10.000 t Uran verfügen [Cameco 2009]. Trotz großer Anstrengungen in den letzten Jahren konnte die Förderung nicht wesentlich ausgeweitet werden.

So hat sich die Zahl der Beschäftigten von 2006 auf 2008 mehr als verdoppelt [DoE 2009]. Die Anzahl der Minen hat sich seit 2003 von drei auf 16 verfünffacht, die Förderung verdoppelte sich kurzfristig bis 2006 (von 2,2 Mio. lb U_3O_8 im Jahr 2003 auf 3,9 Mio. lb

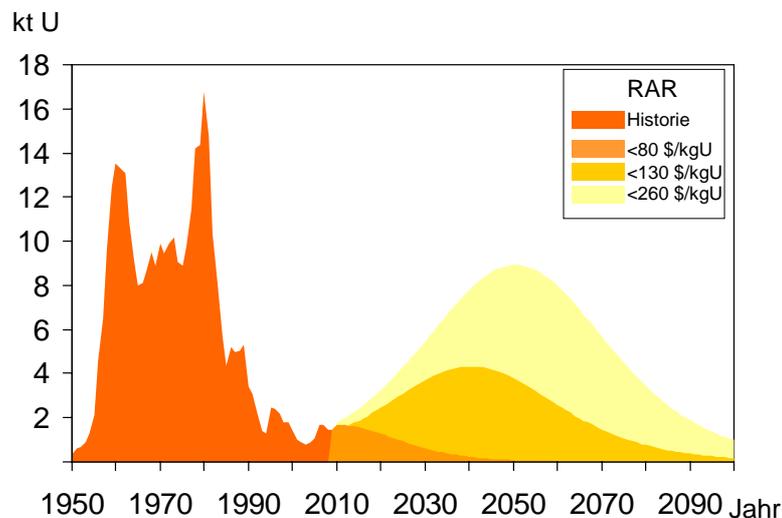
U₃O₈ im Jahr 2008), doch seitdem fiel sie wieder um 20% zurück [DoE 2009a], die Produktivität der Uranförderung hat sich damit seit dem Jahr 2004 halbiert.

Viele der Uranvorkommen liegen in Indianerreservaten. Dessen Bewohner stehen einer Erschließung heute meist skeptisch gegenüber. Erst vor einigen Jahren wurde vom Navajo National Council ein Gesetz zum Verbot des Uranbergbaus verabschiedet. [Shirley 2005]

Die klassifizierten Ressourcen würden eine Entwicklung gemäß Abbildung 2-24 zulassen. Allerdings muss bezweifelt werden, ob die Förderung aufgrund der genannten Restriktionen nochmals nennenswert ausgeweitet werden kann.

Im ersten Halbjahr 2009 haben zwei Minen ihre Arbeit bereits wieder eingestellt. Die Gesamtförderung 2009 lag um 15 Prozent niedriger als im Jahr 2006. Abbildung 2-24 unterscheidet mehrere mit den Ressourcen kompatible Förderszenarien: Die orange Fläche entspricht der Fördermenge der RAR<80\$/kgU bis 2100. Die weiteren Szenarien legen entsprechend größere Ressourcen zugrunde, wie sie mit RAR <130\$/kg und RAR<260\$/kg kompatibel sind. IR werden von den USA seit 1983 nicht mehr berichtet.

USA – Uranförderung



NEA 2010, LBST 2010

Abbildung 2-24: Szenario der künftigen US-Uranförderung basierend auf den in [NEA 2010] berichteten Ressourcen (RAR)

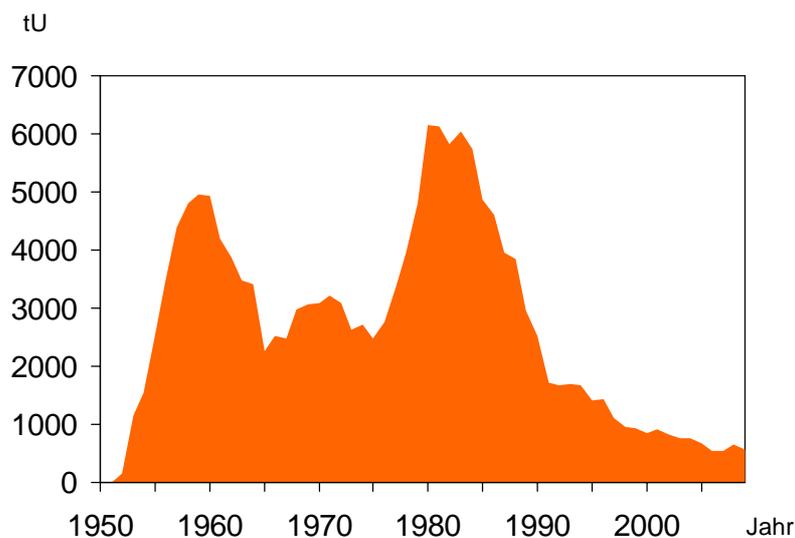
d) Südafrika

In Südafrika zeigte die Uranförderung eine qualitativ ähnliche Entwicklung. Nach der ersten Förderphase um 1960 und dem nachfolgenden Rückgang wurde die Uranförderung

um 1980 auf ein Maximum von 6.000 t/Jahr angehoben. Ab Mitte der 80er Jahre brach sie dann um 80% ein. Heute liegt sie bei etwa 600 t Jahresförderung.

In Südafrika wird Uran als Koppelprodukt zur Goldförderung gewonnen. Die Konzentrationen liegen im Bereich von 0,02 bis 0,06 % Uran. Abbildung 2-25 zeigt die Förderkurve von 1950 bis 2009.

Südafrika - Uranförderung



NEA 2010

Abbildung 2-25: Entwicklung der Uranförderung in Südafrika seit 1950 [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008], [WNA 2010]

Ähnlich wie in Frankreich und den USA zeigte die Erhebung der Verfügbarkeit der bekannten Uranressourcen Ende der 1980er Jahre den höchsten Wert, danach wurde er, wenn auch nicht so stark wie in den USA, auf ein niedrigeres Niveau zurückgestuft. (Abbildung 2-26)

Dennoch liegen RAR und IR mit über 400.000 t Uran sehr hoch. Da das Uran jedoch ein Nebenprodukt der Goldgewinnung ist, wird man die Minen vorrangig dem Goldbedarf entsprechend betreiben. Südafrika hat das Fördermaximum der Goldförderung bereits vor 40 Jahren überschritten. Seither geht die Förderrate stetig zurück und liegt heute bei etwa 20% des damaligen Wertes [USGS 2009]. Diese zunehmende Erschöpfung der Minen kann man in Südafrika für viele Mineralien beobachten – bis auf wenige Ausnahmen dürfte Südafrika bei kaum einem Mineral mehr über die Ressourcen verfügen, deren Förderrate nochmals deutlich auszuweiten. Dass dies oft umgekehrt gesehen wird, nämlich, dass die

Förderung deshalb zurückgegangen sei, weil zu wenig investiert werde, ändert an der Tatsache nichts.

Daher dürften die großen ausgewiesenen Uranressourcen kaum zu einer großen Steigerung der künftigen Förderraten führen.

Südafrika – kum. Uranförderung und Ressourcenabschätzungen

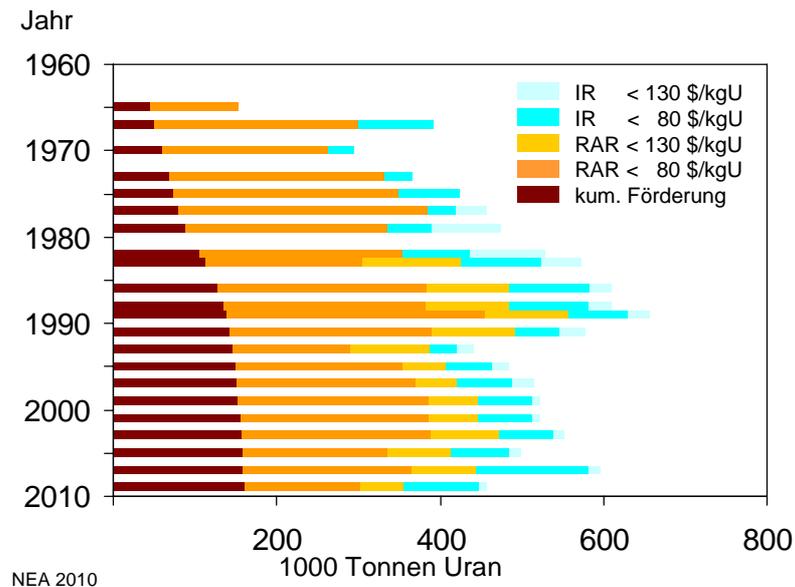


Abbildung 2-26: Entwicklung der insgesamt bekannten Uranressourcen in Südafrika in der Untergliederung: bereits gefördertes Uran, RAR und IR [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008], [NEA 2010]

Dennoch wird von vielen Beobachtern seit einigen Jahren erwartet, dass die Förderung wieder deutlich zunehmen werde. Doch die bisherige Entwicklung geht sehr schleppend. Vor allem die Nacherschließung von alten Bergbauhalden wird immer wieder diskutiert. Diese enthalten etwa 60.000 t Uran. Allerdings ist das Uran sehr niedrig konzentriert, so dass deren Nacherschließung weit hinter den vor ein paar Jahren verkündeten Plänen zurückbleibt [Wise 2009], [Diehl 2006].

Derzeit das bedeutendste Projekte ist die Wiederaufnahme der Urangewinnung in der Ezulwini Gold Mine. Zu diesem Zweck wurde eine Uranaufbereitungsanlage im Frühjahr 2009 in Betrieb genommen. Im Jahr 2010 soll sie ihre volle Kapazität erreichen und dann etwa 500 t Uran/Jahr aus den Rückständen des Goldbergbaus abtrennen [First 2009]. Daneben wurde die Mine Dominion von der kanadischen Firma Uranium One nach dem Kauf vor einigen Jahren intensiv untersucht. Im Jahr 2008 sollte die Förderung aufgenommen werden. Das Ergebnis ist bescheiden - inzwischen wurde die Aufnahme der

Förderung auf einen unbestimmten Termin verschoben [Dominion 2008]. Ab 2011 soll die Mine Henkries erste Uranmengen liefern. Doch alle diese Projekte werden eher zögerlich vorangetrieben. Aus heutiger Sicht ist trotz großer ausgewiesener Ressourcen eine schnelle und nachhaltige Ausweitung der Förderung nicht vorstellbar.

Abbildung 2-27 zeigt das künftige Förderprofil wie es mit den ausgewiesenen Ressourcen RAR<40\$/kgU (rote Fläche), RAR<80\$/kgU (orange Fläche), RAR<130\$/kgU (gelbe Fläche) und IR (hellgrüne Fläche) in Einklang wäre. Aus den genannten Gründen erscheint eine derartige Ausweitung der Förderrate kaum vorstellbar. Selbst die orange ausgewiesene Fläche, die auf der Ausschöpfung der RAR<80\$/kgU beruht, ist nach Einschätzung der Autoren optimistisch. Die Förderung orientiert sich vorrangig an der Goldförderung. Eine Sekundärnutzung der Abraumhalden, wie sie schon diskutiert wurde, dürfte wegen der geringen Konzentration kaum in dem Ausmaß, wie durch die Abbildung nahe gelegt, möglich sein.

Südafrika - Uranförderung

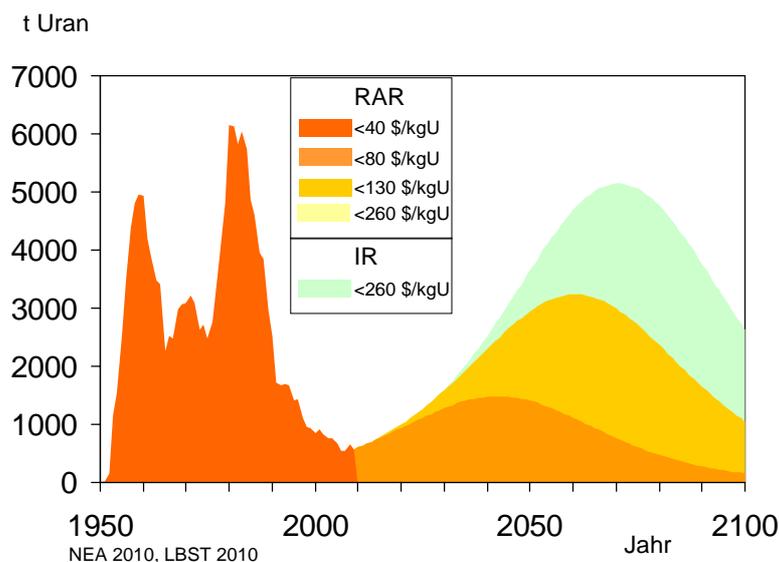


Abbildung 2-27: Szenario der künftigen Uranförderung basierend auf den in [NEA 2010] berichteten Ressourcen (RAR und IR)

2.2.3 Wichtigste Förderstaaten, die die Uranförderung noch deutlich ausweiten können

a) Niger

Die Uransuche begann in Niger bereits sehr früh. So sind die großen Minen Abkorum, Akouta, Arlit, Ebba, Imouraren und Techili seit langem bekannt (siehe Tabelle 2-4). Von

diesen wurden bisher nur Arlit mit Förderbeginn im Jahr 1971 und Akouta mit Förderbeginn im Jahr 1978 erschlossen [NEA 2005]. Aus diesen beiden Minen setzt sich die Uranförderung des Niger zusammen. Diese ist in Abbildung 2-28 dargestellt.

Niger - Uranförderung

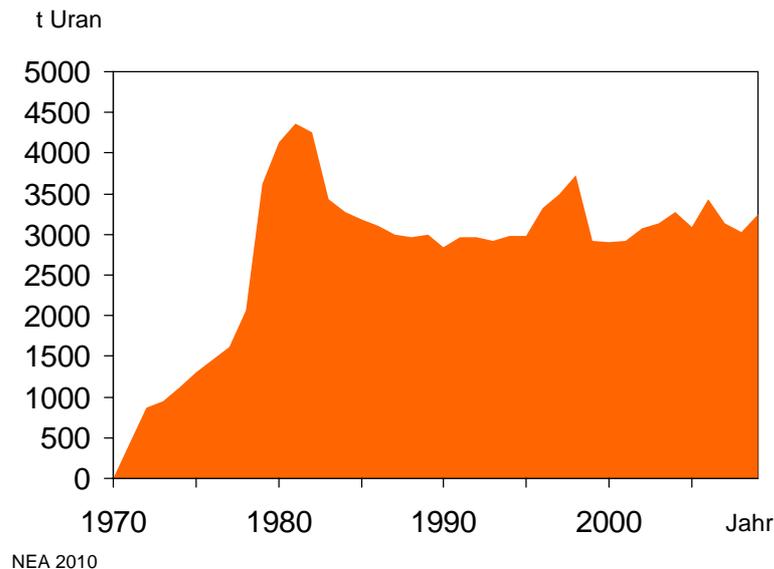


Abbildung 2-28: Entwicklung der Uranförderung in Niger seit 1970 [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008], [WNA 2010]

Die bekannten kumulierten Uranvorräte (Summe aus Förderung, RAR, IR) in Niger wurden wie in den bisher besprochenen Staaten deutlich abgewertet (Abbildung 2-29). Betragen diese im Jahr 1990 noch über 500.000 t Uran, so liegen sie heute unter 400.000 t. Niger gehört mit einer Förderung über 3000 t pro Jahr weltweit zu den 6 größten Uranförderstaaten. Interessanterweise wurden in [NEA 2008] die $RAR < 80 \$/kgU$ deutlich abgewertet und die $RAR > 80 \$/kgU$ sowie die IR aufgewertet, obwohl einige Projekte entwickelt werden, die eigentlich die sicheren Vorräte ($RAR < 80 \$/kg$) erhöhen sollten. Dass nur die $RAR < 130 \$/kgU$ angestiegen sind, zeigt, dass die neuen Projekte teuer werden. (siehe auch Abbildung 2-10).

Niger – kum. Uranförderung und Ressourcenabschätzungen

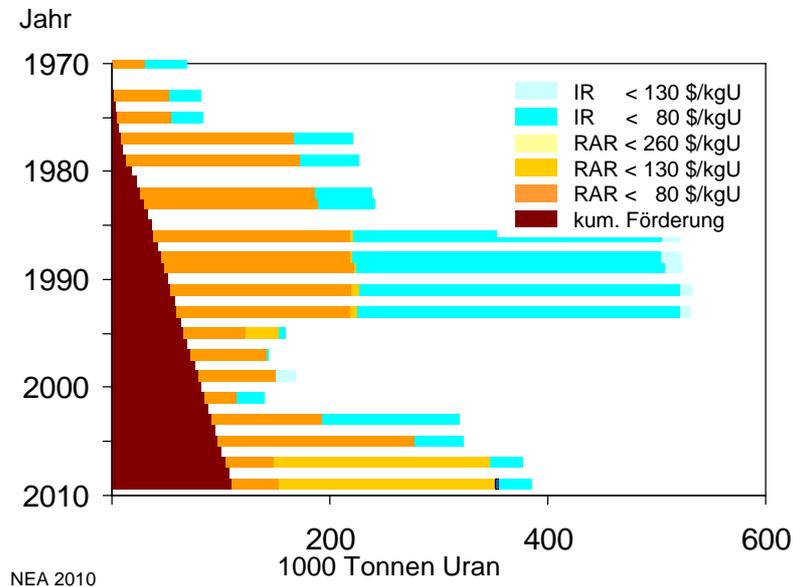


Abbildung 2-29: Entwicklung der insgesamt bekannten Uranressourcen in Niger in der Untergliederung: bereits gefördertes Uran, RAR und IR [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008], [NEA 2010]

Wie bereits angesprochen, nimmt die Vorlaufzeit zwischen dem Jahr der Entdeckung einer Uranmine und dem Beginn der kommerziellen Förderung bis auf wenige Ausnahmen zu (siehe Tabelle 2-4). Betrug sie um 1970 noch weniger als zehn Jahre, so liegt sie heute mindestens bei 10 Jahren, bei der Hälfte der Minen aber eher bei 20 und mehr Jahren [NEA 2005]. Das ist zum Teil auf längere Vorlaufzeiten in der Erkundung, Erschließung und Realisierung der Förderanlagen zurückzuführen. Es ist aber auch ein Indiz dafür, dass mangels besserer neuer Vorkommen jetzt verstärkt die alten damals als wenig interessant erachteten Vorkommen erschlossen werden.

So wird erst jetzt – mehr als 50 Jahre nach der ersten Exploration – die Mine Imouraren von Areva erschlossen. Mit einer Förderrate von knapp 5.000 t/Jahr wird sie auf absehbare Zeit das größte Projekt in Niger sein [Nucnet 2008]. Allerdings wird aufgrund mangelnder Reserven die Förderung in den bestehenden Minen bald zurückgehen, so dass neue Förderkapazität zum großen Teil den Förderrückgang der alten Minen ausgleichen muss. Der Projektfortschritt ist etwa 2 Jahr in Verzögerung, so dass vermutlich frühestens um das Jahr 2013 mit dem Förderbeginn gerechnet werden kann. Entgegen der ursprünglichen Planung ist heute unklar, ob die Förderrate auf 2.000 t/Jahr, 5.000 t/Jahr oder 7.000 t/Jahr ausgelegt wird. Dies soll nach Aussage vom Projektentwickler Areva erst kurz vor Förderbeginn in Abhängigkeit von den Marktpreisen entschieden werden. Ein

Preis von 50\$ je Pfund Uranoxid erscheint den Investoren deutlich zu niedrig, um bei den hohen Kosten die Kapazität auszuweiten [Stablum 2009]. Nach Einschätzung der Autoren sind das erste Anzeichen, die Erwartungen bzgl. des Förderbeitrages niedriger zu setzen als ursprünglich verkündet.

Darüber hinaus erwachte neben Areva vor allem bei indischen und chinesischen Firmen das Interesse, im Niger nach Uranvorkommen zu explorieren. Inwieweit sich das in neuen Funden und Projekten niederschlagen wird, wird sich zeigen. Allerdings sollte man auch nicht zu viel erwarten angesichts der Tatsache, dass in Niger seit mehr als 50 Jahren nach Uran gesucht wird und die meisten der damaligen Funde aus den genannten Gründen bis heute nicht erschlossen wurden. Abbildung 2-30 zeigt Förderprofile wie sie mit RAR<40\$/kg, RAR<80\$/kgU, RAR<130\$/kgU und RAR+IR kompatibel sind.

Langfristig wäre eine deutliche Ausweitung der Förderung nur dann möglich, wenn in den kommenden Jahren bedeutende Funde gemacht werden. Das ist angesichts der langen Historie des Uransuchens äußerst unwahrscheinlich. Vermutlich wird die Inbetriebnahme von Imouraren die Förderung ab 2013 kurzfristig ausweiten, der größte Teil wird jedoch in die Kompensation des Förderrückgangs der beiden alten Minen gehen. Es ist aber durchaus wahrscheinlich, dass Imouraren später als 2013 und mit deutlich niedrigerer Förderrate als ursprünglich geplant in Betrieb genommen wird.

Niger - Uranförderung

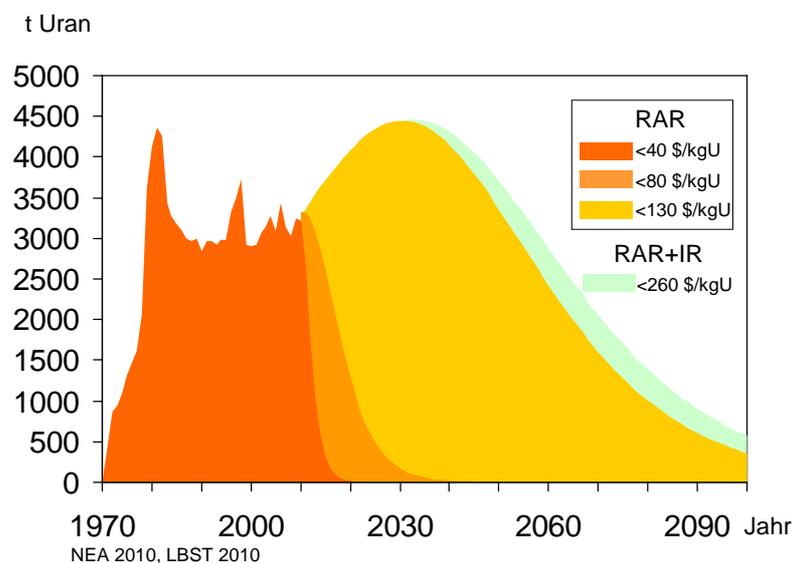


Abbildung 2-30: Szenario der künftigen Uranförderung basierend auf den in [NEA 2010] berichteten Ressourcen (RAR und IR)

b) Namibia

In Namibia wurde vor mehr als 40 Jahren mit der Uranexploration begonnen. Damals wurden im Jahr 1973 die beiden Vorkommen Rössing und Langer Heinrich entdeckt. Die Rössing Mine wurde bald danach in Betrieb genommen (1973), die Erschließung von Langer Heinrich zog sich bis zum Jahr 2007 hin [NEA 2005].

Namibia ist und bleibt vermutlich auch für die kommenden Jahre das wichtigste Uranfördergebiet in Afrika. Abbildung 2-31 zeigt die Entwicklung der Uranförderung von 1970 bis 2009. Der deutliche Anstieg der Förderung im Jahr 2008 ist auf den Beitrag der Mine Langer Heinrich zurückzuführen.

Namibia - Uranförderung

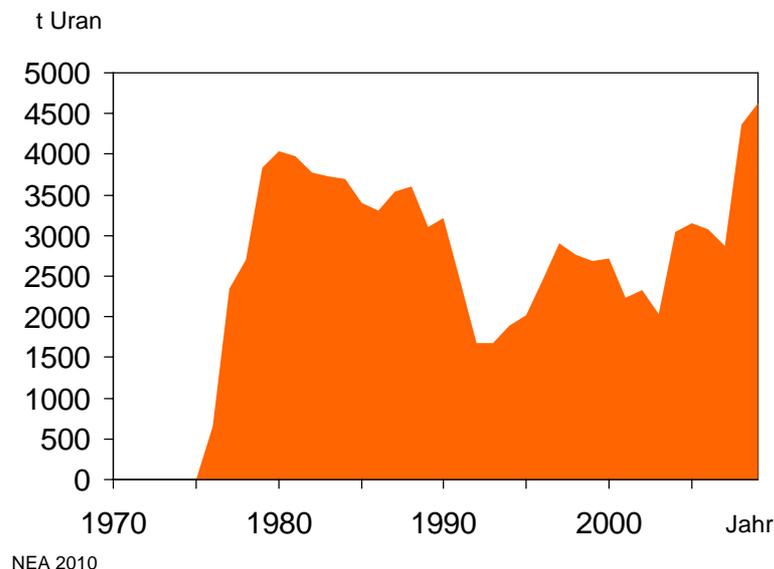


Abbildung 2-31: Entwicklung der Uranförderung in Namibia seit 1970 [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008], [WNA 2010]

Anders als in den bisher besprochenen Staaten wuchsen die bekannten Uranressourcen in Namibia seit 1995 sprunghaft an. Heute sind sie etwa doppelt so hoch wie 1990, obwohl die bereits geförderte Menge einen bedeutenden Anteil einnimmt. (Abbildung 2-32).

Namibia – kum. Uranförderung und Ressourcenabschätzungen

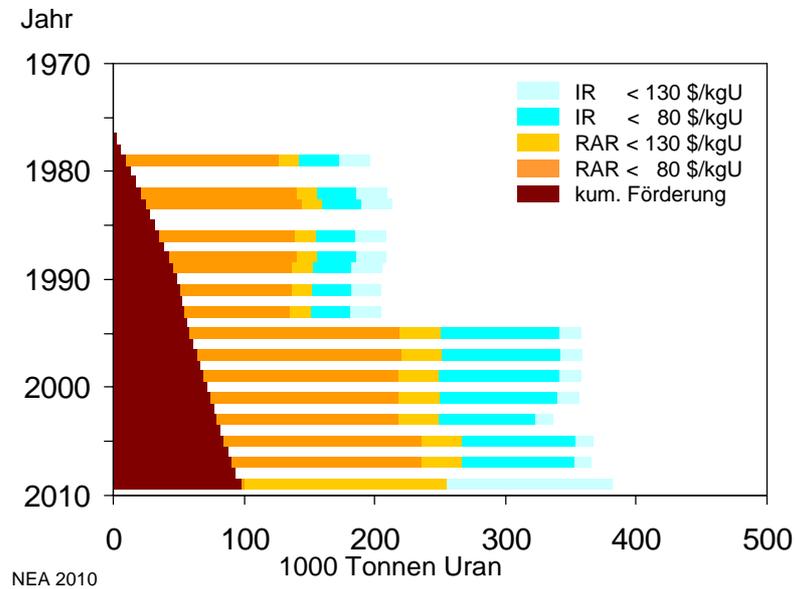


Abbildung 2-32: Entwicklung der insgesamt bekannten Uranressourcen in Namibia in der Untergliederung: bereits gefördertes Uran, RAR und IR [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2010]

Aufgrund des hohen Förderniveaus sind diese Ressourcen auch notwendig, um die kommenden 20-30 Jahre die Förderung auf heutigem Niveau zu halten, wie die Umsetzung der Ressourcen in Förderprofile in Abbildung 2-33 zeigt. Bei zügiger Erschließung der Ressourcen ist eine deutliche Ausweitung für 10-15 Jahre vorstellbar.

Namibia - Uranförderung

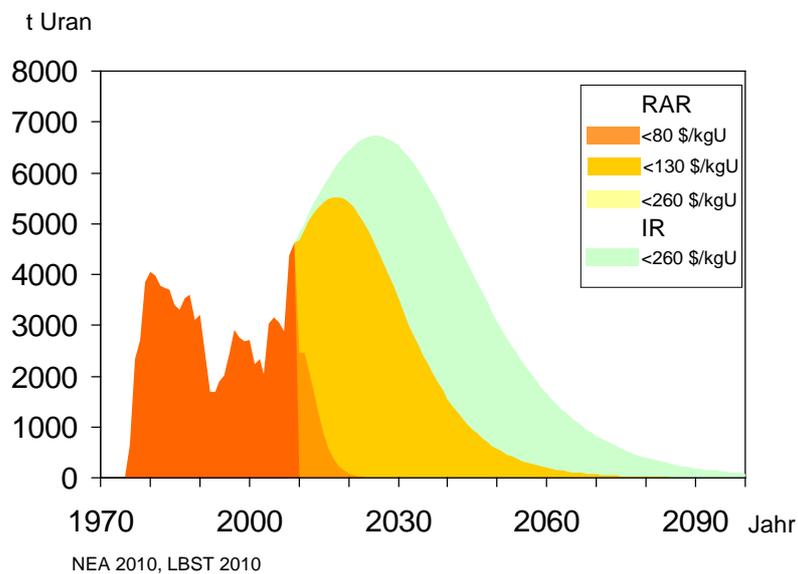


Abbildung 2-33. Szenario der künftigen Uranförderung basierend auf den in [NEA 2010] berichteten Ressourcen (RAR und IR)

Abbildung 2-34 zeigt die geographische Lage der bereits erschlossenen und der in der Entwicklung befindlichen Minenprojekte. In Namibia gibt es einige Minen, in denen Uran in geringer Konzentration als Nebenprodukt v. a. zur Kupfergewinnung anfällt. Erst in jüngster Zeit bemüht man sich um eine Erschließung dieser Ressourcen. Die Menge der neueren Projekte lassen eine Förderausweitung erwarten, wiewohl sich der Förderbeginn immer weiter verzögert. Die wichtigsten Projekte sind in

Tabelle 2-8 zusammengefasst.

Es fällt auf, dass außer der möglichen Erweiterung der alten Rössing Mine (Rössing Süd) alle neuen Projekte an teilweise schon sehr lange bekannten Minen mit extrem geringem Urangehalt angedacht sind. Dies wird die Umweltbilanz deutlich verschlechtern und Energieaufwand und damit verbundene Kohlendioxidemissionen drastisch erhöhen. Genaue Rechnungen stehen noch aus, jedoch ist nicht auszuschließen, dass in manchen der Projekte mit einem Urangehalt um 0,01% die Energiebilanz negativ wird. Das wird letztlich vom Prozentsatz des Urans abhängen, das aus dem Gestein nutzbar gemacht werden kann. Ein Indiz, das in diese Richtung deutet, ist der steigende Verbrauch an Schwefelsäure zur Abtrennung des Uran aus dem Gestein: Werden in der Australischen Mine Olympic Dam noch etwa 3 kg Schwefelsäure je kg Uran benötigt, so werden es bei den neuen Projekten eher 120 – 160 kg Schwefelsäure je kg Uran sein. (Eigene Berechnung anhand der Daten in [Peters 2009], siehe auch Kap. 6).

Die maximal mögliche Ausweitung der Förderung bis zum Jahr 2020 kann auf Basis der bekannten Projektentwicklungen abgeschätzt werden. Vermutlich wird sie jedoch deutlich unter dieser Darstellung liegen. Das wird vor allem von der Einhaltung der verkündeten Zeitplanung und der projektierten Fördervolumina abhängen.

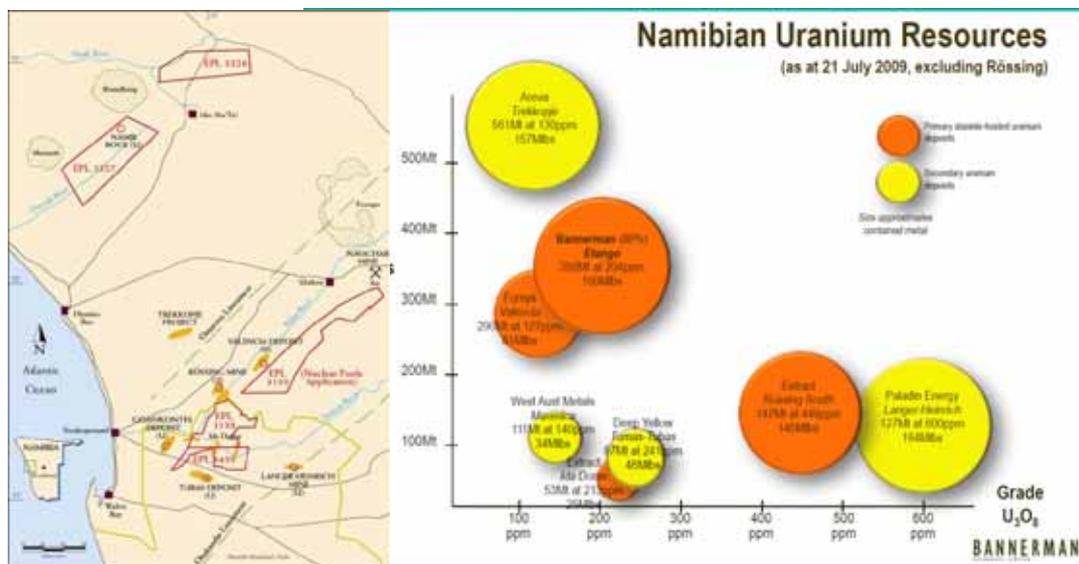


Abbildung 2-34: links: Lage der Uranminenprojekte in Namibia [Coffey 2008]; rechts: U₃O₈-Konzentration [Bannermann 2009]

Tabelle 2-8: Minenprojekte in Namibia mit konkreten Vorstellungen über Förderraten und Förderbeginn [Arnold 2008], [Wise 2009], [NEA 2005], [Bannermann 2009], [Coffey 2008], [Coffey 2009], [Swanepoel 2009], [Extract 2009], [KM 2009], [Infomine 2009]

Name	Entdeckung	Förderbeginn	Konz. [%]	Max. Förderrate [t]	Reserve [t]	Ressourcen [t]
Rössing	1973	1976	<0,042	3.400	47.071	38.313
Langer Heinrich	1973	2006	0,051	1.000	25.323	46.481
Valencia	Vor 1973	2011	0,013	1.300	19.769	31.154
Trekkopje			0,011		0	5.040
Klein- Trekkopje	Vor 1973	2012	0,012 - 0,0076	2.500	42.390	974
Rössing Süd	2007		<0,046	5.700	0	91.900
Ida Dome	Vor 1973		0,021		0	9.657
Etango		2011	0,017	2.700	0	61.650
Summe				~17.000	134.553	285.169

Abbildung 2-35 zeigt das mögliche Förderprofil, wenn die in der Erschließungsphase befindlichen Uranvorkommen entsprechend dem verkündeten Zeitplan und entsprechend der erwarteten Förderkapazität die Förderung aufnehmen. Eigene Zusammenstellung mit Daten aus: [Arnold 2008], [Wise 2009], [NEA 2005], [Bannermann 2009], [Coffey 2008], [Coffey 2009], [Swanepoel 2009], [Extract 2009], [KM 2009], [Infomine 2009].

Damit lässt sich abschätzen, dass bis zum Jahr 2020 die Förderung auf etwa 12.000 t Uran ansteigen kann, falls Rössing Süd schnell erschlossen wird, sogar auf über 16.000 t.

Im ungünstigen Fall der Verzögerung der Projekte, einer schneller als erwarteten Reduktion der Förderung aus Rössing und niedriger als projektierten Förderrate der neuen Projekte könnte sie bei 6.000 Tonnen Uran liegen. In jedem Falle aber ist eine Ausweitung der Förderung zu erwarten. Vermutlich wird sie jedoch deutlich unter der hier als maximal möglichen Ausweitung bleiben, da die Erfahrung zeigt, dass vorab verkündete Projektpläne meist optimistischer ausfallen als die Realität und da es ökonomisch wenig Sinn macht, viel Geld zur schnellen Förderaufnahme zu investieren und damit die Marktpreise und den eigenen Erlös zu drücken.

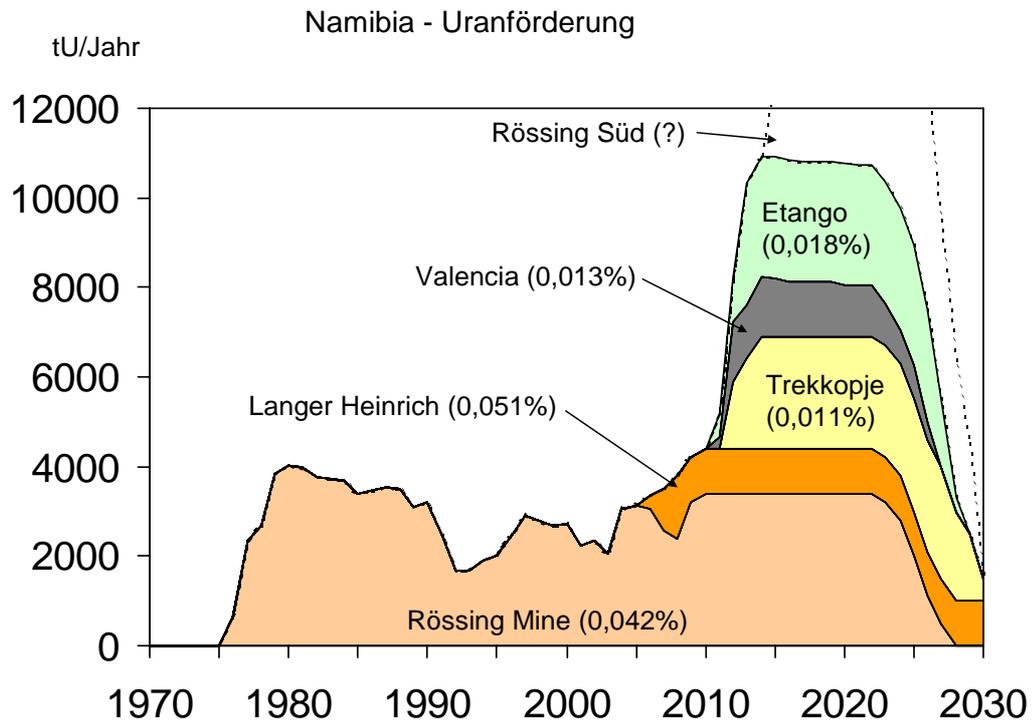


Abbildung 2-35: Szenario der künftigen Uranförderung basierend auf den Entwicklungsplänen der bekannten Projekte. Die Prozentzahlen geben die durchschnittliche Urankonzentration der Erze.

c) Kanada

In Kanada wurde bereits sehr früh mit der Erschließung der Uranvorkommen begonnen. Abbildung 2-36 zeigt die Entwicklung der Förderung von 1950 bis 2009. Ähnlich wie in den USA war das frühe Fördermaximum um 1960 von der Suche nach waffenfähigem Uran angetrieben. Anders als in den USA brach die Förderung Anfang der 1980er Jahre nicht zusammen, sondern erlebte im Gegenteil eine Ausweitung auf einem hohen Niveau. Dies hing mit den günstigeren Förderbedingungen als in den USA zusammen. Dadurch wurde Kanada zu einem der bedeutendsten Uranförderstaaten. Die langfristig hohen Förderraten seit 1985 führten dazu, dass dort bisher weltweit das meiste Uran gefördert wurde. Kanada ist das einzige Land mit hohen Urankonzentrationen von mehr als 10 %, teilweise sogar mehr als 20 % Urangehalt.

Kanada Uranförderung

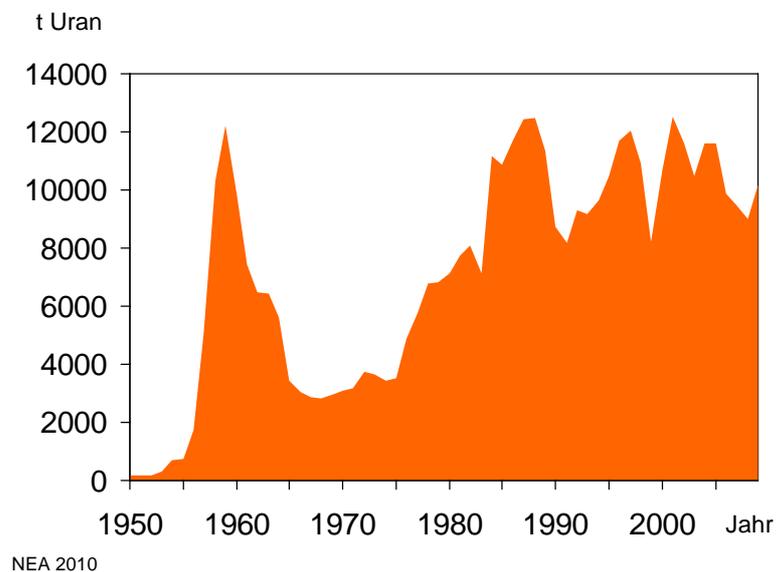


Abbildung 2-36: Entwicklung der Uranförderung in Kanada seit 1950 [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008], [WNA 2010]

Die Analyse der kumulierten Uranförderung und der Entwicklung der RAR und IR in Abbildung 2-37 zeigt, dass die bekannten Vorkommen etwa zur Hälfte erschöpft sind. Auch hier wurden Ende der 1980er Jahre die Ressourcen deutlich abgewertet, so dass heute die Uranressourcen RAR+IR inklusive der bereits geförderten Mengen geringer eingestuft werden als im Jahr 1980, auch wenn in den letzten Jahren wieder eine leichte Aufwertung einsetzte.

Auf Basis dieser Ressourcenangaben können wieder die damit verträglichen Förderprofile bis zum Jahr 2100 gezeichnet werden, wie dies in Abbildung 2-38 dargestellt ist.

Kanada – kum. Uranförderung und Ressourcenabschätzungen

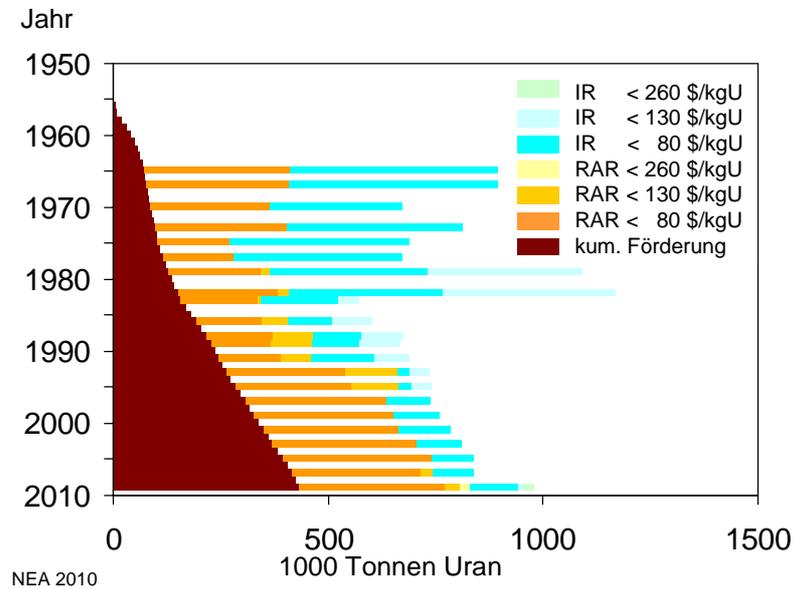


Abbildung 2-37: Entwicklung der insgesamt bekannten Uranressourcen in Kanada in der Untergliederung: bereits geförderttes Uran, RAR und IR [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008], [NEA 2010]

Es zeigt sich, dass die verfügbaren RAR<260\$/kgU nicht ausreichen, um längerfristig die Förderung auf heutigem Niveau sicherzustellen. Selbst die Einbeziehung der IR kann nur eine kurzfristige Ausweitung der Förderung sichern, falls entsprechende Projekte realisierbar sind, oder den mittel- und langfristig unvermeidbaren Förderrückgang abmildern.

Diese Analyse widerspricht der öffentlichen Wahrnehmung, dass Kanada noch lange zu den weltweit größten Uranförderstaaten zählen wird. Tatsächlich sind die RAR<80\$/kgU sehr hoch, doch das hohe Förderniveau werden diese nicht lange sichern können. In Kanada sind die älteren Minen weitgehend erschöpft, die Förderung kommt aus wenigen großen Vorkommen. Doch diese nähern sich ihrem Ende. Dies ist der wichtigste Grund, warum in Kanada seit vielen Jahren nach neuen Fördermöglichkeiten gesucht wird.

Kanada Uranförderung

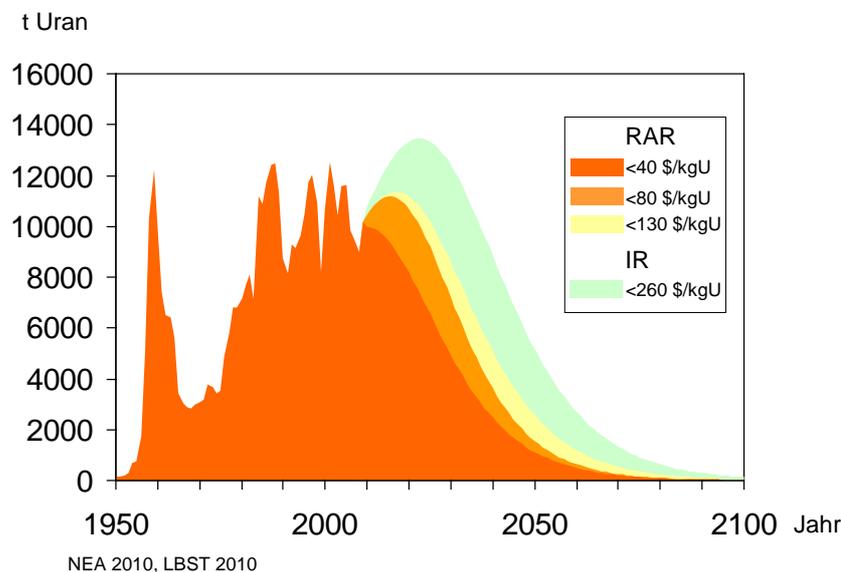


Abbildung 2-38: Szenario der künftigen Uranförderung gemäß der berichteten Ressourcen (RAR und IR)

Abbildung 2-39 zeigt den Beitrag der einzelnen Uranminen zur Gesamtförderung. Die Daten vor 1980 sind nicht vollständig verfügbar, daher wird die Unterteilung dort abgebrochen.

Wie bereits angesprochen, sind einige große Minen erschöpft. Als nächstes werden die Minen Rabbit Lake und Mc Clean Lake ihrem Ende entgegengehen. Einzig in der Mine Mc Arthur kann vermutlich noch für etwa 10 Jahre auf hohem Niveau Uran gewonnen werden.

Die Erschließung der Mine Cigar Lake ist substanziell für die Aufrechterhaltung der kanadischen Uranförderung. Es ist eines der letzten Vorkommen mit mehr als 20 % Urankonzentration. Allerdings sind die Bedingungen zur Erschließung der Mine schwierig. Es handelt sich um Untertagebau bis in etwa 450 m Tiefe unter einer mit Wasser getränkten Sandsteinformation. Das Vorkommen wurde 1981 entdeckt. Gemäß früherer Erwartungen von „National Resources Canada“ sollte die Förderung vor dem Jahr 2000 aufgenommen werden [NRCAN 1996]. Nach mehrmaligen Verzögerungen wurde der Förderbeginn auf 2007 angesetzt. Doch Wassereintritte, zuletzt am 12. August 2008 setzten die Mine schließlich ganz unter Wasser. Nachdem der Start durch die Verzögerungen mehrmals verschoben wurde, wird heute vom Betreiber 2013 als Förderbeginn genannt. Mit Jahresende 2010 ist die Mine entwässert, so dass weitergearbeitet werden kann. [Cameco 2009], [EWG 2006]. Wann das erste Uran aus der

Mine gefördert wird ist offen, doch vor zwei Jahren sprach man von frühestens 2010 [Cameco 2007]. Unter günstigen Umständen könnte die Uranförderung von Kanada bis zum Jahr 2020 auf kurzzeitig 18.000 t ansteigen, wahrscheinlicher ist jedoch eine Förderrückgang auf 6.000 t bis 8.000 t im Jahr 2020, falls Cigar Lake nicht erschlossen werden kann und kein adäquater Ersatz in dieser Zeit gefunden wird.

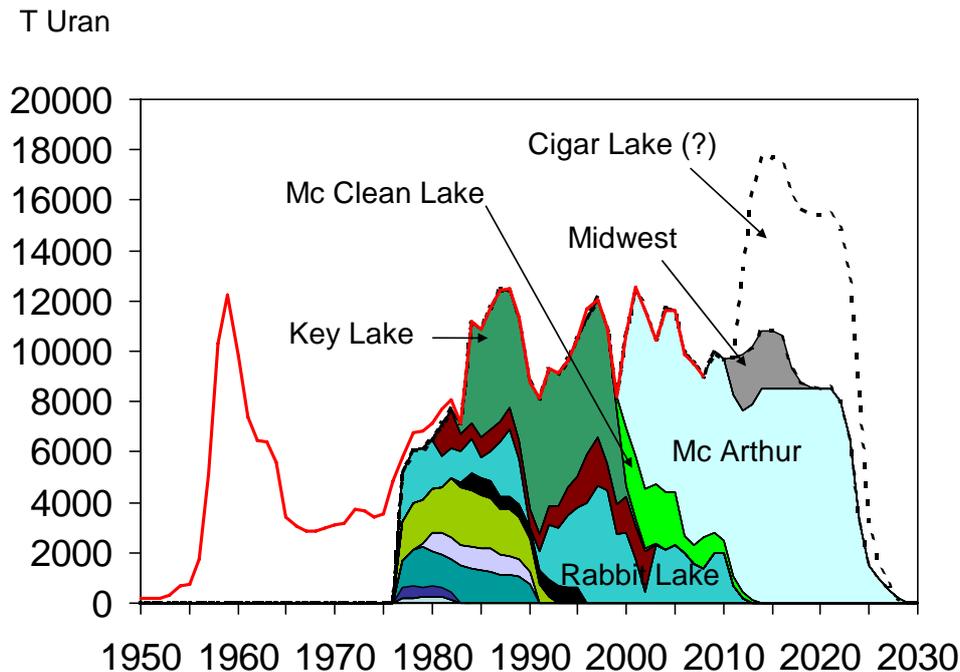


Abbildung 2-39: Uranförderung in Kanada mit dem Beitrag der einzelnen Minen. Der potenzielle Beitrag der in Entwicklung befindlichen Projekte Midwest und Cigar Lake ist ebenfalls dargestellt ([Arnold 2008] und eigene Erhebungen).

d) Kasachstan

Kasachstan gilt als eines der wenigen Länder, die ihre Uranförderung noch deutlich ausweiten können und dies in den vergangenen Jahren auch gezeigt haben. Abbildung 2-40 zeigt die Förderentwicklung von Uran seit 1950. Seit dem Jahr 2000 hat das Interesse an der Erschließung kasachischer Uranvorkommen sprunghaft zugenommen. Heute werden die größten Hoffnungen darauf gesetzt. Innerhalb weniger Jahre ist es vor Australien und Kanada zum größten Förderstaat geworden. Mit internationaler Unterstützung sind derzeit einige Projekte in Entwicklung und haben bereits oder werden bald die Förderung aufnehmen.

Kasachstan - Uranförderung

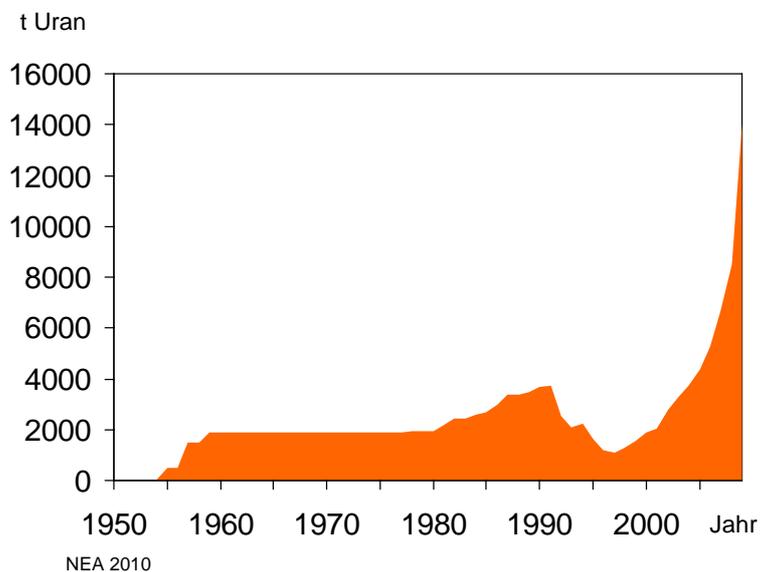


Abbildung 2-40: Entwicklung der Uranförderung in Kasachstan seit 1950 [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008], [WNA 2010]

Für Kasachstan liegen Ressourcenangaben der NEA erst seit 1995 vor. Doch diese sind konsistent und zeigen seit 1995 nur geringe Veränderungen. In Abbildung 2-41 sind die Angaben für die bisher erfolgte Förderung sowie RAR und IR – soweit verfügbar – aufgetragen. Auffällig ist allenfalls, dass seit der ersten Angabe für das Jahr 1995 die Ressourcen abgewertet wurden. Insbesondere die letzten Aktualisierungen für die Jahre 2007 und 2009 zeigen eine deutliche Abwertung der $RAR < 130\$/kgU$. Das ist insofern bemerkenswert, als mit dem Beginn von neuen Projekten und der Erschließung von Vorkommen die belastbaren Angaben über Reserven, also insbesondere die Ausweisung von $RAR < 80\$/kgU$ und $RAR < 80\$/kgU$ zunehmen sollten. Dass hier das Gegenteil der Fall ist, ist ein Hinweis darauf, dass die mittel- und langfristigen Ausbaupläne vielleicht nicht ganz realistisch sind.

Kasachstan – kum. Uranförderung und Ressourcenabschätzungen

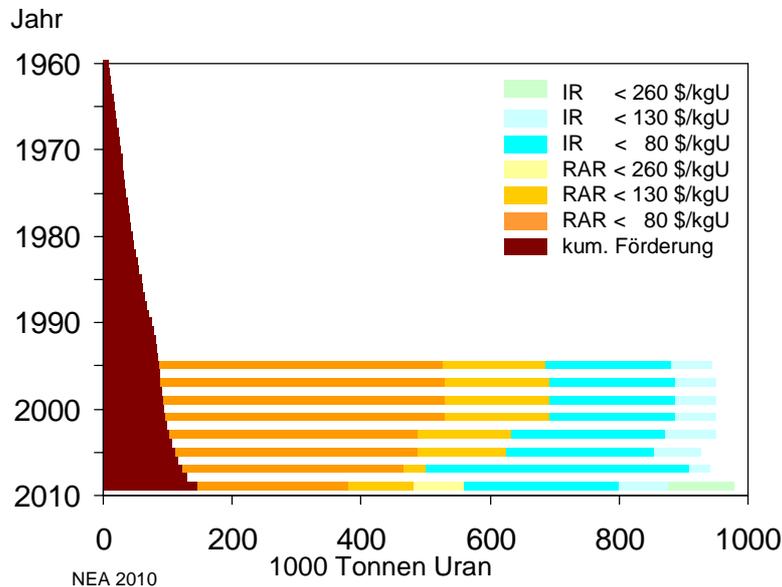


Abbildung 2-41: Entwicklung der insgesamt bekannten Uranressourcen in Kasachstan in der Untergliederung: bereits geförderttes Uran, RAR und IR [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008], [NEA 2010]

Die World Nuclear Organisation spricht davon, dass bis zum Jahr 2010 die Uranförderung 15.000 t betragen und bis zum Jahr 2018 auf 30.000 t ausgeweitet werden könnte. [WNO 2009a] Die NEA ist in ihren Berichten etwas vorsichtiger und verweist auf das Programm der kasachischen Regierung vom 23. Januar 2004, die Förderung bis 2030 auf 15.00 t auszuweiten [NEA 2008].

Tatsächlich lag die Uranförderung im Plan von Kazatomprom. Im Jahr 2009 wurde das Ziel mit 14.000 t fast erreicht [Kazatomprom 2010].

Abbildung 2-42 zeigt die mit den verschiedenen Ressourcenkategorien vereinbaren Förderprofile. Die schnelle Ausweitung der Förderung lässt darauf schließen, dass das hohe Förderniveau nicht allzu lange gehalten werden kann. Sollte die Förderung tatsächlich auf 30.000 t bis 2020 ansteigen, dann dürfte lange vor 2040 das Fördermaximum überschritten werden.

Kasachstan - Uranförderung

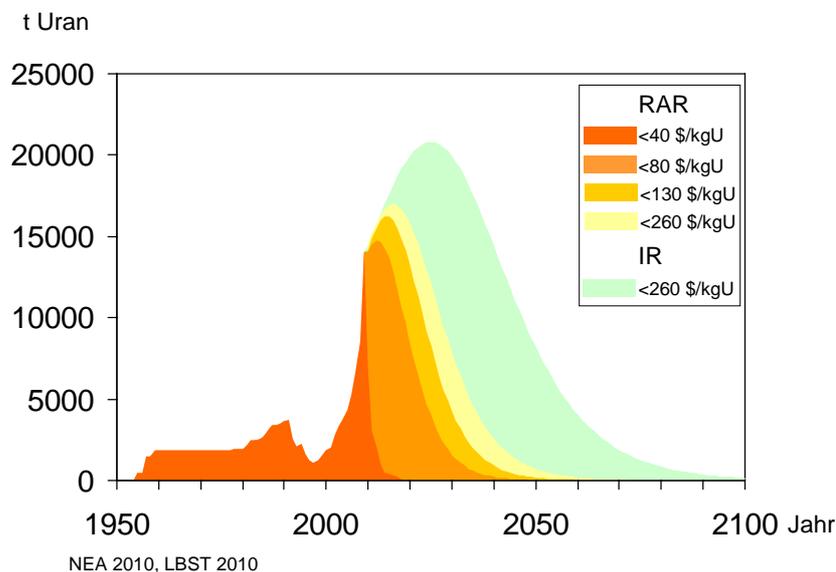


Abbildung 2-42: Szenario der künftigen Uranförderung gemäß der berichteten Ressourcen (RAR und IR)

e) Australien

Abbildung 2-43 zeigt die Entwicklung der Uranförderung von 1950 bis 2009 in Australien. Dank der großen Vorräte war bisher die Förderausweitung nicht durch Ressourcenbegrenzungen limitiert. Auch in Zukunft dürfte die Entwicklung durch ökonomische oder umweltpolitische Bedingungen geprägt sein. Mit Olympic Dam besitzt Australien die Mine mit den weltweit größten Uranressourcen.

Abbildung 2-44 zeigt die Entwicklung von bereits gefördertem Uran und Ressourcen seit 1970, Abbildung 2-45 zeigt die mit den berichteten RAR und IR kompatiblen Förderszenarien. Auch hier kann natürlich kurzfristig eine wesentlich höhere Förderrate erreicht werden, allerdings wird sich diese nicht lange durchhalten lassen. Eine Analyse von Deloitte kommt zu dem Ergebnis, dass die Förderung von heute unter 10.000 t U bis 2015 auf über 25.000 tU und bis 2030 auf bis zu 75.000 t ansteigen könne [Deloitte 2008].

Australien Uranförderung

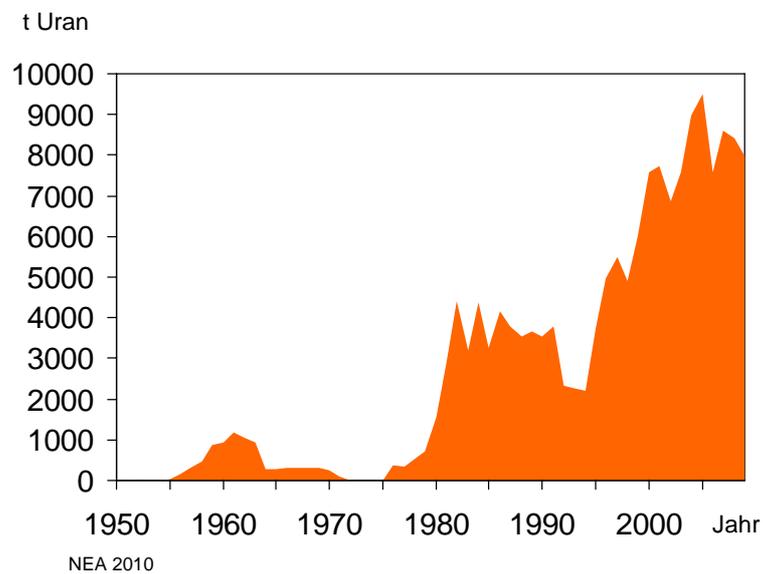


Abbildung 2-43: Entwicklung der Uranförderung in Australien seit 1950 [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008], [WNA 2010]

Australien – kum. Uranförderung und Ressourcenabschätzungen

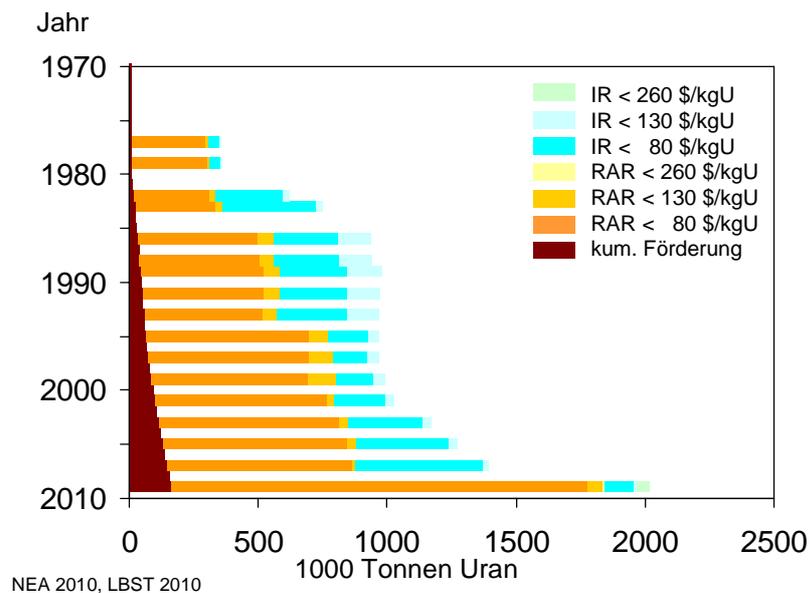


Abbildung 2-44: Entwicklung der insgesamt bekannten Uranressourcen in Australien in der Untergliederung: bereits gefördertes Uran, RAR und IR [NEA 2005], [NEA 2006], [NEA 2008], [NEA 2010]

Australien Uranförderung

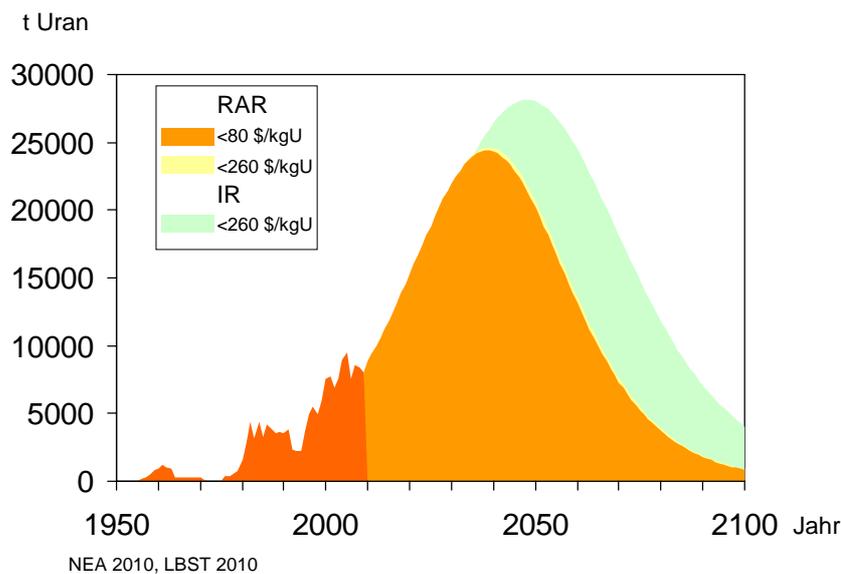


Abbildung 2-45: Szenario der künftigen Uranförderung gemäß der berichteten Ressourcen (RAR und IR)

2.2.4 Zusammenfassung der Förderszenarien

Die in Kap 2.2 gezeigten Förderszenarien analysieren die langfristig mögliche Förderung der weltweiten und länderspezifischen Uranförderung. Die Aussagen basieren auf den RAR und IR.

Dies erlaubt jedoch nur bedingt eine Aussage über die kurzfristige Entwicklung. Hierfür ist die Analyse der Projekte in den wichtigen Förderregionen notwendig. Diese wurde in Kapitel 2.2.3 für einige Förderstaaten explizit durchgeführt.

Tabelle 2-9 gibt einen Überblick über die Bandbreite der nach Einschätzung der LBST möglichen Entwicklung der Uranförderung bis 2030: Die hohe Variante könnte sich erfüllen, wenn alle bekannten Projekte weitgehend in der geplanten Zeit und mit dem geplanten Volumen realisiert werden. Die untere Variante beschreibt die Förderung, wenn sich einige wichtige Schlüsselprojekte nicht in der geplanten Zeit und nicht in dem

geplanten Volumen realisieren lassen. Nach Einschätzung der LBST kommt der unteren Variante eine höhere Wahrscheinlichkeit zu als der oberen Variante, auch wenn diese nicht ausgeschlossen werden kann.

Dabei ist zu bedenken, dass es ökonomisch wenig Sinn macht, in die Ausweitung der Uranförderung zu investieren, um später den zu erzielenden Erlös zu senken. Angesichts dessen, dass die Förder- und Entwicklungskosten in den vergangenen Jahren ohnehin deutlich angestiegen sind, wird sich die Investitionsfreude der Uranproduzenten in Grenzen halten. Diese Interpretation wird durch die Äußerungen von Areva bestätigt, sich beim Engagement in Afrika zurückzuhalten und dieses entsprechend der Uranpreisentwicklung zu lenken. [Stablum 2009]. Zum Vergleich ist in Tabelle 2-9 auch die Einschätzung der NEA eingetragen [NEA 2008].

Tabelle 2-9: Zusammenfassung der auf Basis bestehender Projekte möglichen Uranförderung bis zum Jahr 2030; Alle Angaben in tU (eigene Analyse und Vergleich mit [NEA 2008]).

Staat	2008	2020niedrig	2020hoch	2030niedrig	2030hoch
Kanada	9.000	8.000	16.000	5.000	10.000
Kasachstan	8.520	15.000	20.000	15.000	18.000
Australien	8.430	15.000	20.000	15.000	30.000
Namibia	4.370	6.000	12.000	4.000	6.000
Russland	3.520	3.000	6.000	1.000	5.000
Niger	3.030	3.000	6.000	1.000	2.500
Usbekistan	2.240	1.500	3.000	1.000	2.500
USA	1.430	2.000	4.000	2.000	5.000
Südafrika	600	1.000	2.000	1.000	3.000
Rest	2.700	2.000	3.000	1.000	3.000
Welt (LBST)	43.850	55.500	96.000	50.000	87.000
Welt (NEA)		88.525	122.620	83.130	117.850

Die Analyse lässt den Schluss zu, dass es unter günstigen Umständen möglich erscheint, die weltweite Uranförderung kurzfristig auf fast 100.000 t bis zum Jahr 2020 hochzufahren. Allerdings sollte man auch damit rechnen, dass dies angesichts der bestehenden Schwierigkeiten eher nicht erfolgen wird. Eine Förderausweitung auf weniger als 60.000 t erscheint ebenso gut möglich und vielleicht sogar wahrscheinlicher. Sollte dies der Fall sein, dann kommt den Sekundärquellen von Uran eine wichtige Rolle zu. Denn dann bleibt eine Versorgungslücke mit Uran, selbst wenn die Anzahl der weltweit aktiven Kernreaktoren konstant bleibt. Der heutige Bedarf von etwa 67.000 tU wird auch in diesem Fall ansteigen, da die Substitution alter Kraftwerke durch neue einen höheren Uranbedarf für das Erstinventar aufweist.

3 SEKUNDÄRQUELLEN VON URAN

Die weltweite Uranförderung kann heute nur 60 - 65 % des Uranbedarfs decken. Die Differenz wird durch sog. Sekundärquellen von Uran ausgeglichen. Doch deren Potenzial ist begrenzt. Im Maximalfall kann die Differenz zwischen Bedarf und Förderung solange durch Lagerbestände und früher geförderte militärisch genutzte Bestände ausgeglichen werden, bis der über die Jahre kumulierte Bedarf die kumulierte Förderung übersteigt.

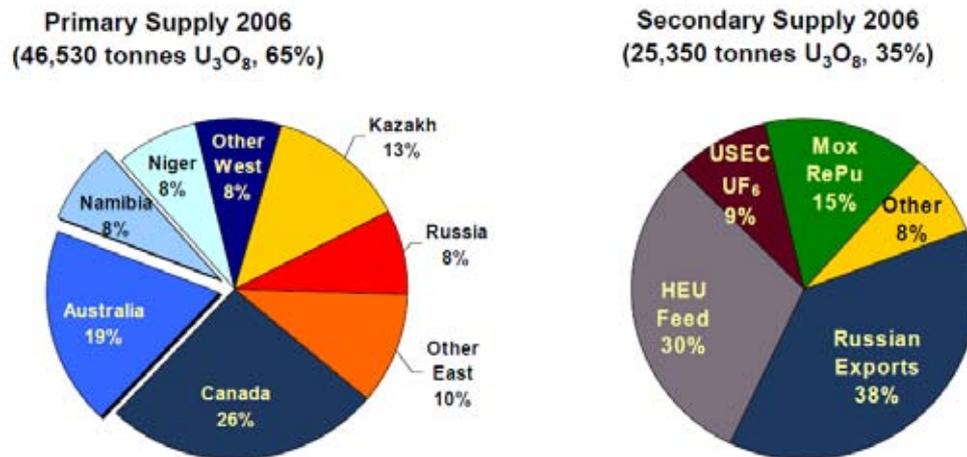
Diese Differenz beträgt zum Jahresende 2009 etwa 550.000 t. Ein weiterer Abzug durch bereits verbrauchtes Uran im militärischen und zivilen Bereich jenseits kommerzieller Kernreaktoren (Nuklearwaffen, Schiffe, Atom U-Boote, Forschungsreaktoren, etc.) reduziert diesen Betrag vermutlich um weiter 250.000 - 350.000 t (eig. Schätzung). Damit könnte eine verbleibende Differenz von 20.000 t/Jahr zwischen Angebot und Nachfrage für maximal 10 bis 15 Jahre ausgeglichen werden.

Tatsächlich wird vieles davon abhängen, in welchem Ausmaß und wie schnell hoch angereichertes Uran aus der Konversion von Nuklearwaffen für zivile Reaktoren nutzbar gemacht werden kann.

In geringem Maß kann noch die Wiederaufarbeitung von alten Brennelementen zu MOX und RepU (wieder aufgearbeitetem Uran) beitragen. Doch die entsprechenden Kapazitäten sind gering, der Aufwand ist groß und nur wenige Reaktoren sind für den Einsatz dieser Materialien geeignet. Angesichts der langen Vorlaufzeiten und großen Widerstände kann nicht davon ausgegangen werden, dass sich diese Situation in den kommenden 10 bis 20 Jahren wesentlich verändert.

Vermutlich setzt ein erster Engpass der Uranverfügbarkeit nach 2013 ein, wenn die bis 2013 vertraglich zugesicherte Lieferung von angereichertem Uran aus Russland beendet wird. Dieser Vertrag wird gemäß von der russischen Seite nicht verlängert werden. Dann müssen fast 10.000 tU jährlich aus anderen Quellen bereitgestellt werden.

Die Möglichkeiten für die Bereitstellung von Uran aus Sekundärquellen werden in diesem Kapitel besprochen. Abbildung 3-1 gibt eine Übersicht über die Zusammensetzung der Uranversorgung im Jahr 2006.[Rio 2009]. Einleitend werden grundsätzliche Aspekte der Urananreicherung und -abreicherung erklärt, da diese wesentlich die Dynamik der Bereitstellung von Sekundäruran bestimmen.



Quelle: Rio Tinto 2007

Abbildung 3-1: Uranversorgung der Kernkraftwerke im Jahr 2006 unter Ausweisung der Anteile an Primär- und Sekundäruranversorgung [Rio 2009]

3.1 Einführung: Allgemeines zur Anreicherung und Abreicherung von Uran

Im Natururan hat das Isotop ²³⁵U einen Gewichtsanteil von 0,711%. Die meisten in Betrieb befindlichen Reaktoren sind Druckwasser- und Siedewasserreaktoren. Diese können nicht mit Natururan betrieben werden, sondern benötigen eine Anreicherung des ²³⁵U Anteils auf 3-5 %. Entsprechend angereichertes Uran wird LEU (low enriched uranium) genannt. Für den Einsatz in Nuklearwaffen muss Uran hingegen mindestens 85 %, typischerweise aber auf über 90% angereichert werden. Bereits ab einer Anreicherung auf über 20 % wird das entsprechende Uran mit HEU (high enriched uranium) bezeichnet. Schwerwasser- und Graphit moderierte Reaktoren können hingegen mit Natururan betrieben werden. Dieses muss nicht angereichert werden.

Der Anreicherung steht immer eine wesentlich größere Menge abgereichertes Uran gegenüber, das in der Regel auf 0,3 % abgereichert wird. Dieses wird eingelagert und für bestimmte Verwendungen eingesetzt. Wegen seiner hohen Dichte findet es z. T. als Ausgleichsmasse in Flugzeugtragflächen und in Rennyachten Verwendung. Militärisch wird es in der sog. Uranmunition benutzt. Heute werden nur etwa 5 % des abgereicherten Urans für derartige Zwecke benutzt, der Rest wird eingelagert und findet seine Verwendung zum Abreichern von HEU in Projekten der Rüstungskonversion oder zur sonstigen Verdünnung von nicht benötigtem angereichertem Material. Dort wird das hoch

angereicherte Uran wieder mit abgereichertem Uran vermischt um ein marktübliches für den Einsatz in Kernreaktoren taugliches Gemisch zu erhalten.

Von Zeit zu Zeit wird diskutiert, abgereichertes eingelagertes Material weiter abzureichern und dadurch eine Streckung der Uranvorräte zu erreichen. Wie groß dieses Potenzial ist, kann man anhand von Abbildung 3-2 abschätzen. Aus einer Menge von 1.000 kg Natururan werden bei Abreicherung der Restmenge auf 0,3 % ^{235}U je nach Anreicherung zwischen 87 kg LEU (5 %) und 150 kg LEU (3 %) gewonnen. Eine weitere Abreicherung der restlichen 850 kg bzw. 913 kg von 0,3 % auf 0,2 % erbringt zusätzliche 30 kg LEU (3 %) bzw. 19 kg LEU (5 %), also etwa 20 % mehr.

Anreicherung von Natururan U auf 3-5% ^{235}U und Abreicherung der Restmenge

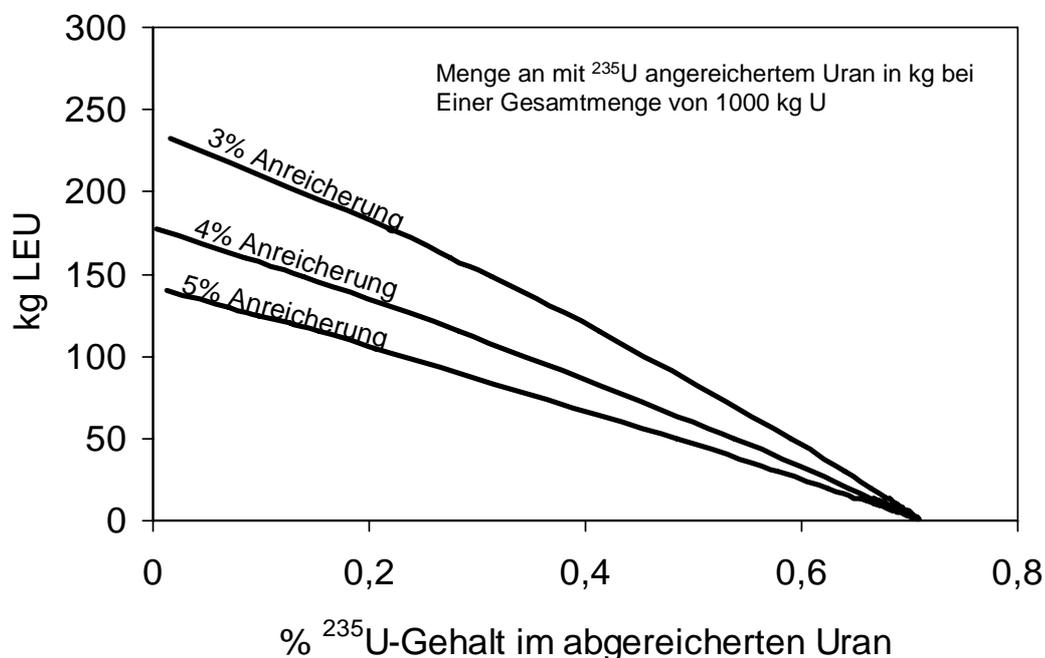


Abbildung 3-2: Aus 1000 kg Natururan können theoretisch maximal 233 kg auf 3% ^{235}U angereichertes Uran gewonnen werden, falls der Restmenge alles ^{235}U entzogen würde. Die Grafik zeigt, wie groß die Menge an angereichertem Uran in Abhängigkeit von der Abreicherung der Restmenge. Die Summe von angereichertem und abgereichertem Uran entspricht immer 1000 kg.

Wesentlich extremer sind die Unterschiede bei der Anreicherung zu HEU, Abbildung 3-3 zeigt die Verhältnisse. Eine Abreicherung von 0,711 % auf 0,3 % ^{235}U ergibt 4,7 kg HEU und 995,3 kg abgereichertes Uran. Die weitere Abreicherung auf 0,2% erbringt weitere 1,2 kg HEU. Theoretisch können maximal 8 kg HEU gewonnen werden, falls es gelänge das ^{235}U vollständig aus der Restmenge zu entfernen.

Anreicherung von Natururan auf 85% ^{235}U und Abreicherung der Restmenge

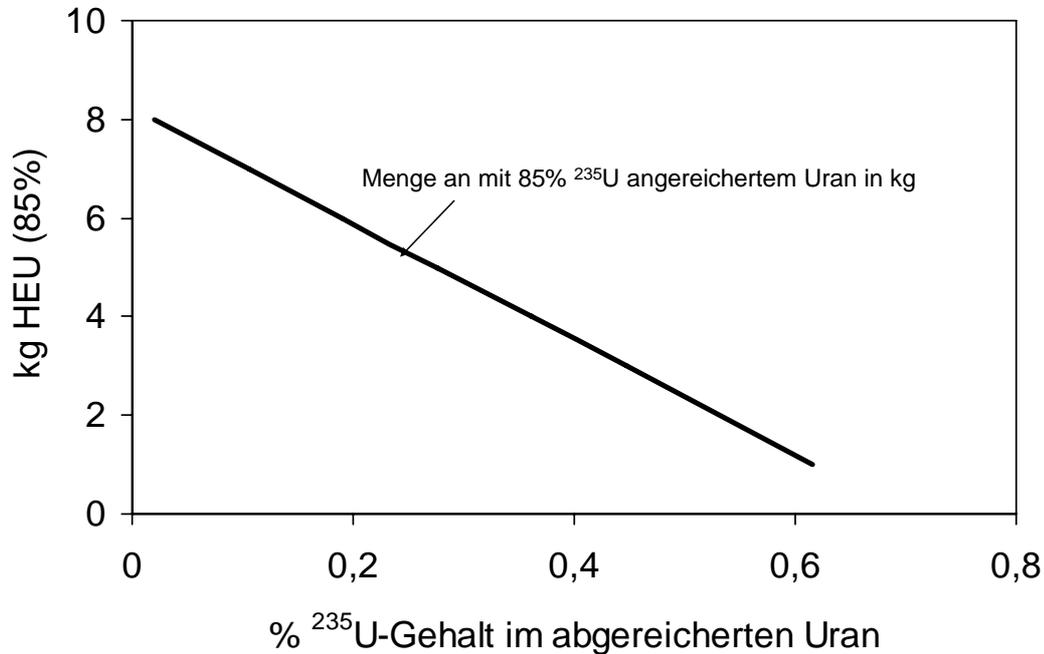


Abbildung 3-3: Aus 1000 kg Natururan können theoretisch maximal 8 kg auf 85% ^{235}U angereichertes Uran gewonnen werden, falls der Restmenge alles ^{235}U entzogen würde. Die Grafik zeigt, wie groß die Menge an angereichertem Uran in Abhängigkeit von der Abreicherung der Restmenge. Die Summe von angereichertem und abgereichertem Uran entspricht jeweils 1000 kg.

Umgekehrt kann über Rüstungskonversion verfügbares Nuklearwaffen taugliches HEU entsprechend verdünnt werden, um als LEU in den Markt zu gelangen.

So entspricht 1 kg HEU (90% ^{235}U) einer Natururanmenge von 130 kg U (0,711% ^{235}U). Die Abreicherung von HEU zu reaktortauglichem, nicht nuklearwaffentauglichem LEU erfolgt durch Verdünnung mit leicht angereichertem (1,5% ^{235}U) oder abgereichertem Uran (~0,3% ^{235}U). Berücksichtigt man diese Mengen, entspricht die Abreicherung von 1 kg HEU (90% ^{235}U) auf LEU mit 4,4% ^{235}U einer Menge Natururan (0,711% ^{235}U) von ca. 280 - 290 kg U.

Mit zunehmender Abreicherung steigt der Aufwand überproportional. Dieser wird in der Einheit SWU (Separative Work Unit) angegeben. Die Berechnungsformel ist in Kapitel 6.1.3 angegeben.

Abbildung 3-4 zeigt diesen Zusammenhang. So ist der Aufwand zur Gewinnung von 1 kg LEU (5 %) durch Abreicherung von Natururan auf 0,15 % etwa doppelt so hoch wie zur Gewinnung derselben Menge durch Abreicherung auf nur 0,3 % aus einer entsprechend größeren Ausgangsmenge. Dieser Aspekt ist in Abbildung 3-5 nochmals aus anderer Perspektive dargestellt.

SWU –Aufwand für 1 kg LEU als Funktion der Abreicherung der Restmenge

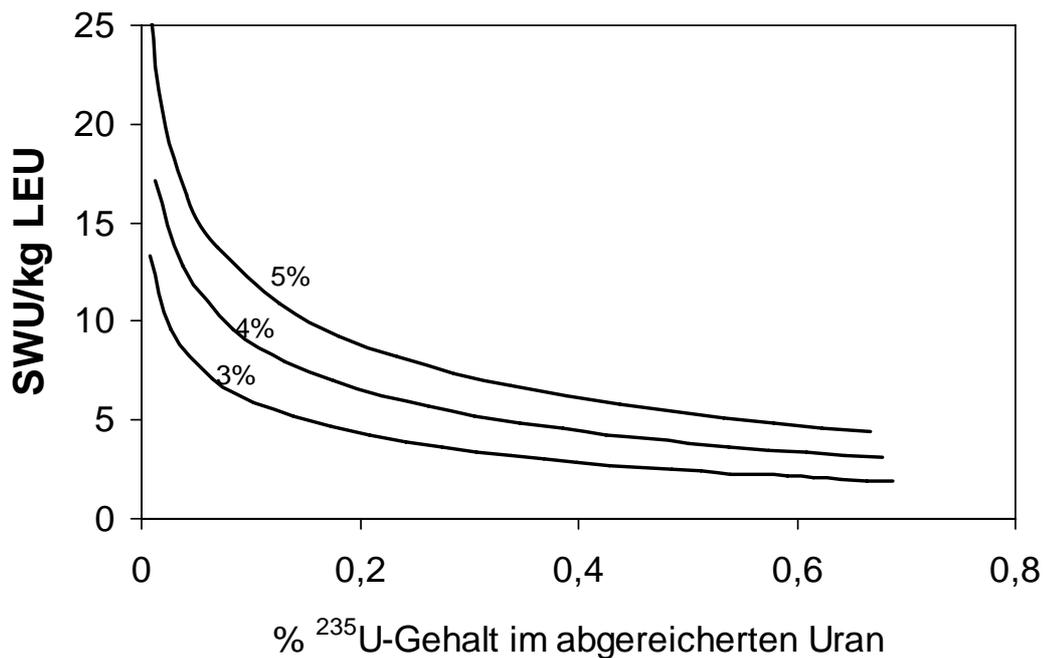


Abbildung 3-4: Separationsaufwand zur Gewinnung von angereichertem Uran durch Abreicherung des Ausgangsmaterials. Die Kurven geben den Separationsaufwand für eine Anreicherung auf 3, 4 oder 5%. Bei einer Abreicherung des Ausgangsmaterials auf unter 0,1% ^{235}U steigt der Aufwand überproportional an.

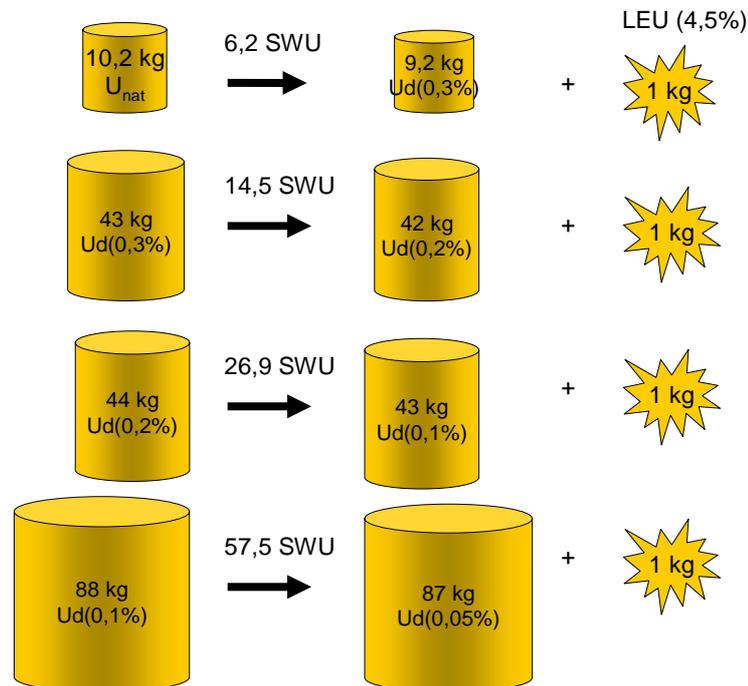


Abbildung 3-5: Separationsaufwand und benötigte Uranmengen zur Gewinnung von 1 kg LEU mit 4,5% ^{235}U . Abhängig von der ^{235}U -Konzentration im Ausgangsmaterial und nach dessen Abreicherung steigt der Separationsaufwand deutlich an.

Aus diesen Überlegungen wird deutlich, dass der Grad der Abreicherung durch ökonomische Vorgaben und den Aufwand der Trennungsarbeit vorgegeben wird.

3.2 Die Abreicherung von hoch angereichertem Uran (HEU)

In den USA und Russland wurden mehr als 95 % des weltweit auf 90 % ^{235}U angereicherten nuklearwaffentauglichen HEU erzeugt. Die restlichen 5 % verteilen sich auf Frankreich, UK, China und in geringem Maße auf die restlichen Nuklearstaaten. [IAEA 2001]

Seit dem Ende des kalten Krieges wurden verschiedene nationale und internationale Abrüstungsvereinbarungen getroffen, um nuklearwaffentaugliches Uran zu Reaktorfähigem Uran abzureichern, das dann entweder dem kommerziellen Uranmarkt zugeführt wird oder aber als hierfür unbrauchbar der Entsorgung zugeführt wird.

Im Folgenden werden die bekannten Konversionsprogramme zwischen Russland und der USA sowie innerhalb der USA beschrieben und soweit möglich quantifiziert.

3.2.1 Bilaterale Abkommen zur Konversion von Atomwaffen fähigem HEU

Unter dem Slogan „Megatons to Megawatts“ wurde im Jahr 1993 ein Abkommen zwischen den USA und Russland unterzeichnet, über einen Zeitraum von 20 Jahren insgesamt 20.000 Russische Nuklearsprengköpfe mit insgesamt 500 Tonnen HEU (90% ^{235}U) abzureichern und über die USA für kommerzielle Reaktoren verfügbar zu machen [NTI 1993]. Zur Umsetzung dieser Vereinbarung wurden als ausführende Organisationen die TENEX (Tekhsnabeksport – dem russischen Nuklearministerium unterstehende Außenhandelsgesellschaft) und das U.S. Department of Energy (DoE) bestimmt. Das DoE bündelt die Aktivitäten in der eigens gegründeten und 1998 privatisierten U.S. Enrichment Corporation (USEC). Für die aus der Konversion von 500 t HEU vereinbarten Liefermengen von 15.260 t LEU (~4,4% ^{235}U) in die USA wurde ein Preis von 12 Milliarden US Dollar vereinbart. Teil der Vereinbarung war auch der beiderseitige Aufbau einer nationalen Uranreserve von jeweils bis zu 22.000 t U_{eq} in Form von Uranhexafluorid. Diese Reserve darf lt. Vertrag erst ab 2009 aufgelöst und in den Markt gebracht werden.

Nach anfänglichen Schwierigkeiten wurde im November 1996 ein Vertragszusatz vereinbart, der Preise und Liefermengen im Einzelnen vertraglich festlegte [NTI 1996]. Schließlich wurde zur weiteren Vermarktung im März 1999 eine kommerzielle Vereinbarung getroffen. Hiernach sollten von den noch verbleibenden 138.000 t U_{eq} zwischen 1999 und 2013 jährlich etwa 9100 t U_{eq} verfügbar gemacht werden. Hiervon sollten bis zu 6700 t U_{eq} von Russland direkt an die Firmen Cogema, Camero Group und NUKEM Inc. verkauft werden. Die restlichen 2.500 t U_{eq} pro Jahr sollten vorzugsweise in den USA verkauft werden. Im Falle einer zu geringen Nachfrage der drei Firmen sollten die entsprechenden Mengen eingelagert werden. [IAEA 2001]

Die folgende Tabelle 3-1 gibt eine Zusammenfassung der Verkäufe von abgereichertem HEU aus russischen Militärbeständen an die USEC von 1995 – 2008. Da die USEC das Uran bereits abgereichert als LEU mit 4,4 % ^{235}U in Form von Uranhexafluorid erhält, können die seit 1997 stets zu niedrigen Liefermengen verschiedene Ursachen haben: Es könnte sein, dass die Sprengköpfe ursprünglich weniger als 90% angereichert waren, oder aber das zum Vermischen genutzte Uran hatte weniger als 1,5% ^{235}U Anteil, so dass zur Erstellung des Gemisches von 4,4% ^{235}U bereits geringere beigemischte Uranmengen ausreichten.

Tabelle 3-1: Zwischen 1995 und 2008 erfolgte Lieferungen von Uran aus Russland an die USEC. Die erste Spalte gibt die Jahresangabe. Im Jahr 1995 erfolgte die erste Lieferung. Die zweite Spalte die Anzahl der ausgemusterten Nuklearsprengköpfe. Die dritte Spalte gibt den damit vernichteten Anteil an HEU. Jeder Sprengkopf ist mit 25 kg hoch angereichertem Uran bestückt. Die Spalte t LEU (theo.) gibt die theoretische Liefermenge unter der Annahme, dass das zu 90% angereicherte HEU mit 1,5% angereichertem Uran auf LEU mit 4,4% Anreicherung vermischt wird. Die Spalte t LEU (real) gibt die von USEC

berichteten tatsächlich aus Russland gelieferten Mengen. Die Spalte $t U_{eq}$ (0,711%) gibt schließlich die Menge an Natururan, der die tatsächlich gelieferten LEU Mengen entspricht. Hierbei ist unterstellt, dass das zu 4,4% angereicherte LEU mit auf 0,3% abgereichertem Uran zu Natururan von 0,7% vermischt würde. Die hierfür notwendige Separationsarbeit ist in der Spalte SWU angegeben. Die Zeilen von 2009 bis 2013 geben die lt. Vertrag noch zu liefernden Mengen ohne Berücksichtigung der Minderlieferungen. Die Zahlen für 2012 und 2013 wurden an die Gesamtmenge angepasst. ([USEC 2009] und eigene Berechnungen).

Jahr	No Sprengköpfe	t HEU	t LEU(theo.)	tLEU(real)	t U_{eq} (0,711%)	SWU
1995	244	6,1	186	186	1.860	1.121
1996	479	12	366	370,9	3.709	2.235
1997	534	13,4	409	358,5	3.585	2.160
1998	764	19,1	583	571,5	5.715	3.444
1999	970	24,3	742	718,7	7.187	4.331
2000	1.462	36,6	1.117	1.037,8	10.378	6.254
2001	1.201	30	916	904,2	9.042	5.449
2002	1.201	30	916	879	8.790	5.297
2003	1.203	30,1	919	906	9.060	9.060
2004	1.202	30,1	919	891	8.910	5.369
2005	1.206	30,1	919	846	8.460	5.098
2006	1.207	30,2	922	870	8.700	5.243
2007	1.212	30,3	925	840	8.400	5.062
2008	1.204	30,1	919	834	8.340	5.026
2009	1.204	30,1	919	834	8.340	5.026
2010	1.204	30,1	919			
2011	1.204	30,1	919			
2012	1.152	28,8	879			
2013	1.147	28,5	870			
Summe	20.000	500	15.258,6207	11.047,6	110.476	70.175

Ende 2007 hatten die USA von den vereinbarten Liefermengen noch 12.440 t U_{eq} in Form von UF_6 in ihrem Besitz, die laut Vertrag frühestens 2009 verkauft werden dürfen [DoE 2008]. Die restlichen Mengen sind vermutlich auf den Markt gelangt, das wären zwischen 1995 und 2008 ca. 90.000 t U_{eq} oder fast 6.900 t U_{eq} jährlich.

Bis 30. September 2010 waren 16.132 nukleare Sprengköpfe mit 403 t HEU entsorgt worden und 11.648 t LEU (4,4 %) über USEC in die USA gelangt [USEC 2010].

Bereits in den Jahren 2003 und 2004 wuchs das Interesse der USA, den Vertrag über das Jahr 2013 hinaus zu verlängern und weitere Mengen an russischem HEU der Konversion zuzuführen und für amerikanische Kraftwerksbetreiber verfügbar zu machen [NTI 2004].

Am 5. Juni 2006 erklärte der Leiter von TENEX, Vadim Mikerin, dass die russische Regierung kein Interesse an einer Fortsetzung der LEU-Lieferungen aus abgereicherten militärischen Uranbeständen über das Jahr 2013 hinaus habe [Mikerin 2006]. An dieser Aussage hat sich bis 2010 nichts geändert.

Genaue Angaben über die Gesamtbestände an HEU existieren nicht, jedoch wird geschätzt, dass die vom Vertrag betroffenen 500 t HEU weniger als die Hälfte des insgesamt in Russland produzierten hoch angereicherten Urans ausmachen. Es wird vermutet, dass derzeit in Russland mindestens zusätzlich 350 t HEU aus ehemals militärischen Beständen als LEU für konventionelle Kernreaktoren verfügbar gemacht werden könnten [NTI 2009].

Mit der Umrechnung von 1 t HEU = 300 t U_{eq} entspräche dies einem Äquivalent von etwa 105.000 t U_{eq}.

Welche Mengen hoch angereichertes Uran Russland über die vertragliche Verpflichtung hinaus für eigene Zwecke und auf eigene Rechnung für zivile Reaktoren aufbereitet, ist nicht bekannt.

3.2.2 U.S. Programme zur Konversion von Atomwaffen fähigem HEU

Die oben zitierten Mengen aus Russland werden über die USA vermarktet. Darüber hinaus gibt es noch weitere Konversionsprogramme, um zusätzliches HEU aus U.S. Beständen für zivile Reaktoren verfügbar zu machen.

Im Energy Policy Act von 1992 (EPACT) der US Regierung wurde unter anderen eine Bilanzierung der in den USA lagernden Uranbestände gefordert. Für die Abreicherung der HEU-Bestände und deren Verwendung in zivilen Reaktoren wurde auch ein entsprechender Plan angemahnt. [EPACT 1992]. In Zusammenhang mit dem oben skizzierten russisch-amerikanischen HEU-Konvertierungsprogramm verpflichtete sich auch die USA, erhebliche Mengen HEU aus ihren Arsenalen zu entfernen.

Im Juli 1996 gaben die USA 174,3 t HEU aus der Abrüstung von US Sprengköpfen frei [USEC 2009]. Davon sollten ca. 151 t HEU als LEU für Reaktoren verfügbar werden und 23 t HEU als für zivile Reaktoren untauglich verdünnt und entsorgt werden [NEA 2006a, 65]. Bis Ende 2005 waren 72,9 t HEU zu 894,7 t LEU verdünnt worden [NEA 2006a, 65], die bis Ende 2007 auf insgesamt 89 t zu LEU anwuchsen und für Reaktoren verfügbar gemacht wurden. [NNSA 2008]. Anders als das russische HEU war dieses teilweise deutlich weniger als 90 % angereichert, so dass die entsprechende Menge an Natururanäquivalent deutlich geringer ausfällt. Diese 89 Tonnen entsprechen 1.282 t LEU oder etwa 12.820 t U, unter der Annahme, dass die Anreicherung des LEU 4,4 % beträgt und dieses aus Natururan durch Abreicherung auf 0,3 % erzeugt würde (eig. Berechnung).

Ein Teil dieser Menge (39 t HEU entsprechend) wurde von 2003 bis 2007 als sog. BLEU (blended LEU mit kleinem Anteil an ²³⁶U) im Rahmen einer Vereinbarung zwischen dem

DoE und TVA für den TVA Forschungsreaktor genutzt. Für diesen Verwendungszweck sollen bis 2016 weitere 10t HEU eingesetzt werden [NEA 2006].

Im September 2005 verkündete das DoE die Entfernung von zusätzlich 200 t HEU aus militärischen Beständen. Hiervon sollten allerdings nur 20 t über einen Zeitraum von 25 Jahren für kommerzielle Reaktoren verfügbar werden, der Rest ist für den Antrieb des Atomschiffes (160 t HEU), sowie für Forschungsreaktoren und Weltraumanwendungen (20 t) reserviert [NEA 2006]. Etwa 20 % der 160 t (32 t) werden voraussichtlich jedoch für den kommerziellen Markt freigegeben werden, so dass insgesamt aus der Konversion der 200 t HEU etwa 52 t HEU als LEU in den kommenden Jahren verfügbar werden.

In Summe wurden damit 374 t HEU entsprechend 15.000 Nuklearsprengköpfen aus US Militärbeständen entfernt. Von diesen stehen Ende 2007 noch 67,6 t HEU zur Konversion außerhalb konkreter Programme verfügbar. Diese entsprechen einer Natururanmenge von 12485 t U_{eq} . Zusätzlich wurden Ende des Jahres 2007 noch 47,7 t HEU innerhalb konkreter US Konversionsprogramme genannt, die zur Konversion freigegeben sind. [DoE 2008] Letztere entsprechen 5.951 t U_{eq} , so dass insgesamt 18.436 t U_{eq} in Form von HEU verfügbar sind.

Von diesen Mengen sind jedoch nur etwa 14,2 t HEU (2.202 t U_{eq}) und potenziell 67,6 t HEU (12.485 t U_{eq}) für kommerzielle Kernreaktoren verfügbar.[DoE 2008]

In Summe werden mit den oben beschriebenen Programmen in Russland 500 t HEU entfernt (20.000 Sprengköpfe) und in den USA weitere 374 t HEU (15.000 Sprengköpfe), also insgesamt 874 t HEU. Aus diesen Konversionen sollten Ende 2008 noch 148 t HEU aus Russland und 81,8 t HEU aus den USA für die Konversion zu LEU verfügbar sein.

Die veröffentlichten Details der Verfügbarkeit von HEU und daraus erzeugtem LEU für kommerzielle Reaktoren sind schwer nachvollziehbar, so dass die hier zugeordneten Mengen eine eigene Schätzung auf Basis der Literaturangaben darstellt.

Tabelle 3-2: Ausgemusterte militärische HEU Bestände, die über diverse Abkommen zur Verwendung in zivilen Reaktoren verfügbar bzw. zur Entsorgung freigegeben wurden

Abkommen	HEU Konversion	Ursprungsland	Ende 2008 noch verfügbar	Lagerbestände
1993	500 t	Russland	148 t HEU	12.440 t U_{eq} Evtl. 12.000 t in Russland (?)
1996	174,3 t, davon 151 t für Reaktoren	USA	67,6+14,2 = 81,8 t HEU (2007)	
2005	200 t, davon nur 52 t für Reaktoren	USA		
Summe			230 t HEU	

Aus diesem Konversionsprogramm sind 12.440 t U_{eq} in Form von UF_6 verfügbar, die im Rahmen 500 t HEU Abkommens mit Russland an das DoE geliefert wurden und nicht vor 2009 vermarktet werden dürfen [DoE 2008].

Somit betragen die potenziell noch verfügbaren HEU Vorräte von USA und Russland insgesamt ca. 230 t HEU bzw. etwa 69.000 t U_{eq} . Hierbei sind die vermuteten 350 t russisches HEU nicht berücksichtigt, da weder über deren Existenz, noch über deren potenzielle Konversion etwas bekannt ist.

Mit dem Ende des US-russischen HEU Konversionsabkommens dürfte die jährliche Verfügbarkeit von Uran aus der Rüstungskonversion ab 2013 von ca. 10.000 t U_{eq} auf etwa 2.000-3.000 t U_{eq} zurückgehen.

Tabelle 3-3: Ursprünglich und noch verfügbare Mengen an militärischen HEU Beständen. Die Originaltabelle mit Datenbasis 2003 [CISEC 2005] wurde rückgerechnet auf ursprüngliche Bestände (1995) und ergänzt auf 2008 Werte. Korrekturen wurden nur für USA und Russland vorgenommen. Die hier als „Excess“ ausgewiesenen Mengen entsprechen den aus den militärischen Depots freigegebenen, aber nicht notwendigerweise den für zivile Reaktoren verfügbaren Mengen.

	Milit. HEU 1995	Davon Excess	Bereits konv Ende 2008	Davon Excess Ende 2008	Milit HEU Ende 2008
Belgien	--				--
China	20+- 5				20+- 5
Frankreich	30 +-7				30 +-7
Deutschland					
Indien	?				?
Israel	--				--
Japan	--				--
Nordkorea	?				?
Pakistan	1-1,25				1-1,25
Südafrika					
UK	-21				-21
US	750 +-50	374	92	282	658+-50
Russland	1270+-300	500	352	148	918+-300
Summe	2090+-360	874	444	430	1648+-360

3.3 Die Konversion von Plutonium und RepU aus der Wiederaufarbeitung

3.3.1 Konversion von nuklearwaffentauglichem Plutonium

Eine Weitere Quelle stellt die Entsorgung militärischer und ziviler Plutoniumvorräte dar. Im Juni 2000 unterzeichneten Russland und die USA eine Vereinbarung, jeweils mindestens 34 t nuklearwaffentaugliches Plutonium aus den militärischen Beständen ab 2007 zu entfernen. Russland beabsichtigte, alles Plutonium in zivilen Reaktoren einzusetzen, die USA wollten 8,5 t entsorgen und die restlichen 25,5 t für zivile Reaktoren zu MOX-Brennelementen aufbereiten. Zu diesem Zweck sollte in beiden Staaten eine neue Brennelemente Fabrik gebaut werden. Die Konversionsrate sollte mindestens 2 t Pu pro Jahr betragen und durch Aufbereitung in anderen Staaten auf mindestens 4 t/Jahr ausgeweitet werden [USR 2000].

In späteren Abkommen wurden die Durchführungsbestimmungen mehrmals modifiziert. So beginnt Russland mit der Aufarbeitung zwischen 2010 – 2012, in den USA verzögerte sich der BAU der MOX-Fabrik [DoE 2006]. Die 59,5 t Plutonium entsprechen im Reaktor dem Äquivalent von 7.140 t U_{eq} und 4.760.000 SWU mit der Annahme, dass 1 t Plutonium etwa 120 t U_{eq} und 80.000 SWU entsprechen [NEA 2004]. Die 4 t Konversion pro Jahr entsprechen etwa 480 t U_{eq} pro Jahr, die über einen Zeitraum von 17 Jahren hierdurch verfügbar werden könnten.

Darüber hinaus wird vermutet, dass Ende 2003 weltweit etwa 250 t Plutonium in Waffenqualität existierten, wovon 92 t als „Überschuss“ bezeichnet wurden und für die Konversion verfügbar werden könnten. Die hier diskutierten 68 t sind ein Teil dieser „Überschussmenge“ [CISAC 2005 und Diehl 2006].

Tabelle 3-4: Ende 2003 verfügbare Mengen an Plutonium [CISEC 2005]

	Milit. Pu 2003	Davon Excess	Bereits konv Ende 2008	Aus zivilen Reaktoren
Belgien	--			3,5
China	4,8+-2			0
Frankreich	5+-1,5			78
Deutschland	--			11
Indien	0,3-0,47			2-3
Israel	0,5-0,65			
Japan	--			5,4
Nordkorea	0,015-0,038			
Pakistan	0,02-0,06			
Südafrika				
UK	7,6	4,4		96
US	85	38	0	14,5
Russland	145+-25	50	0	38
Summe	248+-30	92	0	~250

3.3.2 Aufbereitung von abgebrannten Brennstäben

Plutonium fällt auch beim Abbrand in zivilen Kernreaktoren an. Bis Ende 2003 wurde geschätzt, dass weltweit etwa 250 t Plutonium aus dem Betrieb ziviler Reaktoren abgetrennt wurden, das meiste davon in Großbritannien und in Frankreich (siehe Tabelle 3-4). Diese Mengen dürften sich bis Ende 2009 geringfügig verändert haben.

Das in den Brennelementen enthaltene spaltbare Uran (^{235}U) wird nicht vollständig in Spaltprodukte umgewandelt. Darüber hinaus wird ein Teil des nicht spaltbaren Urans (^{238}U) in Plutonium umgewandelt (siehe Abbildung 3-6).

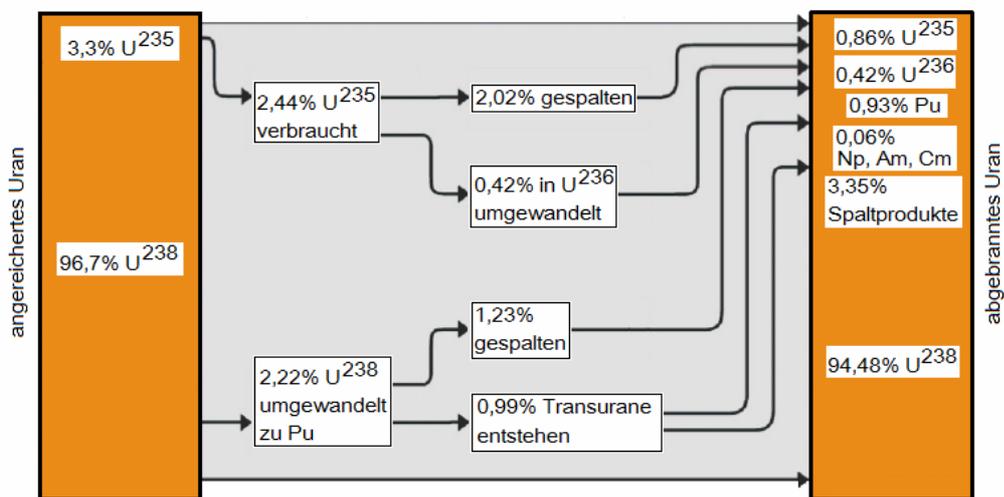


Abbildung 3-6: Zusammensetzung von Kernbrennstoff vor und nach dem Einsatz in einem Kernreaktor [Weidner 2009]

Im abgebrannten Brennelement sind etwa 0,86% ^{235}U und 0,93% Plutoniumisotope (^{239}Pu , ^{240}Pu , ^{241}Pu , ^{242}Pu) enthalten. Bezogen auf die Masse sind etwa zwei Drittel des entstehenden Plutoniums spaltbar (^{239}Pu , ^{241}Pu) [WNA 2009].

Bei der Spaltung von ^{235}U wird eine Wärmeenergie von etwa 200 MeV je Reaktion frei. Bei der Spaltung von ^{239}Pu liegt die freiwerdende Wärmeenergie in etwa auf dem gleichen Niveau [Finkelnburg 1967]. Durch die Wiedergewinnung der spaltbaren Plutoniumisotope alleine kann die Energieausbeute aus dem eingesetzten Natururan um etwa 12% erhöht werden. Durch Rückgewinnung des Plutoniums zusammen mit dem spaltbaren ^{235}U kann die Energieausbeute um etwa 22% erhöht werden (basierend auf einem Leichtwasserreaktor mit einer Abbrandrate von 45.000 MWd pro t angereichertes Uran, Anreicherungsgrad: 4%) [WNA 2009].

Heute erfolgt die Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente vor allem in La Hague (Frankreich) und Sellafield (Großbritannien). 2008 wurden in Frankreich 937 t

abgebrannte Brennelemente verarbeitet (wahrscheinlich auf Schwermetall bezogen: HM = „Heavy Metal“) [Areva 2009]. Darüber hinaus wurde in Rokkasho (Japan) eine Wiederaufarbeitungsanlage gebaut, die demnächst in Betrieb gehen und eine Verarbeitungskapazität von 800 t Schwermetall pro Jahr aufweisen soll (80% des Aufkommens an abgebrannten Brennelementen in Japan) [JNFL 2009]. Der Betriebsbeginn der Wiederaufarbeitungsanlage in Rokkasho wurde allerdings bereits mehrmals verschoben.

Tabelle 3-5: Wiederaufarbeitungsanlagen in Betrieb in 2008 [ENS 2009], [JNFL 2009]

Standort	Land	Kapazität [t _{HM} /a]	Betriebsbeginn
La Hague	Frankreich	UP 2: 800	1994
		UP 3: 800	1990
Sellafield	Großbritannien	Magnox: 1.500	1964
		THORP: 1.200	1997
Trombay	Indien	60	1965
Terapur	Indien	100	1982
Kalpakkam	Indien	100	1998
Tokaimura	Japan	210	1977
Rokkasho	Japan	800	2009 ?
Tscheljabinsk	Russland	400	1978
Krasnojarsk	Russland	1500	?
Summe		7.479 (5.170)	

() Ohne Rokkasho und Krasnojarsk, da noch nicht bzw. nicht mehr in Betrieb. Im Fall von Krasnojarsk ist Wiederaufbereitungsanlage „RT-2“ seit mehr als 20 Jahren im Bau. Eine ältere Anlage am gleichen Standort dient zur Wiederaufarbeitung von abgebrannten Brennelementen eines Kernkraftwerks in vor Ort [CNS 2002]. Die in [ENS 2009] angegebene Kapazität bezieht sich auf „RT-2“



Abbildung 3-7: Wiederaufarbeitungsanlage (WAA) Sellafield, Großbritannien [Ledingham 2009]



Abbildung 3-8: Wiederaufarbeitungsanlage (WAA) La Hague, Frankreich [Areva 2009]

Bei der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente kommt die Lösungsmittel-Extraktion zum Einsatz. Es gibt verschiedene Verfahren der Wiederaufarbeitung mit Lösungsmittel-Extraktion. Bei der Lösungsmittel-Extraktion wird mit Hilfe eines Lösungsmittels eine Komponente aus einem Stoffgemische herausgelöst. In La Hague in Frankreich und in Sellafield (früher Windscale) in Großbritannien wird das PUREX-Verfahren (Plutonium Uranium Recovery by Extraction) eingesetzt, bei eine Mischung aus 30% Tributylphosphat (TBP: $C_4H_9O_3PO$) und 70% Kerosin als Lösungsmittel zum Einsatz kommt.

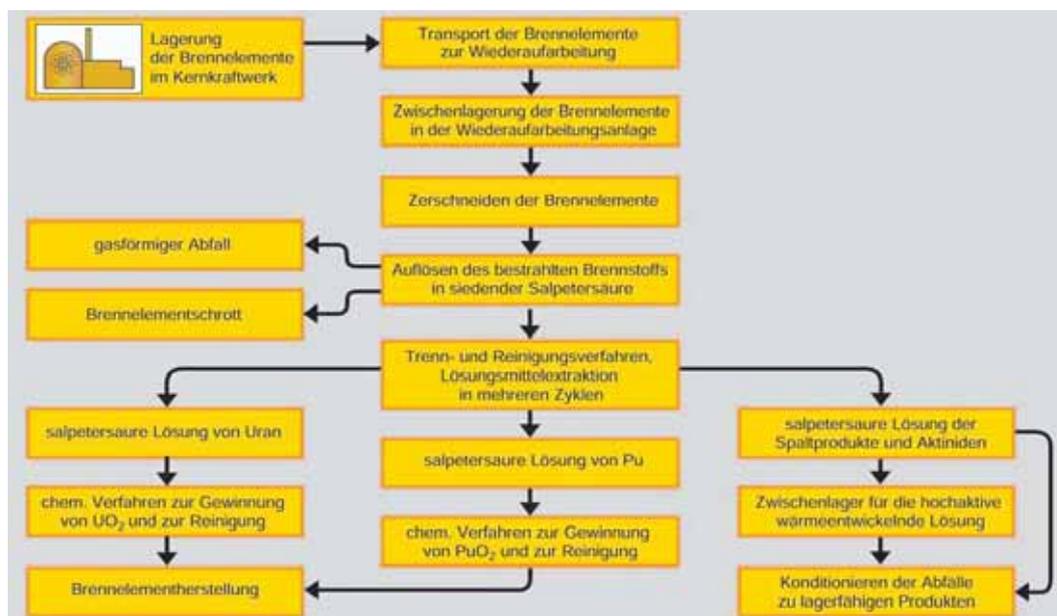
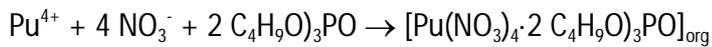
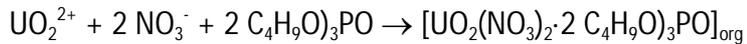


Abbildung 3-9: Prozessschritte in einer Wiederaufarbeitungsanlage [Volkmer 2004]

Die Brennelemente werden zunächst aus dem Lagerbecken am Standort der Wiederaufarbeitungsanlage entnommen, hinsichtlich des Abbrandes ausgemessen und in die Zerlegezelle gefahren. Dort werden mit einer Bündelschere zunächst die Kopf- und Fußstücke der Brennelemente abgetrennt. Anschließend werden die Brennstäbe mit einer massiven Bündelschere in etwa 5 cm lange Stücke zerschnitten. Diese setzen sich aus den Hüllrohren aus Zirkaloy (einer Legierung mit 90% Zirkon) und dem darin befindlichen Kernbrennstoff zusammen.

Die Brennstabstücke werden in Salpetersäure (HNO_3) aufgelöst. Es entstehen Nitrats der verschiedenen Bestandteile. Die Zugabe von Lösungsmittel führt zur Bildung von Komplexen aus Uranylnitrat ($UO_2(NO_3)_2$) und Plutoniumnitrat ($Pu(NO_3)_4$).



Die Uran- und Plutoniumnitrate bilden zusammen mit dem Lösungsmittel eine Schicht aus organischer Lösung und Komplexen, während die Nitrate der anderen Bestandteile (Spaltprodukte, Actiniden, Zirkon aus Brennelementhüllen, etc.) in der wässrigen HNO_3 -Lösung verbleiben, die sich absetzt (Abbildung 3-10).

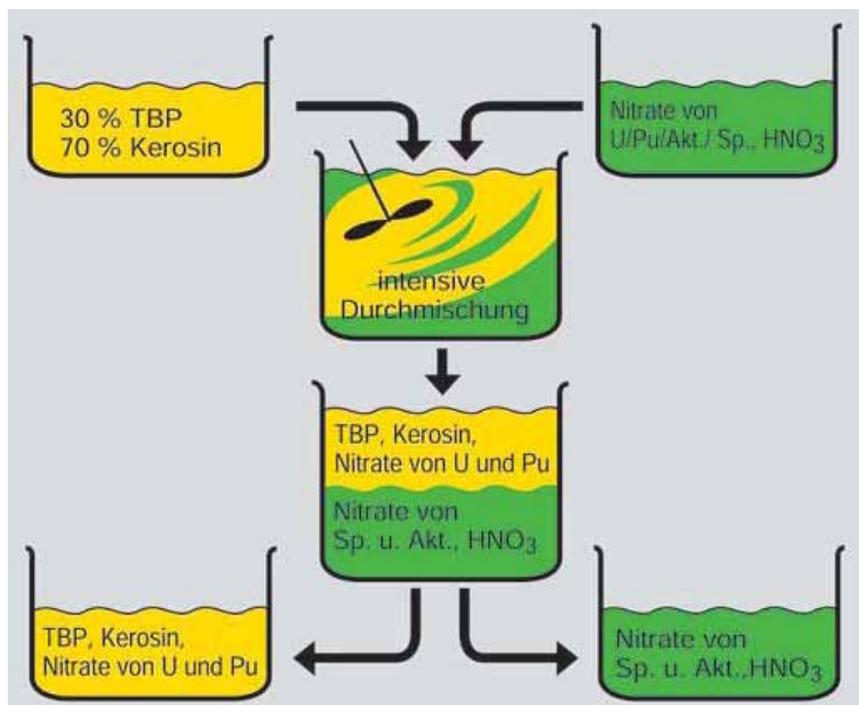


Abbildung 3-10: Trennung der einzelnen Bestandteile eines abgebrannten Brennelements über den PUREX-Prozess [Volkmer 2004]

Um eine nahezu vollständige Trennung zu erreichen wird der Extraktionszyklus mehrfach wiederholt. Anschließend werden die Uran- und Plutoniumnitrate denitriert und wieder zu UO_2 und PO_2 umgewandelt. Ein Teil der Spaltprodukte (z.B. ^{137}Cs , ^{90}Sr , ^{129}I), die den hochaktiven und stark Wärme entwickelnden radioaktiven Abfall („High Active Waste“) darstellen, werden nach Denitrierung in Glas eingeschmolzen.

Gasförmige Spaltprodukte bestehend aus radioaktiven Edelgasen (z.B. ^{85}Kr) werden zu einem großen Teil über den Kamin an die Atmosphäre abgegeben. Nahezu das gesamte ^{85}Kr -Inventar auf der Welt stammt aus Wiederaufarbeitungsanlagen (siehe Kapitel 6.4).

Das abgetrennte Plutonium wird mit abgereichertem Uran, Natururan oder wiederaufbereiteten Uran zu Mischoxid-Brennelementen (MOX-Brennelemente) verarbeitet. Darüber hinaus entstehen mittelaktive („Medium Active Waste“) und schwachaktive („Low Active Waste“) radioaktive Abfälle, die in Beton eingegossen werden.

Mischoxid-Brennelemente (MOX) werden in dafür lizenzierten Reaktoren genutzt. Das zurück gewonnene Uran wird als RepU wieder in den Markt gebracht oder für einen späteren Einsatz gelagert. Nur wenige Reaktoren weltweit nutzen MOX, der Markt hat sich in den letzten Jahren nicht sehr verändert

Nach Einsatz im Kernreaktor könnten abgebrannte MOX-Brennelemente theoretisch wieder der Wiederaufarbeitung zugeführt werden. Allerdings erhöht sich dann der Anteil von nicht spaltbaren Plutoniumisotopen sowie anderen unerwünschten Substanzen in den daraus produzierten Brennelementen. Daher können in der Praxis nur solche Brennelemente einer Wiederaufarbeitung zugeführt werden, die aus frischem Uran hergestellt worden waren.

Im Januar 2007 waren etwa 8 % der weltweiten Reaktoren lizenziert MOX zu nutzen, wovon die meisten in Europa liegen. Die „Euratom Supply Agency“ (ESA) berichtet, dass der Einsatz der MOX- Elemente innerhalb der EU-15 den Bedarf an Natururan im Jahr 2005 um 1.010 t U und in 2006 um 1.225 t U reduzierte. Seit 1996 wurden vermutlich 11.515 t U durch den Einsatz von MOX Brennelementen innerhalb der EU ersetzt. Dies dürfte bis auf kleine Korrekturen auch dem weltweiten Einsatz der MOX-Brennelemente entsprechen [NEA 2008].

Tabelle 3-6: MOX-Fertigung (in t U_{eq}) [NEA 2006, NEA 2008, NEA 2010]

Jahr	Belgien	Frankreich	Japan	Russland	UK
Bis 2001	?	6.600	?	?	?
2002	?	1.000	?	1.300	
2003	?	1.000	50	1.300	
2004	86	1.110	15	1.300	
2005	0	1.160	0	?	
2006	0	1.160	0	?	22
2007	0	1.000	9	?	11
2008	0	1.008	4	?	?
2009*	0	1.160	36	?	?
Summe	523	15.198	647	?	?

* geschätzt

Tabelle 3-7: MOX-Verbrauch (t U_{eq}) [NEA 2006, NEA 2008, NEA 2010]

Jahr	Belgien	Deutschland	Frankreich	Japan	Schweiz	USA
Bis 2001	396		?		677	0
2002	41		150		231	0
2003	0		150	6	272	0
2004	29	480	800	2	12	0
2005	28	480	?	4	108	0,1
2006	26	330	?	10,3	184	0
2007	0	220	?	0	094	0
2008	0	250	?	0	0	?
2009	0	210	?	64,1	0	?
Summe	520	6.080	?	595	1.578	?

In Summe betragen Ende 2004 die jährlichen MOX-Produktionskapazitäten etwa 3.340 t U_{eq} [Diehl 2004]. Im September 2004 beantragte Cogema (jetzt Areva) die Kapazität der Anlage um 50 t HM auf 195 t HM zu erweitern (HM = „Heavy Metal“-Durchsatz). Dafür wurde Ende 2006 die belgische MOX-Fabrik mit einer Kapazität von 37 t HM geschlossen.

Teil des Abkommens zwischen Russland und den USA zur Konversion von 68 t Plutonium zu Brennstoff war die Errichtung einer Brennelemente Fabrik, so dass hierdurch die weltweite Kapazität zur Errichtung von MOX-Elementen etwa um 10 Prozent erhöht werden könnte [USR 2000] .

Die IAEA geht in einem Szenario von 2001 davon aus, dass die MOX-Produktion bis zum Jahr 2012 von unter 2.000 t U_{eq} auf 3.600 t U_{eq} ansteigt und bis 2050 konstant bleibt.

Schneller Brüter: Theoretisch könnte durch den Einsatz von „schnellen Brütern“ die Uranausnutzung um mehr als Faktor 100 gegenüber heute eingesetzten Leichtwasserreaktoren ohne Wiederaufarbeitung gesteigert werden. In [Echávvarri 2006] wird eine um Faktor 30 höhere Ausnutzung des Urans gegenüber heute eingesetzten Leichtwasserreaktoren ohne Wiederaufarbeitung angegeben. Wie bei der Wiederaufarbeitung von MOX-Brennelementen dürfte aufgrund zunehmender Konzentration von störenden Substanzen nach jedem Zyklus die technisch mögliche Einsparung an frischem Uran jedoch erheblich niedriger sein. Darüber hinaus steht bisher keine technische ausgereifte Reaktortechnologie zur Verfügung.

Im Vergleich zu Leichtwasserreaktoren ist ein „schneller Brüter“ sicherheitstechnisch wesentlich schwieriger zu beherrschen. Physikalische Gründe hierfür sind vor allem der nicht „automatisch“ negative Dampfblasenkoeffizient und der gegenüber Uran geringere Anteil verzögerter Neutronen aus der Spaltung. Im Gegensatz zu Leichtwasserreaktoren führt Kühlmittelverlust nicht automatisch dazu, dass der Reaktor unterkritisch wird. Ein Störfall in einem solchen Reaktor führt leichter zum Schmelzen des Reaktorkerns und zur massiven Freisetzung radioaktiver Substanzen. Bei den bisher entwickelten Reaktorkonzepten dient flüssiges Natrium als Wärmeträger. Natrium führt bei Kontakt mit Wasser zu heftigen Reaktionen. Daher wird mit der Entwicklung neuer Reaktorkonzepte (Reaktoren der 4. Generation z. B. „Helium Cooled Fast Reactor“ (GFR), „Lead Cooled Fast Reactor“ (LFR)) versucht, diese Probleme zu umgehen bzw. minimieren.

Nach den in [NEA 2/2009] beschriebenen Szenarien kommen Brutreaktoren jedoch frühestens 2030 zum Einsatz in kommerziellen Reaktoren. In einem Szenario für Frankreich könnte durch Einsatz von schnellen Brütern eine kumulierte Einsparung an Natururan von 40% erreicht werden (für den Zeitraum von 2000 bis 2100), falls sich die Pläne als realistisch erweisen.

Aus heutiger Sicht ist jedoch Skepsis angebracht. Letztlich sind die Probleme seit mehr als 40 Jahren bekannt, ohne dass ein Fortschritt in der Entwicklung erkennbar wird. Im Gegenteil, alle bisherigen Brüterkonzepte müssen heute als gescheitert bewertet werden.

3.3.3 RepU aus der Wiederaufarbeitung von Brennstäben

Parallel zur Abtrennung des Plutoniums und Aufarbeitung zu MOX Brennelementen wird auch nicht abgebranntes Uran entnommen. Dieses kann prinzipiell ebenfalls zur Produktion von neuen Brennelementen verwendet werden (siehe oben). Heute erfolgt die Wiedergewinnung vor allem in La Hague (Frankreich) und Sellafield (Großbritannien). Bisher wurde dieses Uran jedoch kaum genutzt. Die Gründe hierfür liegen vermutlich in der Anreicherung von ²³²U und ²³⁶U. Ersteres bedeutet eine erhöhte Strahlenbelastung für

das Anlagenpersonal, letzteres ist ein guter Neutronenabsorber und erfordert eine stärkere Anreicherung des Urans, um dieselbe Reaktivität zu erzielen. [Diehl 2006].

Beispielsweise fallen in Frankreich jährlich 1.050 t abgebrannter Uranoxid-Brennelemente an. Von diesen werden etwa 850 t in La Hague wiederaufgearbeitet. Hierbei werden 816 t Uran und 8,5 t Plutonium zurück gewonnen. Davon werden 650 t zur Langzeitlagerung eingelagert. [Diehl 2006]. Eine schnelle Ausweitung der Bereitstellung und des Einsatzes von MOX oder RepU in zivilen Kernreaktoren erscheint aus heutiger Sicht schwer vorstellbar. So ging denn auch die IAEA in einem Szenario bis 2050 aus dem Jahr 2001 davon aus, dass der Beitrag von MOX-Brennelementen von 1.000 t im Jahr 2000 auf maximal 3.600 t und von RepU auf 2.500 t im Jahr 2023 ansteigen könnte (siehe Tabelle 3-11).

3.4 Urangewinnung aus Bergbaurückständen

Beim Abbau von Uranerz und bei Aufbereitungsanlagen werden größere Abfallmengen frei. Diese haben noch einen Restgehalt von Uran. Bisherige Projekte deuten allerdings darauf hin, dass die hierdurch potenziell verfügbaren Mengen sehr gering sind und deren Aufarbeitung äußerst aufwändig ist [zitiert nach Diehl 2006].

Hier ist vor allem Südafrika zu erwähnen. Dort wird Uran im Wesentlichen als Nebenprodukt der Goldförderung gewonnen. Dabei wurden große Abraumhalden angehäuft, die noch in geringer Konzentration Uran enthalten.

In Summe betragen die identifizierten Uranmengen in südafrikanischen Abraumhalden etwa 60.000 t Uran. Die Urankonzentration liegt zwischen 0,003 und 0,004 %. Verschiedentlich wurden Projekte zur Erschließung dieser Sekundärvorkommen angekündigt und entsprechende technische Durchführbarkeitsstudien erstellt. Jedoch scheint sich bisher kein ökonomisch sinnvolles Projekt zu realisieren [Diehl 2006].

Dass Südafrika jetzt die Abraumhalden zur Sekundärnutzung untersucht ist auch ein Indiz dafür, dass die guten Zeiten des Uranbergbaus zumindest dort der Vergangenheit angehören.

3.5 Urangewinnung aus abgereicherten Uranvorräten

Als unvermeidliches Nebenprodukt der Anreicherung von Uran entsteht abgereichertes Uran, das eingelagert oder anderen Verwendungen zugeführt wird. Pro Tonne Natururan, das zu 4 % angereichert wird, entstehen etwa 900 kg auf 0,3 % abgereichertes Uran. Somit werden bei einer Jahresproduktion von jährlich 43.000 t U etwa 38.700 t U_{dep} (0,3 %) erzeugt.

Die NEA schätzt, dass Ende 2008 weltweit etwa 1.700.000 t U_{dep} (0,3%) vorhanden sind [NEA 2010]. Daraus ließen sich maximal etwa 500.000 t U_{eq} erzeugen, wobei die

1.200.000 t U_{dep} weiter auf 0,14% abgereichert würden. Die weitere Abreicherung auf 0,06 % ergäbe zusätzlich 140.000 t U_{eq} , allerdings wäre der Aufwand hierfür etwa achtmal so hoch wie beim ersten Abreicherungs-schritt von 0,3 % auf 0,14 %.

Obige Rechnung ist insofern eine theoretische Maximalabschätzung, da das abgereicherte Uran teilweise bereits weiterverwendet wird. Hierzu zählen militärische Zwecke (Uranmantelgeschosse) oder Balastmaterial. Aber auch zur Herstellung von MOX Elementen oder der Abreicherung von militärischem HEU wird es verwendet.

So z.B. nutzt Russland U_{dep} (0,3 %) unter anderem, um daraus U (1,5 %) zu erzeugen. Mit diesem wiederum wird im Rahmen des russisch-amerikanischen Abkommens das HEU vermischt, um das LEU mit 4,4 % zu erzeugen, das letztlich an die USA geliefert wird.

Die Rechnung zeigt, dass zur Erzeugung der vereinbarten 15.300 t LEU (4,4 %) eine Mischung von 500 t HEU (90 %) mit 14.800 t U (1,5 %) benötigt werden. Das als Mischungskomponente benötigte leicht angereicherte Uran (1,5%) wurde durch Abreicherung von 105.000 t U_{dep} (0,3%) auf 89.700 t U_{dep} (0,1%) erzeugt. Somit wurden allein durch dieses Programm 105.000 t U_{dep} (0,3%) benötigt. Die Restmenge von 89.700 t U_{dep} (0,1%) kann nur mit größtem Aufwand weiter an ^{235}U verarmt werden und wird daher eingelagert. Tabelle 3-8 zeigt eine Abschätzung der vermutlich noch vorhandenen Mengen an abgereichertem Uran.

Tabelle 3-8: Für das Jahr 1999 berichtete Bestände an U_{dep} [WISE 2009 und wiki 2009]

Land	Geschätzte Menge an U_{dep} (t)
USA	480.000
Russland	460.000
Frankreich	190.000
UK	30.000
Deutschland	16.000
Japan	10.000
China	2.000
Südkorea	200
Südafrika	73
Welt	~1.200.000

3.5.1 USA

Innerhalb der vergangenen 50 Jahre haben die USA mehr als 700.000 t U_{dep} angehäuft, die als Uranhexafluorid (UF_6) gelagert werden. Von diesen sind 75.300 t U_{dep} zwischen 0,35 – 0,711 % abgereichert. Die restlichen 90 % sind bereits deutlich stärker an Uran

verarmt. Die daraus gewinnbare Menge an Natururan bewertete das DoE auf Basis eines durchschnittlichen Gehalts von 0,366% ^{235}U Ende 2007 mit 25.950 t U_{eq} .

3.5.2 Russland und EU

Seit 1996 liefern URENCO und Eurodif jährlich etwa 7.000 t U_{dep} mit einem ^{235}U Gehalt von 0,3-0,35 % an Rosatom. Dort werden sie zu günstigen Konditionen als U_{eq} in Form von UF_6 wieder aufbereitet und jeweils etwa 2.200 t U nach Europa zurückgesandt.

Die tatsächlich von Russland nach Europa gelieferte Menge ist in Tabelle 3-9 dargestellt.

Tabelle 3-9: Von Russland in die EU gelieferte und wiederangereicherte Uranmengen [NEA 2006, S. 69 und NEA 2008, S. 81]

Jahr	Menge (t U)
1999	1.100
2000	1.200
2001	1.050
2002	1.000
2003	1.200
2004	900
2005	500
2006	700

Am 23. Juni 2007 wurde von russischer Seite offiziell erklärt, dass das Abkommen mit Euroenco und Eurodiff nicht mehr verlängert werde. Begründet wurde dies damit, dass unter heutigen Bedingungen dieses Abkommen keinen ökonomischen Sinn mehr mache, da keine freie Kapazität mehr verfügbar sei [NTI 2007].

Bis Ende 2003 hat Russland insgesamt etwa 545.000t U_{dep} gelagert die zum Teil zu mehr als 0,1% angereichert sind. Etwa 100.000 t U_{dep} davon stammen aus der EU, der Rest aus der eigenen Anreicherung. Diese Menge könnten als Brennstoff in künftigen Schnellen Brüttern genutzt werden. Begründet wurde der Stopp der Lieferungen damit, dass die Lager gefüllt seien und der Neubau von Kapazitäten prohibitiv teuer wäre [NTI 2006].

3.6 Zusammenfassung und Förderszenario der IAEA

Zusammenfassend sind in Tabelle 3-10 die oben identifizierten Mengen an Uran gemeinsam mit berichteten Lagerbeständen dargestellt. Diese Quantifizierung ist nicht vollständig, sollte aber die wesentlichen Mengen enthalten. Es wird deutlich, dass mengenmäßig das größte Potenzial mit über 200.000 t U_{eq} in der Anreicherung von angereichertem Uran liegt. Allerdings sind die Bedingungen zu dessen Nutzung sehr ungünstig, so dass vermutlich nur ein Teil davon tatsächlich genutzt werden kann. Das DoE geht davon aus, dass innerhalb der kommenden 20 Jahre nur etwa 26.000 t U_{eq} auf

diese Weise gewonnen werden, das wären etwa 1.300 t U_{eq} pro Jahr (siehe hierzu auch Kapitel 5).

Tabelle 3-10: Zusammenstellung der identifizierten Mengen an Uran unter Einbeziehung von berichteten Lagerbeständen

Land	Qualität	t	Quelle
Argentinien	Natururan	100	NEA 2008
Australien	Stockpile an Mine Ranger	20.900*	AUA 2009
Bulgarien	LEU	81	NEA 2008
Lithauen	LEU	47	NEA 2008
Kanada	Stockpile McArthur+KeyLake	800	Cameco 2009
Portugal	Natururan	168	NEA 2008
Spanien	LEU	611	NEA 2008
Schweiz	Natururan	1609	NEA 2008
	LEU	1422	NEA 2008
USA DoE	HEU (unallocated)	12.485 t U _{eq}	DOE 2008
	HEU (allocated)	2.202	DOE 2008
	NU (UF ₆)	5.156	DOE 2008
	Russian NU (UF ₆)	12.440	DOE 2008
	Off-Spec Non-UF ₆	2.900	DOE 2008
	U _{dep} (UF ₆) ca. 75.300 t U _{dep} (>0,35%)	25.950	DOE 2008
	U _{dep} (UF ₆) ca. 630.000 t DU (<0,35%)	60.000**	DOE 2008 Und eig. Ber.
	Pu Konversion(34 t) (MOX)	4.080	USR 2000
USA – Firmen	Not specified	11.197	NEA 2008
Russland	HEU (aus Konversionsprogramm)	44.400	Eig. Berechnung
	Pu Konversion (34 t) (MOX)	4.080	USR 2000
	U _{dep} (UF ₆) ca. 545.000 t U _{dep} , davon nutzbar:	~130.000***	Eig. Abschätzung
Deutschland	Natururan	2.600	NEA 2008
Deutschland	LEU	100	
EU	MOX-Bestände	6.045	Ber. Nach NEA 2008
Summe		323.423	
Summe	Ohne U_{dep}	~116.000	

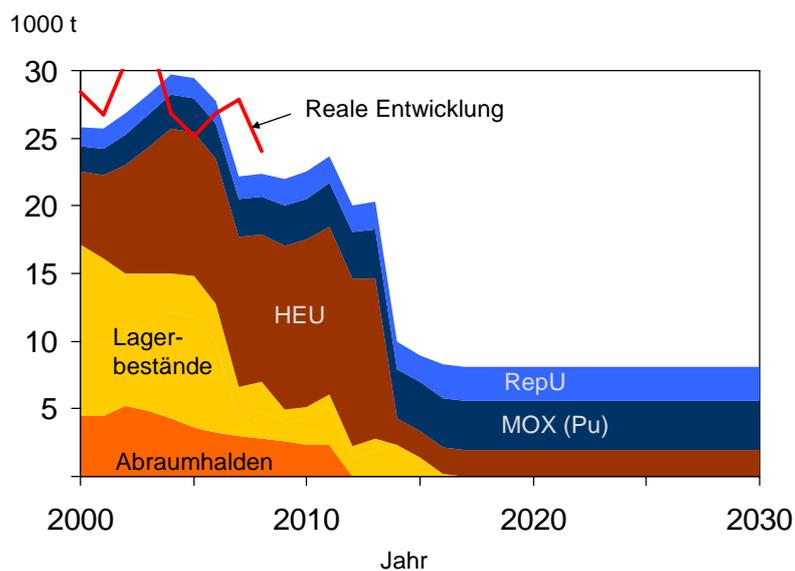
Das DoE geht davon aus, dass von den dort gelagerten Beständen von insgesamt 58.931 t U (Anfang 2008) [DoE 2008] jährlich zwischen 500 t U und einmalig fast 4000 t U über einen Zeitraum von 20 Jahren verfügbar gemacht werden könnten [Szymanski 2009].

Die IAEA ging in einer Analyse bis zum Jahr 2050 von den in Tab zusammengestellten Versorgungszahlen aus Sekundärquellen aus. Die in einigen Jahren als negativ bilanzierten Zahlen zeigen gemäß den Szenariorechnungen, dass in diesen Jahren eine leichte Unterversorgung herrscht, falls dies nicht durch zusätzliche Uranförderung ausgeglichen wird, wie in dem Szenario angenommen wurde [IAEA 2001].

Dieses Szenario der IAEA geht davon aus, dass die Verfügbarkeit von HEU aus russischen Nuklearwaffen auch nach 2013 unverändert fortgeführt werden wird. Der Vertrag wird jedoch von russischer Seite nicht über 2013 fortgeführt. Daher scheint ein gegenüber Tabelle 3-11 abgeändertes Szenario realistischer, in dem ab 2014 nur noch etwa 2.000 t/Jahr aus HEU-Beständen verfügbar werden.

Dieses abgeänderte Szenario ist in Abbildung 3-11 dargestellt.

Versorgung mit Uran aus Sekundärquellen (t Natururanäquivalent)



Korrigiertes IAEA-Szenario

Abbildung 3-11: Korrigiertes Szenario der IAEA zur Versorgung mit Uran aus Sekundärquellen bis zum Jahr 2030. Das IAEA –Szenario (Tabelle 3-11) wurde korrigiert, indem die Konversion von hochangereichertem Uran aus russischen Beständen ab 2014 eingestellt wird, wie es der Realität entspricht.

Tabelle 3-11: Szenario der IAEA zur Versorgung mit Sekundäruran [IAEA 2001] in t Natururanäquivalent (t U_{eq})

Jahr	HEU	Bestände Firmen	Bestände Russland	MOX	RepU	Abraumhalden	Summe
2000	5.400	5.550	7.100	1.900	1.400	4.500	25.850
2001	6.200	5.294	6.300	1.900	1.500	4.500	25.694
2002	8.000	5.289	4.500	2.300	1.500	5.200	26.789
2003	9.300	6.447	3.700	2.400	1.500	4.850	28.197
2004	10.700	7.876	2.900	2.500	1.500	4.250	29.726
2005	10.600	8.210	3.000	2.500	1.500	3.650	29.460
2006	10.700	6.573	2.900	2.600	1.700	3.300	27.773
2007	11.100	1.105	2.500	2.800	1.700	3.000	22.205
2008	10.900	-2.064	2.100	2.800	1.700	2.800	18.236
2009	12.100	-1.364	900	3.000	2.000	2.650	19.286
2010	12.400	1.867	900	3.000	2.000	2.350	22.517
2011	12.400	2.822	900	3.200	2.000	2.350	23.672
2012	12.400	1.370	900	3.400	2.000	0	20.070
2013	11.900	-1.869	900	3.600	2.000	0	16.531
2014	11.900	-2.327	0	3.600	2.000	0	15.174
2015	11.900	-1.373	0	3.600	2.000	0	16.127
2016	11.900	160	0	3.600	2.500	0	18.160
2017	11.900	0	0	3.600	2.500	0	18.000
2018	11.900	0	0	3.600	2.500	0	18.000
2019	11.900	0	0	3.600	2.500	0	18.000
2020	11.900	0		3.600	2.500	0	18.000
2021	11.900	0		3.600	2.500		18.000
2022	8.000	0		3.600	2.500		14.100
2023	0	0		3.600	2.500		6.100
Summe	247.300	43.566	39.500	73.900	48.000	43.400	495.667

4 NICHT KONVENTIONELLE URANFÖRDERUNG

4.1 Urangewinnung aus Meerwasser

Die erste intensive Explorationswelle nach uranhaltigen Materialien erfolgte in der ersten Hälfte des 20ten Jahrhunderts (für Atomwaffen), die zweite in den 60-80er Jahren (für Energiezwecke).

Bereits damals wurde klar, dass die Uranvorräte und Funde vermutlich nicht für einen langfristigen Ausbau der Kernenergie reichen würden. Daher hat man sehr früh nach Optionen gesucht, diese Vorräte zu strecken.

In den 1960er (und v. a. 1970er) Jahren wurden die Möglichkeiten untersucht Uran aus dem Meerwasser zu gewinnen. Als weitere Option wurde das Konzept des schnellen Brütters angesehen. Bald wurde klar, dass die Streckung der Reserven mittels schneller Brüter die einfachere Option sei. Daher hat man sich stark damit befasst.

Die Möglichkeiten, Uran aus Meerwasser zu gewinnen, wurden als prinzipiell machbar eingestuft. Ein Konzept sah eine Art Filter aus Titanoxid vor [Williams 1978]. Allerdings adsorbiert daran das Uran nicht, sondern fällt aus. Daher muss es aufgefangen werden. Das entsprechende Konzept war, diesen Filter stationär zu bauen und entsprechend Meerwasser durchzupumpen.

Eine Überschlägige Rechnung zeigt, dass der Aufwand für die dafür benötigte Pumpenergie enorm ist und vermutlich keine positive Energiebilanz aufweist:

- Bei einem Urangehalt von 3 ppb im Meerwasser müssen pro kg Uran etwa 333 Mio. kg bzw. 333.000 Tonnen Meerwasser durchgepumpt werden. Bei einem Verbrauch von ca. 180 Tonnen Natururan pro Jahr für einen 1 GW-Reaktor und 100 % Ausbeute sind das 60 Mrd. Tonnen Meerwasser, bei einer Ausbeute von 25 - 50 %, wären es 120-240 Mrd. Tonnen pro Jahr.
- Zum Vergleich: Ein Reaktor verbraucht etwa 1,5-5 kg/kWh Kühlwasser oder ca. 10 – 40 Mio. Tonnen pro Jahr. Damit muss um den Faktor 10.000 mehr Wasser gepumpt werden als zur Kühlung des Reaktors. Vermutlich wird damit die Energiebilanz negativ.

Um den hohen Materialdurchsatz und Energieaufwand des Pumpens des Meerwassers zu vermeiden, gehen die Anstrengungen dahin, ein Material zu entwickeln, das ähnlich wie Fischnetze ins strömende Meerwasser gehängt wird, und dort durch die Strömung angetrieben das Uran (und andere Metalle) adsorbiert.

Auch in Deutschland wurde an entsprechenden Konzepten gearbeitet. So untersuchte die KFA Jülich die Möglichkeiten Uran über Algenkulturen oder Anlagerung an natürlichem Schwarztorf aus Meerwasser zu extrahieren [Heide et al. 1973]. Diese Arbeiten schlug sich in mehreren Patenten nieder [Paschke 1981, Heitkamp et al. 1987].

Vor allem in Japan wurde intensiv nach Materialien und Konstruktionen gesucht, um die Adsorption von Uran zu erhöhen. Erste Arbeiten wurden bereits vor 40 Jahren veröffentlicht [Ogata 1969]. Insbesondere wurde der Einfluss von Adsorptions hemmenden oder –beschleunigenden Ionen und Adsorbentien untersucht [Tabushi 1979, Yamashita 1980].

Die bedeutendsten Forschungsergebnisse wurden bisher auch in Japan erzielt. Vor einigen Jahren wurden hier auch erstmals Experimente durchgeführt, die über einen Zeitraum von 240 Tagen etwa 1 kg Uran aus dem Meerwasser extrahierten [Seko 2003, Tamada 2004].

Bis heute sind diese japanischen Versuche, die zwischen 1999 und 2001 durchgeführt wurden, die konkretesten. Dort wurde über einen Zeitraum von 240 Tagen etwa 1 kg Natururan gewonnen.

Zur Abtrennung von einem kg Uran wurden 350 kg durch Gammastrahlung aktivierte Plastikfolien als Adsorbiermaterial und ca. 10.000 kg metallischer Stützkonstruktionen benötigt. Darüber hinaus mussten die Folien alle 2 Wochen aus dem Meer entnommen und mit Kalilauge ausgewaschen und gereinigt werden. Selbst wenn sich der Aufwand halbieren sollte, so bleibt er ungeachtet der Kosten prohibitiv hoch. Die Gewinnung größerer Uranmengen aus dem Meerwasser ist auf absehbare Zeit weder ökonomisch noch technisch darstellbar.

4.2 Urangewinnung aus Phosphaten

Phosphatvorkommen enthalten geringe Mengen Uran. Unter der Annahme, dass im weltweiten Mittel Phosphaterze etwa 100 – 130 mg Uran pro kg Phosphaterz enthalten, kann man die maximale theoretische Fördermenge abschätzen. Bei dieser geringen Konzentration wird man das Uran nicht ohne das Hauptprodukt Phosphor abbauen. Daher wird sich die Förderrate nach der Phosphorabbaurate richten. Die Weltjahresförderung von Phosphaten beträgt etwa 140 Millionen Tonnen [USGS 2009]. Könnte man alles darin enthaltene Uran abtrennen könnte, so würde dies einer jährlichen Förderrate von 14.000 t Uran entsprechen.

Tatsächlich ist die Urankonzentration ungleichmäßig verteilt, die Abtrennung von Uran würde sich nur bei den großen Förderanlagen lohnen, damit die entsprechenden Mengen durchgesetzt werden können. Außerdem kann man nicht davon ausgehen, dass 100% des im Phosphat enthaltenen Uran auch genutzt werden können, sondern bei dieser geringen Konzentration reduziert sich dieser Anteil eher auf 50 - 70%. In Summe reduziert sich daher der mögliche Beitrag der Urangewinnung aus Phosphaten deutlich unter den genannten Wert.

Die IAEA geht davon aus, dass maximal 3.700 t Uran jährlich aus Phosphaten gewonnen werden könnten [IAEA 2001].

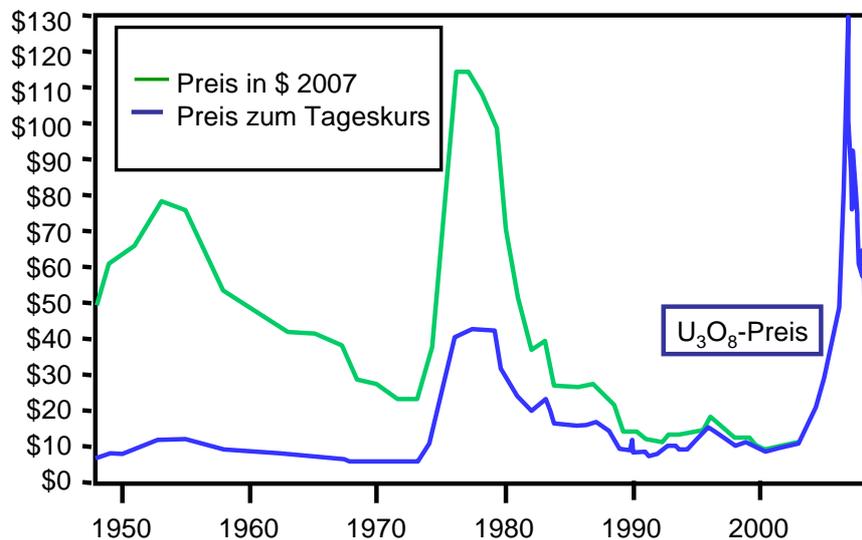
5 PRESENTWICKLUNG VON URAN UND EINFLUSS AUF DEN STROMPREIS

5.1 Historische Entwicklung des Uranpreises

Der Uranpreis wird üblicherweise in Dollar je Pfund Uranoxid angegeben. Zur Umrechnung gilt folgender Zusammenhang:

$$1 \text{ \$/lb } U_3O_8 = 2,6 \text{ \$/kgU}$$

Eine Übersicht über die historische Entwicklung des Uranpreises ist in Abbildung 5-1 dargestellt. Die grüne Kurve zeigt den Uranpreis unter Berücksichtigung der Inflationsanpassung [UXC 2009].



Quelle: www.uxc.com

Abbildung 5-1: Historische Entwicklung des Preises von Uranoxid [uxc 2009]

Damit sich die Entwicklung der Uranmine Imouraren rechnet, fordert Areva einen Mindestpreis von Uran von 70 – 80 \$/lb Uranoxid. Auf diesen Preis wird Uranoxid mindestens steigen, sonst werden neue Projekte nicht intensiv verfolgt. Wo die Obergrenze liegt, das kann man nur spekulieren.

5.2 Einfluss des Uranpreises auf den Strompreis

Abbildung 5-2 zeigt die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Uranpreis. Für den Investitionsbedarf wurde auf Angaben in [WNA 2009] zurückgegriffen. Dabei wurde ein Mittelwert von geplanten Kernkraftwerksprojekten gebildet (geplanter European

Pressurized Reactor (EPR) in Flamanville in Frankreich, Kernkraftwerk AES-92 in Belene in Bulgarien, Kernkraftwerksprojekte „composite projection“ in Großbritannien), der zu einem Investitionsbedarf von etwa 2.000 €/kW_{el} führt. Es wurden ein Anreicherungsgrad von 3,75% und ein Abreicherungsgrad von 0,3% angenommen. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung wurden aus Angaben in [Schneider 1998] abgeleitet. Die Kosten für Konversion, Anreicherung und Brennelementfertigung wurden aus [WNA 2008] entnommen. Kosten für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente wurden nicht berücksichtigt.

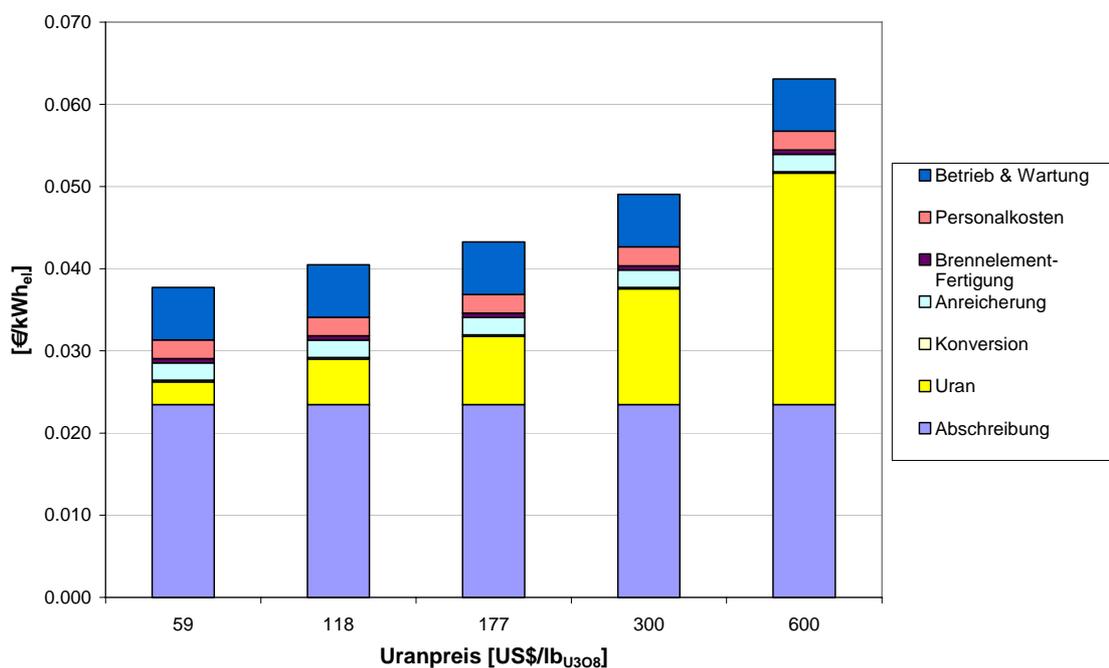


Abbildung 5-2: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Uranpreis

Zu beachten ist, dass der angenommene Investitionsbedarf sehr niedrig ist. Beim im Bau befindliche EPR in Olkiluoto in Finnland kam es inzwischen zu Kostensteigerungen um 1,5 Mio. €.. Statt 3,2 Mrd. € kostet die Anlage inzwischen 4.7 Mrd. €. Bei einer elektrischen Leistung von etwa 1.590 MW (netto) [Areva 2007] wären das etwa 3.000 €/kW_{el}.

Für eine schnelle Überschlagsrechnung zum Einfluss des Uranpreises auf den Strompreis kann die Tabelle in Abbildung 5-3 genutzt werden. Allgemein lautet die Umrechnungsformel:

$$x \text{ \$/lb } U_3O_8 = 0,00663 * x * \text{pc [Euro-cts/kWh]}$$

mit x = Uranpreis in \\$/lb U₃O₈

pc = Wechselkurs von \$ in Euro

Uranpreis [\$/lb U ₃ O ₈]	Uranpreis [\$/kg U]	spez. Uranbedarf [gU/kWh]	Beitrag zu den Strom- erzeugungskosten [US-Cents/kWh]	Wechselkurs [\$/€] (25,4,07)	Beitrag zu den Strom- erzeugungskosten [Euro-Cents/kWh]
50	130	0,0255	0,33	0,7365	0,24
100	260	0,0255	0,66	0,7365	0,49
200	520	0,0255	1,33	0,7365	0,98
300	780	0,0255	1,99	0,7365	1,47
400	1040	0,0255	2,65	0,7365	1,95
500	1300	0,0255	3,32	0,7365	2,45
600	1560	0,0255	3,98	0,7365	2,93
700	1820	0,0255	4,64	0,7365	3,42
800	2080	0,0255	5,30	0,7365	3,90
900	2340	0,0255	5,97	0,7365	4,40
1000	2600	0,0255	6,63	0,7365	4,88

Abbildung 5-3: Umrechnungstabelle zur Berechnung des Einflusses des Uranpreises auf die Stromkosten

5.3 Kosten der Nutzarmachung von abgereichertem ²³⁵U

Die Kosten ab wann sich die weitere Abreicherung von Abgereichertem Uran lohnen, kann man tendenziell über den Aufwand abschätzen. So betragen die Gesamtkosten zur Anreicherung von Uran:

Kosten (LEU) = Kosten (U) + Kosten (SWU).

Näherungsweise kann man diese Kosten dadurch abschätzen, indem man sowohl für Uran als auch für SWU Einheiten die entsprechenden Marktpreise einsetzt.

Sowohl der Einsatz von U als auch der Aufwand zur Anreicherung in SWU-Einheiten sind von der Anreicherung der Ausgangs- und Endprodukte abhängig. Daher ergibt sich zu speziellen Kosten und Anreicherungsgraden ein optimaler Preis, der auch die Konzentration bestimmt, wie weit man das restliche Uran abreichert. Diese Kostenfunktion ist nicht vom Uranpreis abhängig, sondern nur vom Preisverhältnis SWU zu U.

Qualitativ gewinnt man damit die Aussage: Je höher der Uranpreis, desto stärker lohnt sich die Abreicherung des Urans. Dem wirkt der Preis der Anreicherung entgegen: Je höher der SWU Preis je kg Uran, desto höher der Urangehalt im abgereicherten Material, desto weniger lohnt sich also die weitere Abreicherung.

Daher steigt nicht automatisch mit steigendem Uranpreis die Abreicherung bzw. Nutzung von alten abgereicherten Uranmengen, sondern sie hängt ausschließlich vom Verhältnis des Preises je SWU je kg/Uran.

Abbildung 5-4 zeigt den kostenoptimalen Abreicherungsgrad in Abhängigkeit vom Preisverhältnis € je SWU zu € je kg U. Erst bei einem Verhältnis unter zwei lohnt sich die Abreicherung auf ²³⁵U Mengen kleiner als 0,3 %. Erst unter einem Verhältnis von eins lohnt die Abreicherung auf unter 0,25 %.

kostenoptimaler Abreicherungsgrad in Abhängigkeit vom Preisverhältnis SWU zu U_{nat}

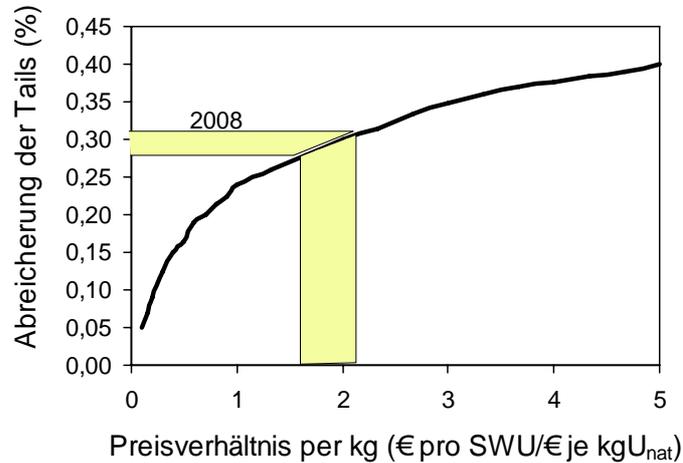


Abbildung 5-4: Kostenoptimales Preisverhältnis per kg Uran. Dargestellt ist für jedes Preisverhältnis (€ pro SWU/€ je kg Uran) der minimale Gesamtpreis und die dazu gehörende Konzentration der abgereicherten Uranrestmengen.

6 UMWELTAUSWIRKUNGEN BEI DER BEREITSTELLUNG VON KERNBRENNSTOFF

In diesem Kapitel werden Umweltauswirkungen der Uranförderung besprochen und teilweise quantifiziert. Insbesondere wird die Energie- und Emissionsbilanz in Abhängigkeit von der Urankonzentration untersucht.

Der U_3O_8 -Gehalt des Großteils neu geplanter Uranminen liegt unter 0,1%. Beispielhaft werden daher die Minen Olympic Dam in Australien, Rössing in Namibia und das geplante Projekt Valencia in Namibia untersucht. Am Ende des Kapitels wird eine Quantifizierung von Energieaufwand und Treibhausgasemissionen für eine neue Uranmine in Namibia mit geringer Urankonzentration (~0,015%) vorgenommen. Zum Vergleich dazu wird eine inzwischen stillgelegte Uranmine („Key Lake“) mit einem U_3O_8 -Gehalt von mehr als 1% betrachtet.

6.1 Prozessschritte bei der Bereitstellung von Kernbrennstoff aus Uran

6.1.1 Uranmine (U_3O_8 -Produktion)

Uran wird heute mit unterschiedlichen Methoden produziert:

- Untertagebau
- Tagebau
- Lösungsbergbau („in-situ Leaching“): Beim Lösungsbergbau wird eine basische oder saure Lösung (z.B. Ammoniumkarbonat oder Schwefelsäure) durch Bohrlöcher in eine unterirdische Uran-Lagerstätte gepresst und die uranhaltige Lösung anschließend wieder zur Oberfläche gepumpt.
- Als Nebenprodukt zum Beispiel bei der Gewinnung von Gold, Kupfer, Silber und Phosphat
- Abtrennung von Uran aus Kohleasche

Der Großteil des Urans kommt heute aus dem Untertage- und Tagebau.

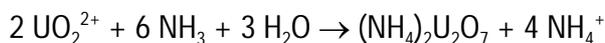
Beim Uranbergbau im Tage- und Untertagebau wird im Wesentlichen die gleiche Technik verwendet wie im konventionellen Bergbau. Allerdings muss besonderes Gewicht auf eine sehr gute Belüftung der Gruben gelegt werden, um unzulässig hohe Konzentrationen des radioaktiven Edelgases Radon (^{222}Rn) zu vermeiden. Beim Untertagebau ist der Luftdurchsatz beim Uranbergbau fünf- bis zehnmal höher als beim Abbau anderer Erze. Die Staubbildung wird durch zeitweiliges Versiegeln von freigelegten Erzstrossen unterdrückt. Darüber hinaus ist entsprechende persönliche Schutzausrüstung der Bergleute erforderlich.

Uran kommt nicht gediegen in der Natur vor, sondern stets in sauerstoffhaltigen Mineralien (Erze). Bedeutende Uranerze sind unter anderem in Form von Uraninit (UO_2), Torbernit ($(\text{Cu}(\text{UO}_2)_2(\text{PO}_4)_2$) und Carnotit ($\text{K}_2(\text{UO}_2)_2(\text{VO}_4)_2 \cdot 3 \text{H}_2\text{O}$).



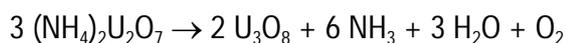
Abbildung 6-1: Carnotit ($\text{K}_2(\text{UO}_2)_2(\text{VO}_4)_2 \cdot 3 \text{H}_2\text{O}$), Bild: courtesy of the U.S. Geological Survey

Beim Tage und Untertagebau wird das Gestein gefördert, zerkleinert und das Uranerz grob abgetrennt. Anschließend wird es fein gemahlen und mit Wasser zu einer schlammartigen Substanz vermischt. Durch saure Laugung (mit H_2SO_4) oder alkalische Laugung, Oxydieren, Fest-/Flüssig-Trennung (Dekantieren) und Lösungsmittelextraktion wird das Uran weiter aufbereitet (hydrometallurgischer Prozess) und schließlich durch Zugabe von Ammoniak (NH_3) zu Ammoniumdiuranat ($(\text{NH}_4)_2\text{U}_2\text{O}_7$) umgesetzt.



Das Ammoniumdiuranat wird aufgrund der gelben Farbe auch „Yellow Cake“ genannt (häufig wird in der Literatur das U_3O_8 fälschlicherweise als „Yellow Cake“ bezeichnet).

Durch Kalzinierung (z.B. in einem mit Diesel betriebenen Brenner) wird das Ammoniumdiuranat zu Uranoxid (U_3O_8) übergeführt.



Die Rückstände aus der Uranabtrennung („Tailings“) werden in dafür angelegte Teiche eingeleitet. Der Menge an Rückständen hängt von der Urankonzentration ab. Je niedriger die Urankonzentration, desto mehr Gestein muss pro t Uran bzw. U_3O_8 behandelt werden und desto mehr Rückstände fallen pro t Uran bzw. U_3O_8 an.

Abbildung 6-2 zeigt die zur Gewinnung von Uran erforderlichen Prozesse am Beispiel der Uranmine „McClellan Lake“ in Canada.

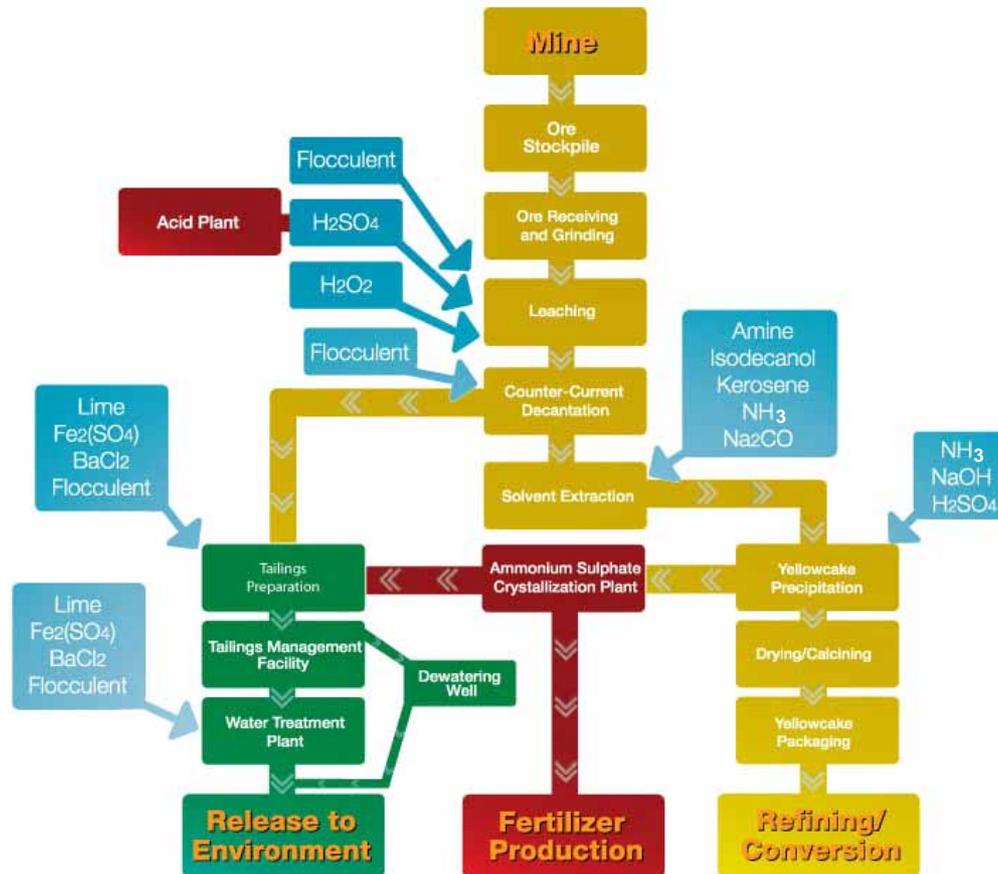


Abbildung 6-2: Gewinnung von U_3O_8 [Areva 2008]

Das U_3O_8 wird in abgedichteten Stahlfässern mit einem Volumen von 200 l abgefüllt und kann dann Urananreicherungsanlage transportiert werden.



Abbildung 6-3: U_3O_8 -Behälter [Langer Heinrich 2009]

Das Fassungsvermögen der Stahlfässer beträgt etwa 380 kg U_3O_8 -Konzentrat. Das U_3O_8 -Konzentrat enthält etwa 70 % Uran bzw. 83 % U_3O_8 . Mit einem LKW mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t können 40 Fässer transportiert werden [Dones 1996]. Für den Schifftransport werden die Fässer werden in üblichen 40-Fuss-Containern transportiert wie er auch für LKW verwendet wird. Die Leermasse liegt bei etwa 21 kg pro Stahlfass (siehe Abbildung 6-4) [Monot 2008].



Abbildung 6-4: Lagerung der Stahlfässer in einem Container [Monot 2008]

Somit kann davon ausgegangen werden, dass in einen 40-Fuss-Container etwa 40 Stahlfässer passen.

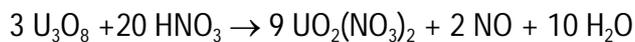
6.1.2 Konversion (UF_6 -Produktion)

Für die Anreicherung muss das angelieferte Triuranoxid (U_3O_8) in eine Verbindung übergeführt werden, die bei möglichst niedrigen Temperaturen gasförmig wird. Neben Uran dürfen keine anderen Stoffe vorhanden sein, die Isotopenvielfalt zeigen, weil diese die Urananreicherung stören würde. Die in der Anreicherungsanlage verwendete Uranverbindung muss chemisch und thermisch stabil sein. Die Korrosionswirkung auf die eingesetzten Apparaturen muss so gering wie möglich sein.

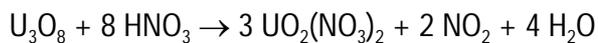
Geeignet ist dafür Uranhexafluorid (UF_6). UF_6 sublimiert bei Umgebungsdruck bei einer Temperatur von $56,5^\circ C$. UF_6 enthält neben Uran nur das Element Fluor, das in der Natur nur stabiles Isotop ^{19}F vorkommt. UF_6 ist chemisch und thermisch stabil. Bei den Temperaturen, die in der Anreicherungsanlage vorherrschen, ist der korrosive Angriff metallischer Oberflächen durch UF_6 beherrschbar. Für die Anreicherung muss das U_3O_8 daher in UF_6 umgewandelt werden.

Für die Produktion von SF₆ müssen nächst Verunreinigungen abgetrennt und das U₃O₈ zu UO₂ übergeführt werden. Es gibt „nasschemische“ und „trockene“ Verfahren. Nach [Dones 1996] wird das nasschemische Verfahren am häufigsten verwendet. Bei den nasschemischen Verfahren existieren wiederum unterschiedliche Verfahren.

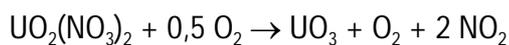
In einer in [WNA 2005] beschriebenen neu errichteten Anlage im Iran wird das für die Produktion von SF₆ erforderliche Urandioxid (UO₂) wie folgt erzeugt. Das U₃O₈ wird in Salpetersäure (HNO₃) aufgelöst und zu Uranylнитrat (UO₂(NO₃)₂) übergeführt. Mit verdünnter Salpetersäure erfolgt die Umwandlung zu Uranylнитrat nach folgender Gleichung:



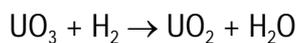
Mit konzentrierter Salpetersäure erfolgt die Umwandlung zu Uranylнитrat nach folgender Gleichung:



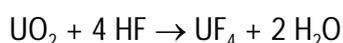
Das entstandene Uranylнитrat wird durch Lösungsmittelextraktion gereinigt. Als Lösungsmittel wird dabei ein Gemisch aus Tributylphosphat und Kerosin verwendet. Anschließend wird das Uranylнитrat durch Erhitzen zu UO₃ umgesetzt.

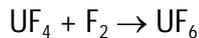


Das UO₃ wird dann mit Wasserstoff (H₂) zu Urandioxid (UO₂) reduziert:

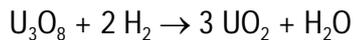


Das UO₂ wird unter Zugabe von Flusssäure (HF) zunächst zu UF₄ und dann mit elementarem Fluor (F) zu UF₆ übergeführt.





Beim trockenen Verfahren wird das U_3O_8 zu UO_2 reduziert und dann unter Zugabe von HF zu UF_4 und dann mit elementarem Fluor zu UF_6 umgewandelt. Anschließend wird das UF_6 gereinigt (beim nasschemischen Verfahren erfolgte die Reinigung vor der Umwandlung zu U_6).



Das Urandioxid (UO_2) wird dann wie beim nasschemischen Verfahren mit Flusssäure (HF) zu UF_4 und anschließend mit elementarem Fluor (F) zu UF_6 umgesetzt.

Tabelle 6-1: Input- und Outputdaten für den Betrieb von Urankonversionsanlagen [Dones 1996]

	I/O	Einheit	Menge
U in U_3O_8	Input	kg _U /kg _U	1,001
Strom	Input	kWh/kg _U	10
Erdgas	Input	kWh/kg _U	194
U in UF_6	Output	kg U	1,000

Uranhexafluorid (UF_6) wird eingestuft als sehr giftig (T+), umweltgefährlich (N). Der MAK-Wert beträgt 1 mg pro m³ Luft. Außerdem ist es radioaktiv. Beim Betrieb der Anlage kommt es zu Emissionen von Uran (²³⁴U, ²³⁵U, ²³⁸U), Thorium (²³⁰Th, ²³⁴Th), Radium (²²⁶Ra) und Protactinium (²³⁴Pa) [Dones 1996].

Das UF_6 wird in Stahlzylindern zur Anreicherungsanlage transportiert.



Abbildung 6-5: Behälter für Lagerung und Transport von UF_6 [Kimble 2006]

6.1.3 Urananreicherung

Die Urananreicherung erfolgt heute hauptsächlich über die Diffusion und über Zentrifugen.

Das physikalische Grundprinzip der Diffusion liegt darin, dass schwerere UF_6 -Moleküle aufgrund ihrer geringeren Molekularbewegung langsamer durch eine poröse Wand diffundieren als leichtere.

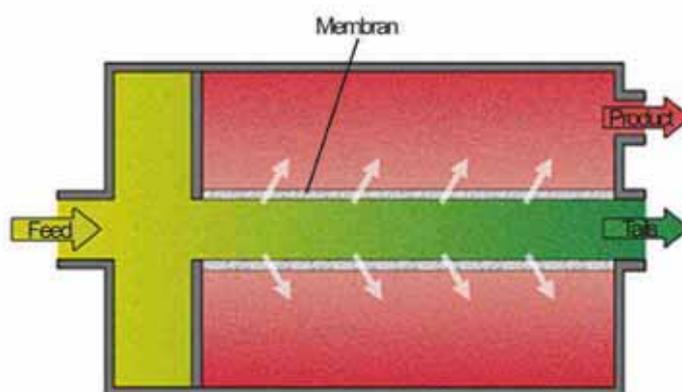


Abbildung 6-6: Prinzip der Urananreicherung über Diffusion [Huber 2009]

Die Anreicherung über Zentrifugen basiert auf der unterschiedlichen Masse von ^{235}U und ^{238}U . Die Trennung erfolgt über Zentrifugalkraft. In einem vakuumdichten Gehäuse läuft

mit hoher Umfangsgeschwindigkeit ein Rotor um, in dem durch ein feststehendes Rohr mittig das zu trennende UF_6 -Gas eingebracht wird. Die schwereren Moleküle werden an der Wand der Zentrifuge angereichert. Die leichteren Moleküle konzentrieren sich in der Mitte (Abbildung 6-7).

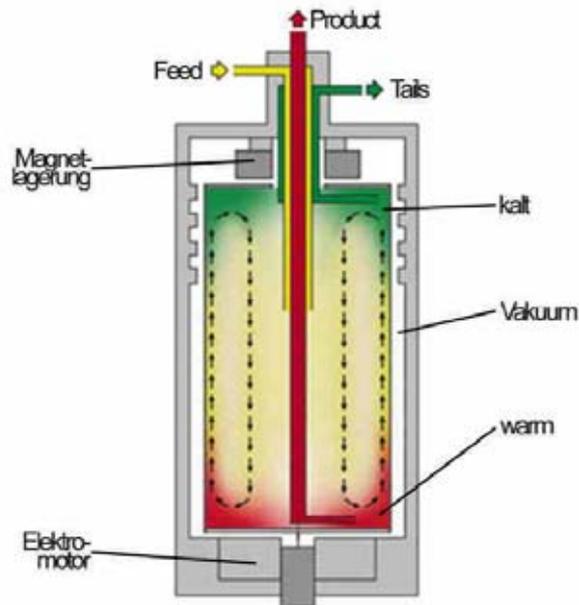


Abbildung 6-7: Prinzip einer Gaszentrifuge [Huber 2009]

Der Massenunterschied zwischen $^{235}\text{UF}_6$ und $^{238}\text{UF}_6$ -Molekülen beträgt etwa 0,85 %. Zunächst wird durch Erwärmen das UF_6 in den gasförmigen Zustand übergeführt. Die Anreicherung erfolgt dann in mehreren Stufen, da pro Prozessstufe nur eine sehr geringe Trennung erfolgt. Ein Beispiel soll dies verdeutlichen. Wird einer Zentrifugenstufe UF_6 mit 0,711% ^{235}U als „Feed“ zugeführt, so kann dies in diesem ersten Schritt auf 0,841 % ^{235}U angereichert werden (was einem Anreicherungsfaktor 1,183 entspricht). Übrig bleibt ein abgereicherter Teilstrom („Tail“), der noch einen ^{235}U -Gehalt von 0,601 % hat. Es ist eine Vielzahl von Zentrifugen erforderlich, um auf den in üblichen Leichtwasserreaktoren verwendeten Anreicherungsgrad von 3 bis 4% zu kommen. Üblicherweise wird der abgereicherte Teilstrom („Tail“) bis auf einen ^{235}U -Gehalt von 0,3% abgereichert [Huber 2009]. Nach der Anreicherung wird das UF_6 wieder abgekühlt und in den festen Zustand übergeführt.

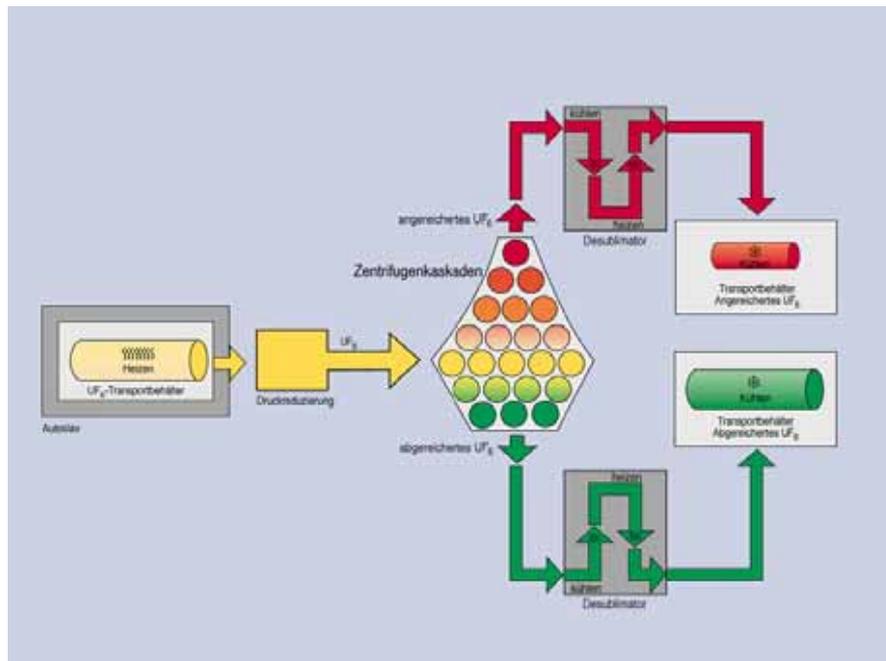


Abbildung 6-8: Prinzip der Urananreicherung über Zentrifugen [Huber 2009]

Bei gleichen An- und Abreicherungsgrad liegt der Stromverbrauch beim Einsatz von Zentrifugen erheblich unter dem der Diffusion. Beträgt der Stromverbrauch bei der Diffusion etwa 2.500 kWh pro SWU¹ bzw. UTA², liegt der Stromverbrauch bei Zentrifugen heute nur bei etwa 50 kWh pro SWU [WNA 2009].

¹ Separative Work Unit

² Uran-Trenn-Arbeit

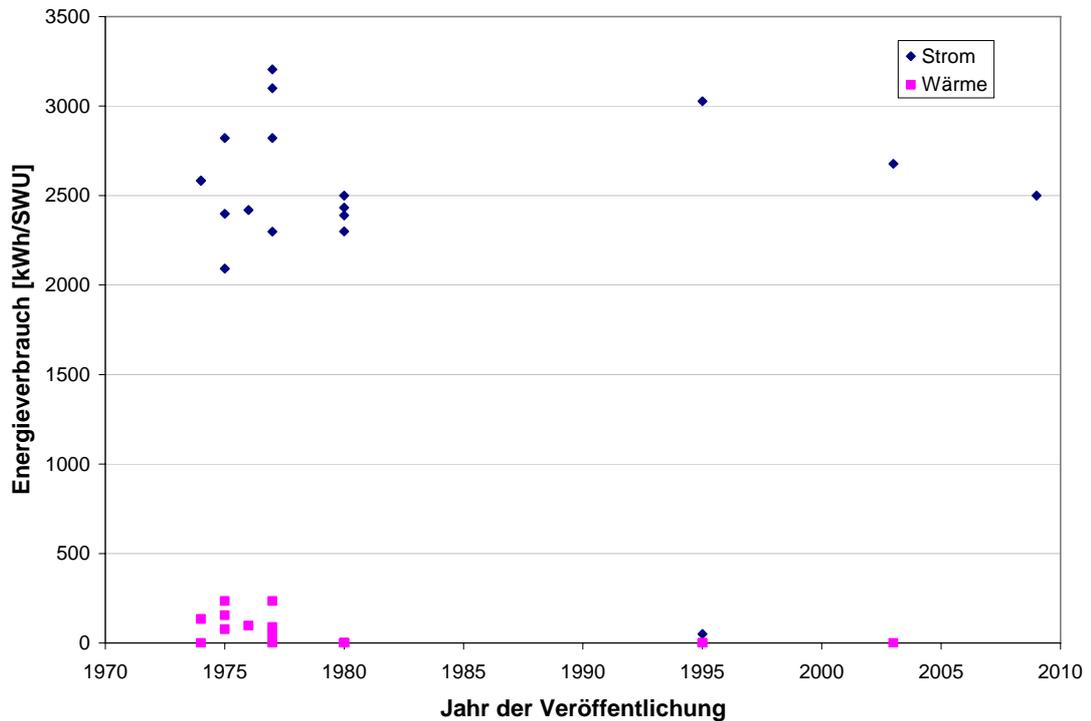


Abbildung 6-9: Angaben zum Stromverbrauch der Urananreicherung über Diffusion

Abbildung 6-10 zeigt die Urananreicherungsanlage in Tricastin in Frankreich, die auf „Diffusion“ basiert. Im Vordergrund sind die Kraftwerke für die Bereitstellung des Stroms für die Anreicherungsanlage mit einer elektrischen Leistung von insgesamt 3000 MW zu erkennen [WNA 2009]. Die Anlage hat eine Kapazität von etwa 10,8 Mio. SWU [Diehl 2006]. Bei einem Bedarf von 4,8 SWU pro kg angereichertes Uran würde die Produktionskapazität bei etwa 2.250 t angereichertem Uran liegen, was für den Betrieb von Kernkraftwerken mit einer elektrischen Leistung von etwa 107.000 MW ausreicht (Abbrand: 42.000 MWd pro t angereichertes Uran; Jahresvollbenutzungsdauer: 7000 h/a).



Abbildung 6-10: Anreicherungsanlage auf Basis der „Diffusion“ in Tricastin in Frankreich [WNA 2009]

Abbildung 6-12 zeigt den Stromverbrauch von Urananreicherungsanlagen auf Basis von Zentrifugen, wie er in verschiedenen Veröffentlichungen der letzten Jahrzehnte zu entnehmen ist. Im Gegensatz zur Diffusion ist der Stromverbrauch von Zentrifugen über die Jahre erheblich gesunken.

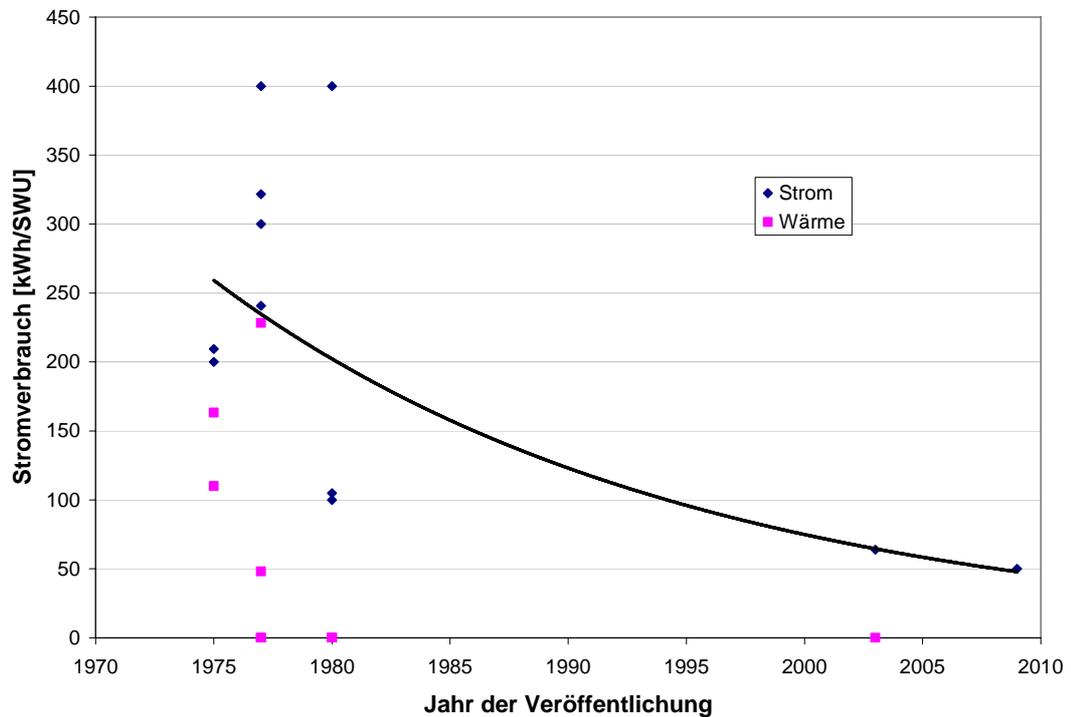


Abbildung 6-11: Angaben zum Stromverbrauch der Urananreicherung über Zentrifugen

Die Anreicherungsanlage von Urenco in Gronau in Deutschland weist eine Kapazität von 1,46 Mio. SWU auf [Diehl 2006]. Bei einem Bedarf von 4,8 SWU pro kg angereichertes Uran würde die Produktionskapazität bei etwa 300 t angereichertem Uran liegen, was für den Betrieb von Kernkraftwerken mit einer elektrischen Leistung von etwa 14.400 MW ausreicht (Abbrand: 42.000 MWd pro t angereichertes Uran; Jahresvollbenutzungsdauer: 7.000 h/a).

Im Jahr 2007 stammten 25% des weltweit angereicherten Urans aus Diffusion, 65% aus Zentrifugen und 10% aus der Abreicherung von hoch angereichertem Uran aus der Abrüstung von Atomwaffen [WNA 2009]. In der EU dürfte der Anteil der Diffusion aufgrund der großen Kapazität der Diffusionsanlage in Tricastin in Frankreich höher liegen.

Die Anzahl an SWU bzw. UTA hängt ab vom Grad der Anreicherung dem Grad der Abreicherung

$$W_{SWU} = P \cdot V(x_p) + T \cdot V(x_t) + F \cdot V(x_f)$$

mit

P Produkt

T Tail

F Feed

x_p ^{235}U -Gehalt des Produkts

x_t ^{235}U -Gehalt des abgereicherten Urans („Tail“)

x_f ^{235}U -Gehalt des Einsatzstoffs („Feed“)

$$V(x_p) = (1 - 2x_p) \cdot \ln\left(\frac{1 - x_p}{x_p}\right)$$

$$V(x_f) = (1 - 2x_f) \cdot \ln\left(\frac{1 - x_f}{x_f}\right)$$

$$V(x_t) = (1 - 2x_t) \cdot \ln\left(\frac{1 - x_t}{x_t}\right)$$

$$\frac{F}{P} = \frac{x_p - x_t}{x_f - x_t}$$

$$\frac{T}{P} = \frac{x_p - x_f}{x_f - x_t}$$

Bei einem ^{235}U -Gehalt von 0,711% des Einsatzstoffes Natururan (der Rest ist ^{238}U), einem ^{235}U -Gehalt des abgereicherten Urans („Tail“) von 0,3% und einem ^{235}U -Gehalt von 3,75% des Produkts ergeben sich 4,8 SWU bzw. UTA pro kg angereichertes Uran. Pro kg angereichertes Uran sind dann etwa 8,4 kg Natururan erforderlich. Abbildung 6-12 zeigt den Stromverbrauch in Abhängigkeit vom Abreicherungsgrad bei konstanten Anreicherungsgrad. Je niedriger der ^{235}U -Gehalt des abgereicherten Urans („Tail“), desto höher ist der Stromverbrauch und desto niedriger ist der Bedarf an Natururan.

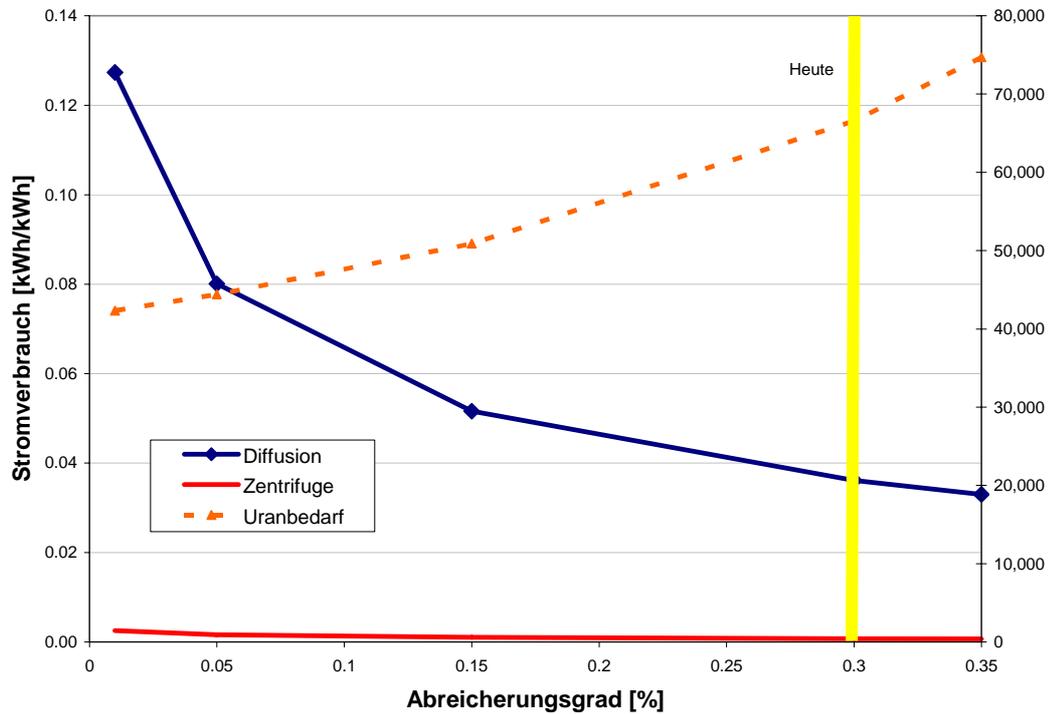


Abbildung 6-12: Stromverbrauch für die Urananreicherung in Abhängigkeit vom Abreicherungsgrad und der verwendeten Technologie sowie jährlicher Uranbedarf.

Neben Strom wird auch Heizöl benötigt. Darüber hinaus erfordert der laufende Betrieb den Einsatz von Chemikalien und den Austausch von Zentrifugen, was zu einem laufenden Materialverbrauch führt.

Tabelle 6-2: Input- und Outputdaten für den Betrieb von Urananreicherungsanlagen bei einem Anreicherungsgrad von 3,75% und einem Abreicherungsgrad von 0,3% [Dones 1996], [WNA 2009]

	I/O	Einheit	Diffusion	Zentrifuge
Uran	Input	kg _U /kg _{U, angereichert}	8,39	8,39
Strom	Input	kWh/kg _{U, angereichert}	12.000	240
Heizöl	Input	kWh/kg _{U, angereichert}	478	1
Erdgas	Input	kWh/kg _{U, angereichert}	-	33
Stahl	Input	kg _U /kg _{U, angereichert}	-	0,72
Aluminium	Input	kg _U /kg _{U, angereichert}	-	0,53
HCl	Input	kg _U /kg _{U, angereichert}	-	0,00096
NaOH	Input	kg _U /kg _{U, angereichert}	-	0,13600
H ₃ PO ₄	Input	kg _U /kg _{U, angereichert}	-	0,00058
HNO ₃	Input	kg _U /kg _{U, angereichert}	-	0,00721
KOH	Input	kg _U /kg _{U, angereichert}	-	0,00096
H ₂ O ₂	Input	kg _U /kg _{U, angereichert}	-	0,00327
Angereichertes Uran	Output	kg	1,00	1,00

Für die Berechnung des Energieaufwands und der damit verbundenen Emissionen pro kWh Strom aus Kernenergie wird von einem Abbrand von 42.000 MWd pro t angereichertes Uran ausgegangen (Wärmefreisetzung bei der Kernspaltung). Ein höherer Abbrand kann durch eine höhere Anreicherung erzielt werden. Eine höhere Anreicherung bei gleichem Abreicherungsgrad erfordert jedoch mehr Natururan. Pro kWh Strom bleibt der Bedarf an Natururan jedoch gleich.

Das angereicherte UF₆ wird für die Weiterverarbeitung zu Kernbrennstäben in UO₂ umgewandelt. Der abgereicherte Stoffstrom („Tail“) wird ebenfalls wieder in UO₂ umgewandelt oder in Form von UF₆ in Stahlbehältern gelagert. Zum Teil wird das abgereicherte UF₆ nach Russland transportiert und dort im Freien gelagert. Es besteht die Gefahr, dass die Behälter verrosten mit der Gefahr der Freisetzung von UF₆ in die Umwelt.



Abbildung 6-13: UF₆-Behälter in Russland [Greenpeace 2009]

Inzwischen hat die Menge an gelagerten UF₆ in Russland etwa 144.000 t UF₆ (ca. 97.000 t Uran) erreicht. Davon werden etwa 120.000 t UF₆ (85.000 t Uran) voraussichtlich für immer dort gelagert [Greenpeace 2009].

6.1.4 Brennelementfertigung

Für die Produktion von Brennelementen wird beim heute üblichen AUC-Verfahren zunächst das UF₆ durch Erwärmen in den gasförmigen Zustand übergeführt und anschließend zu Ammoniumuranylcarbonat ((NH₄)₄(UO₂(CO₂)₃)) umgesetzt. Nach Reinigung und Trocknung wird das (NH₄)₄(UO₂(CO₂)₃) zu Uranoxidpulver (UO₂) umgewandelt.

Das Uranoxidpulver wird zu Tabletten gepresst, gesintert, geschliffen und in Hüllrohre eingefüllt.

Tabelle 6-3: Input- und Outputdaten für die Fertigung von Brennelementen [Dones 1996]

	I/O	Einheit	Menge
Angereichertes U in UO ₂	Input	kg _{U, angereichert} /kg _{U, angereichert}	1,000
Strom	Input	kWh/kg _{U, angereichert}	22,2
Erdgas	Input	kWh/kg _{U, angereichert}	22,2
Angereichertes U in UO ₂	Output	kg	1,000

Für die Berechnung der Emissionen von Treibhausgasen und Schadstoffen (siehe unten) wurde für den Einsatz der Brennelemente in Kernkraftwerken ein Abbrand von 42.000 MWd pro t angereichertes Uran (Wärmefreisetzung bei der Kernspaltung) angenommen. Der Wirkungsgrad des Kernkraftwerks liegt bei 33%.

6.2 Mögliche Auswirkungen

6.2.1 Energieeinsatz und Massenbilanz

Für die Bereitstellung von Uran für Kernkraftwerke ist eine Vielzahl von Prozessen erforderlich. Abbildung 6-14 zeigt die wichtigsten Prozessschritte und den damit verbundenen Energieeinsatz für den Fall, dass das Uran aus der Uranmine „Olympic Dam“ in Australien stammt oder aus einer Uranmine, die Erz mit einem vergleichbaren Urangehalt fördert. Die Urananreicherung erfolgt dabei über Zentrifugen.

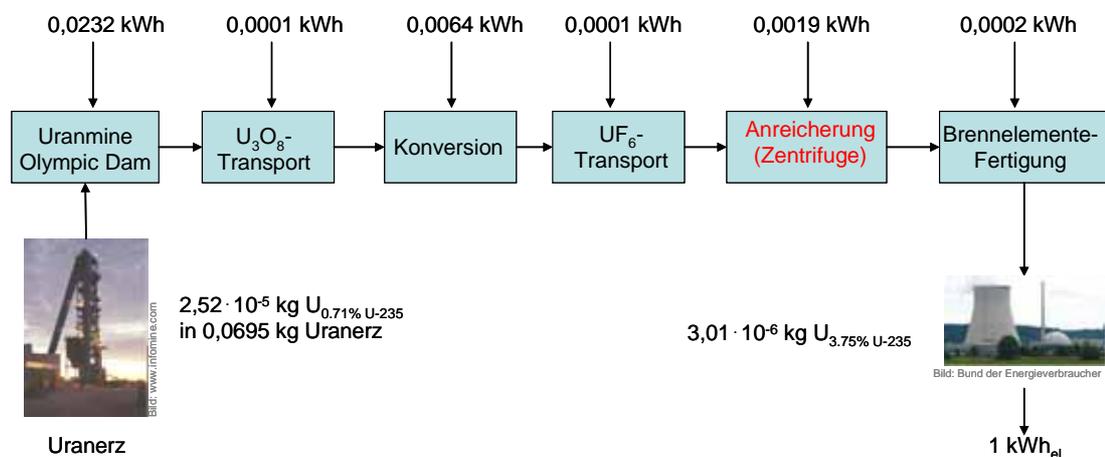


Abbildung 6-14: Energie- und Massenströme für die Bereitstellung von Strom aus Kernkraftwerken: Anreicherung über Zentrifugen

Erfolgt die Anreicherung über Diffusion anstatt von Zentrifugen ergibt sich ein erheblich höherer Energieeinsatz für die Anreicherung (Abbildung 6-15).

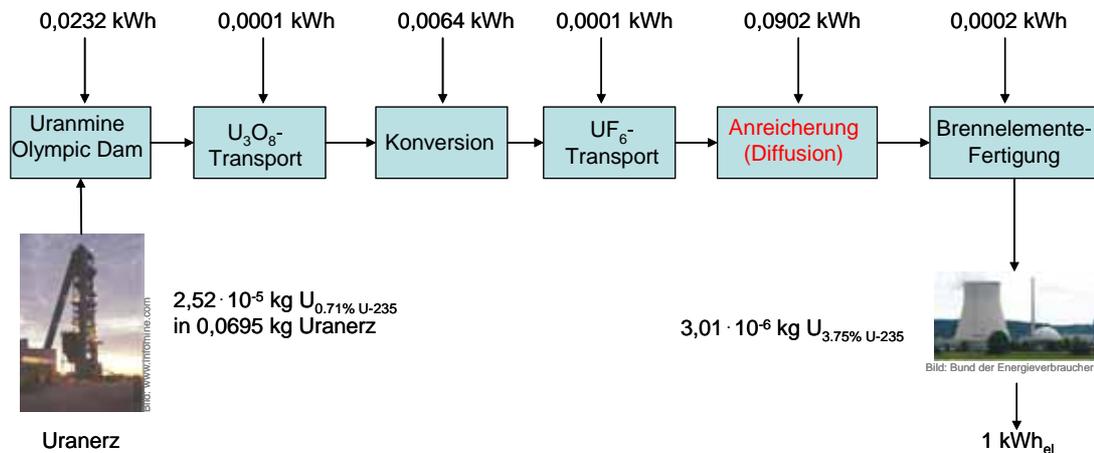


Abbildung 6-15: Energie- und Massenströme für die Bereitstellung von Strom aus Kernkraftwerken: Anreicherung über Diffusion

6.2.2 Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen

Der Energieaufwand ist proportional zum Massendurchsatz. Je niedriger die Urankonzentration im geförderten Material, desto höher ist der Energieaufwand. Darüber hinaus hängt der Energieaufwand davon ab, ob es sich um „weiches“ Erz („Soft Ore“) oder „hartes“ Erz („Hard Ore“) handelt. Nach [van Leeuwen 2005] ist der Energieaufwand für die Produktion von U₃O₈ aus „hartem“ Erz mehr als doppelt so hoch wie für die Produktion von U₃O₈ aus „weichem“ Erz. „Weiche“ Erze sind zum Beispiel Sandstein und weisen einen U₃O₈-Gehalt von 0,01 bis 10% auf. „Harte“ Erze sind Quarzkieselskonglomerate und Granite mit einem U₃O₈-Gehalt 0,001 bis 0,1 %.

Ein Teil des Urans verbleibt dabei immer in den Rückständen. Daher sinkt die Ausbeute mit abnehmender U₃O₈-Konzentration.

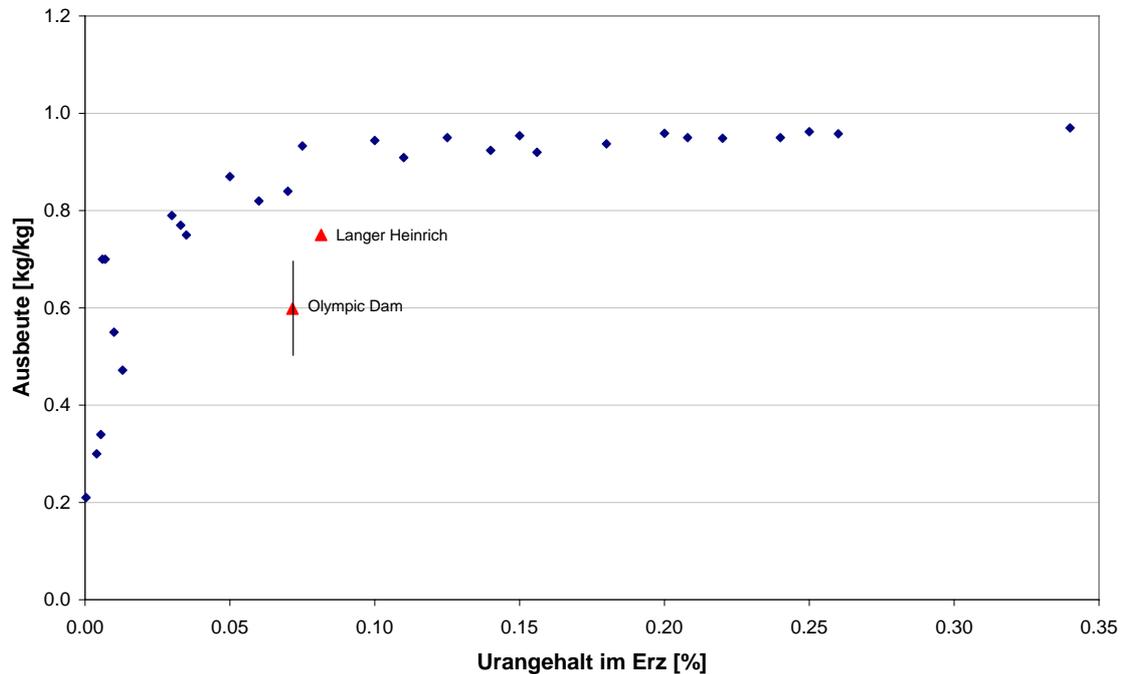


Abbildung 6-16: Ausbeute in Abhängigkeit von der Urankonzentration [Oeko 2005], [Olympic Dam 2009], [van Leeuwen 2005]

Dadurch steigt nach Unterschreiten einer bestimmten U_3O_8 -Konzentration (etwa 0,02 % bis 0,03%) der Energieaufwand pro t produzierten Urans und im Fall von fossilen Energiequellen die spezifischen Treibhausgasemissionen pro kWh Strom aus Nuklearenergie überproportional erheblich an. Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen treten bei Verbrennungsprozessen zur Bereitstellung von Strom und Wärme für den Betrieb der Uranmine auf.

Abbildung 6-17 zeigt die durch den Betrieb der Uranmine verursachten Treibhausgasemissionen in Abhängigkeit von der U_3O_8 -Konzentration auf Basis der Gleichungen in [van Leeuwen 2005]. Es wurde angenommen, dass der Strombedarf der Uranmine mit Kohlekraftwerken mit einem Wirkungsgrad von 45% und der Bedarf an thermischer Energie durch Diesel und Heizöl gedeckt werden.

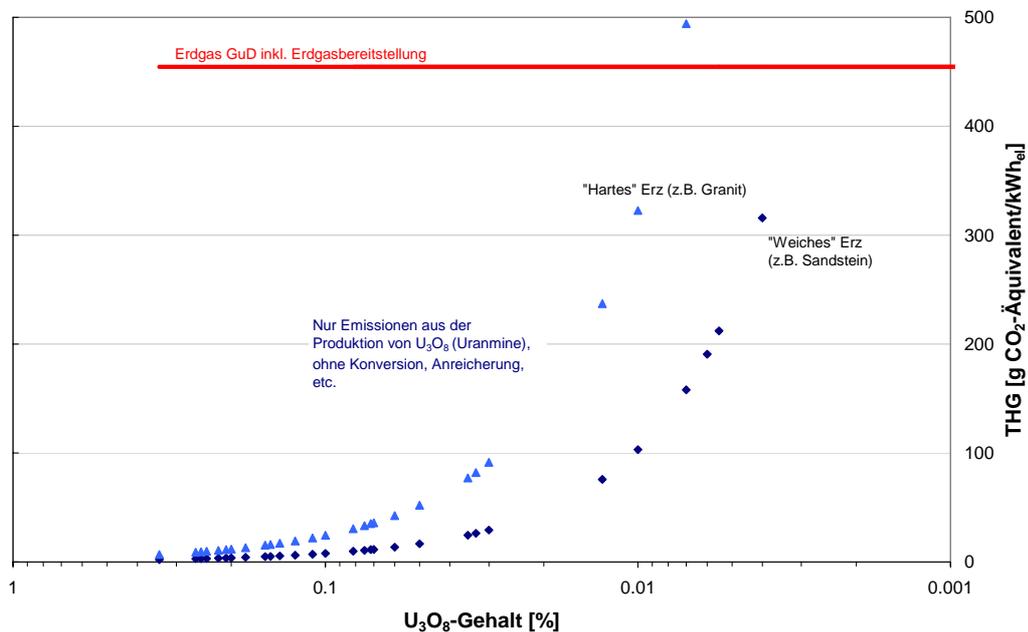
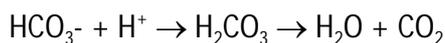
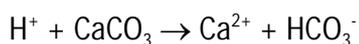


Abbildung 6-17: Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung von U_3O_8 frei Uranmine bezogen auf die daraus zu produzierende Strommenge im Vergleich zu Strom aus Erdgas inklusiver der Bereitstellung von Erdgas

Darüber hinaus wird durch chemische Reaktionen in den Teichen mit den Rückständen („Tailings Storage Facility“) CO_2 freigesetzt [Olympic Dam 2009]:



CO_2 wird auch in den Lagerstätten für das vom Uranerz abgetrennte Gestein („Rock Storage Facility“) gebildet [Olympic Dam 2009].

Etwa 60% der heutigen Uranproduktion erfolgt in Minen in Kanada (20,5%), Australien (19,2%) und Kasachstan (19,4%) [WNA 2009]. Für die Berechnung der Treibhausgasemissionen wurde angenommen, dass das Uran aus der australischen Mine „Olympic Dam“ stammt. Darüber hinaus wurde angenommen, dass der Strombedarf für die Konversion (Umwandlung des U_3O_8 in UF_6), der Anreicherung und der Brennelementfertigung aus einem Mix von Strom aus 6 % erneuerbaren Energiequellen und 94 % Kohlekraftwerken gedeckt wird (was in etwa dem Strommix in Nord-Rhein-Westfalen, dem Standort der Urananreicherungsanlage von Urenco, entspricht).

Abbildung 6-18 zeigt die Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung von Strom aus Kernkraftwerken für den Fall, dass das Uran aus der Uranmine „Olympic Dam“ in Australien, der inzwischen stillgelegten Uranmine „Key Lake“ in Kanada und geplanten

Uranmine „Valencia“ in Namibia stammen würde. Der Strombedarf der Mine „Olympic Dam“ wird mit Strom aus dem australischen Strommix gedeckt (2007: 78,4% Kohle, 1,0% Öl, 12,1% Erdgas, 6,5% Wasserkraft, 0,9% Biomasse, 1,1% Windkraft). Zur Deckung des Stromverbrauchs der in Namibia geplanten Uranminen wie dem Projekt „Valencia“ ist der Bau eines Kohlekraftwerks mit einer elektrischen Leistung von 800 MW geplant [WISE 2009].

In der Uranmine „Key Lake“ wurde Uranerz mit einen U_3O_8 -Gehalt von etwa 2,4% gefördert. In „Olympic Dam“ beträgt der U_3O_8 -Gehalt etwa 0,06 bis 0,08%. Beim „Valencia-Projekt“ sind es im Mittel nur etwa 0,015% (allerdings mit einer Konzentration von bis zu 0,07% an einzelnen Stellen). Im Jahr 1997 stammten etwa 15% des weltweit geförderten Urans aus „Key Lake“. Inzwischen wurde die Mine stillgelegt.

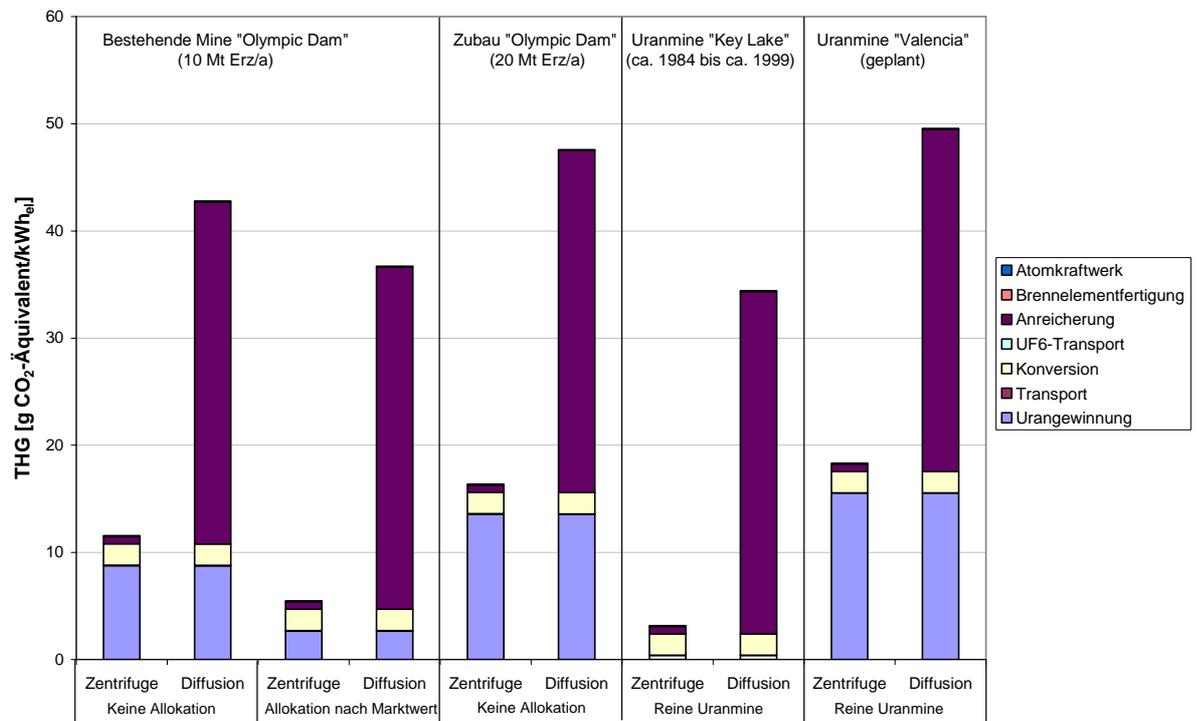


Abbildung 6-18: Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung von Strom aus Kernenergie

Bei den ersten beiden Balken wurden die Nebenprodukte Kupfer, Silber und Gold nicht berücksichtigt (keine Allokation). Bei den nächsten beiden Balken wurden der Energieaufwand und die damit verbunden Treibhausgasemissionen durch Allokation nach Marktwert den Produkten Uran (80 €/kg_{U₃O₈}), Kupfer (4 €/kg), Silber (320 €/kg) und Gold

(27.000 €/kg) zugewiesen. Bei den nächsten beiden Balken wurden die Daten für die geplante Ausweitung der Produktion in der Uranmine „Olympic Dam“ verwendet. Bei der Mine „Key Lake“ und der Mine „Valencia“ handelt es sich um reine Uranminen. Darüber hinaus wurde jeweils eine Variante betrachtet, bei der die Urananreicherung über Zentrifugen und eine Variante, bei der die Urananreicherung über die Diffusion erfolgt.

Bei der Uranmine mit dem hohen U_3O_8 -Gehalt („Key Lake“) liegen die Treibhausgasemissionen aus der U_3O_8 -Gewinnung auf sehr niedrigem Niveau. Niedrige U_3O_8 -Konzentration wie in „Olympic Dam“ führen zu höherem Energieeinsatz und höheren Treibhausgasemissionen.

Zum Vergleich dazu wurden in [Fritsche 2007] auf Basis von GEMIS für die Bereitstellung von Uran-Brennelemente für Kernkraftwerke in Deutschland Treibhausgasemissionen von etwa 8,9 g CO_2 -Äquivalent pro kWh_{th} bezogen auf die Wärmefreisetzung ermittelt, was zu etwa 27,0 g CO_2 -Äquivalent pro kWh Strom aus Kernkraftwerken führt. In [GEMIS 2009] wird ein Mix von 70% Diffusion und 30% unterstellt (das gleiche Verhältnis wird auch schon in älteren Versionen von GEMIS [Fritsche 1994] wie auch in [Frische 2007] verwendet). Die Anreicherungsanlagen werden mit Strom aus dem Strommix Deutschland (Grundlast) betrieben. Der Energieaufwand und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen für den Bau der Anlagen sind in [Fritsche 2007] berücksichtigt (sie tragen aber nur mit etwa 0,2 g/ kWh_{th} bzw 0,6 g/ kWh_{el} zu den gesamten Treibhausgasemissionen bei). In [GEMIS 2009] stammen 34% des Urans aus den USA, 33% aus Südafrika und 33% aus Russland. Alle drei Regionen weisen U_3O_8 -Konzentrationen von weniger als 1% auf. Nach [Fritsche 1994] wurden in den 1990er Jahren vorwiegend Vorkommen genutzt, die einen U_3O_8 -Gehalt von 0,1 bis 0,2% aufweisen.

Eigene Berechnung mit GEMIS [GEMIS 2009] und mit dem von der LBST entwickeltem Tool „E3database“ auf Basis der in GEMIS verwendeten Daten ohne Berücksichtigung der Anlagenherstellung führt zu 8,7 g CO_2 -Äquivalent pro kWh_{th} bzw. 26,4 g CO_2 -Äquivalent pro kWh_{el} . Berechnung auf Basis der in GEMIS verwendeten Daten, aber jeweils für Zentrifuge und Diffusion alleine ergeben 19,6 bzw. 42,1 g CO_2 -Äquivalent pro kWh Strom aus Atomkraftwerken für die Bereitstellung von Brennelementen (Abbildung 6-19) .

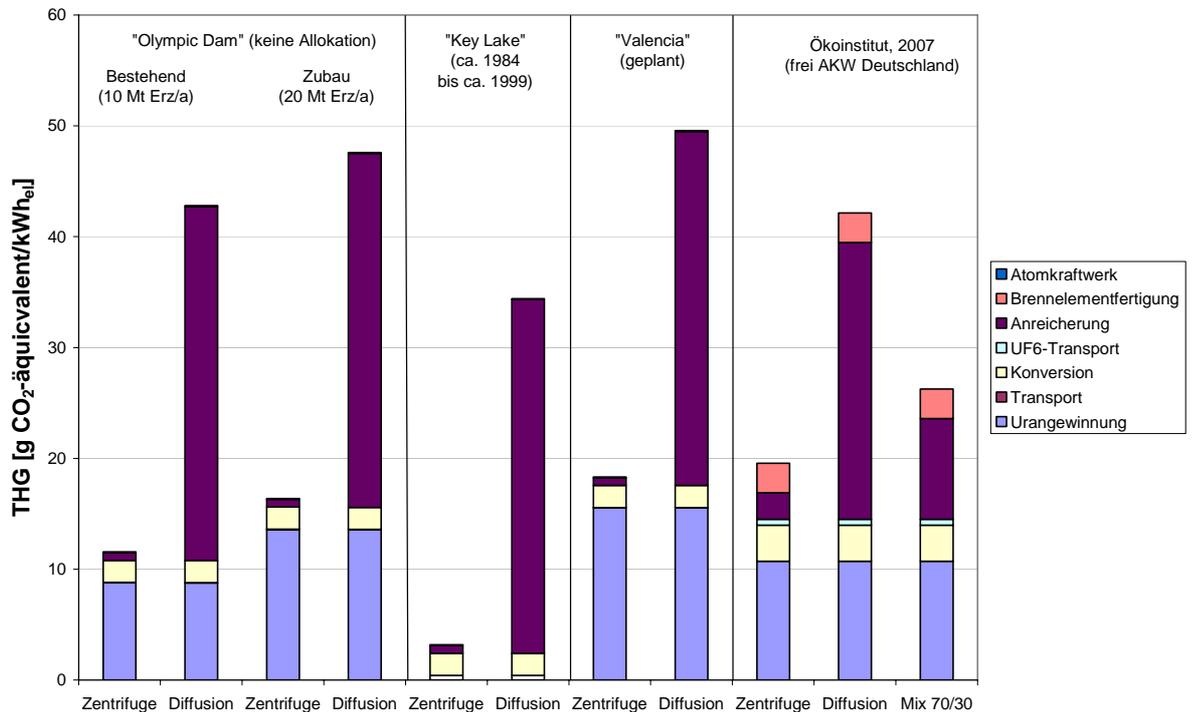


Abbildung 6-19: Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung von Strom aus Kernenergie: Vergleich mit diese Studie mit Ergebnissen des Öko-Institut

In [Fritsche 2007] bzw. [GEMIS 2009] wird für die Brennelementfertigung ein höherer Energieeinsatz angenommen als in [Dones 1996]. Das gleiche gilt für die Urananreicherung. Für die Varianten „Olympic Dam“, „Key Lake“ und „Valencia“ wurde für die Zentrifuge der in [WNA 2009] angegebene Wert von 50 kWh pro SWU angenommen, was unter den hier getroffenen Annahmen zu etwa 240 kWh pro kg angereichertes Uran führt. Für die Diffusion wurde der in [WNA 2009] angegebene Wert von 2.400 kWh pro SWU angenommen, was unter den getroffenen Annahmen zu etwa 12.000 kWh pro kg angereichertes Uran führt. In [Fritsche2007] bzw. [GEMIS 2009] wurden auf Basis von [Fritsche 1994] für die Zentrifuge etwa 100 kWh/SWU und für die Diffusion etwa 2.500 kWh pro SWU angenommen. Die Angaben in [GEMIS 2009] ($0,00135 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{kWh}_{\text{th}}$) für die Zentrifuge, die etwa einem Zehntel der Angaben für die Diffusion ($0,0139 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{kWh}_{\text{th}}$) lassen allerdings vermuten, dass für die Zentrifuge 250 bis 300 kWh pro SWU angenommen wurden (zu mindestens dann, wenn gleiche Annahmen für den Anreicherungs- und Abreicherungsgrad sowie die Abbrandrate getroffen wurden).

Die Wahl der Technologie für die Urananreicherung wirkt sich beim hier ausgewählten Strommix erheblich auf die Treibhausgasemissionen aus. Der Grund liegt darin, dass der

Stromverbrauch der Diffusion das 50-fache der Anreicherung beträgt (bei gleichem An- und Abreicherungsgrad).

Abbildung 6-20 bis Abbildung 6-24 zeigen die Emission von Schadstoffen (NO_x , SO_2 , CO , Staub, NMVOC) bei der Bereitstellung von Strom aus Kernenergie unter der Annahme, dass Uran aus den Mine „Olympic Dam“, „Key Lake“ und „Valencia“ stammt.

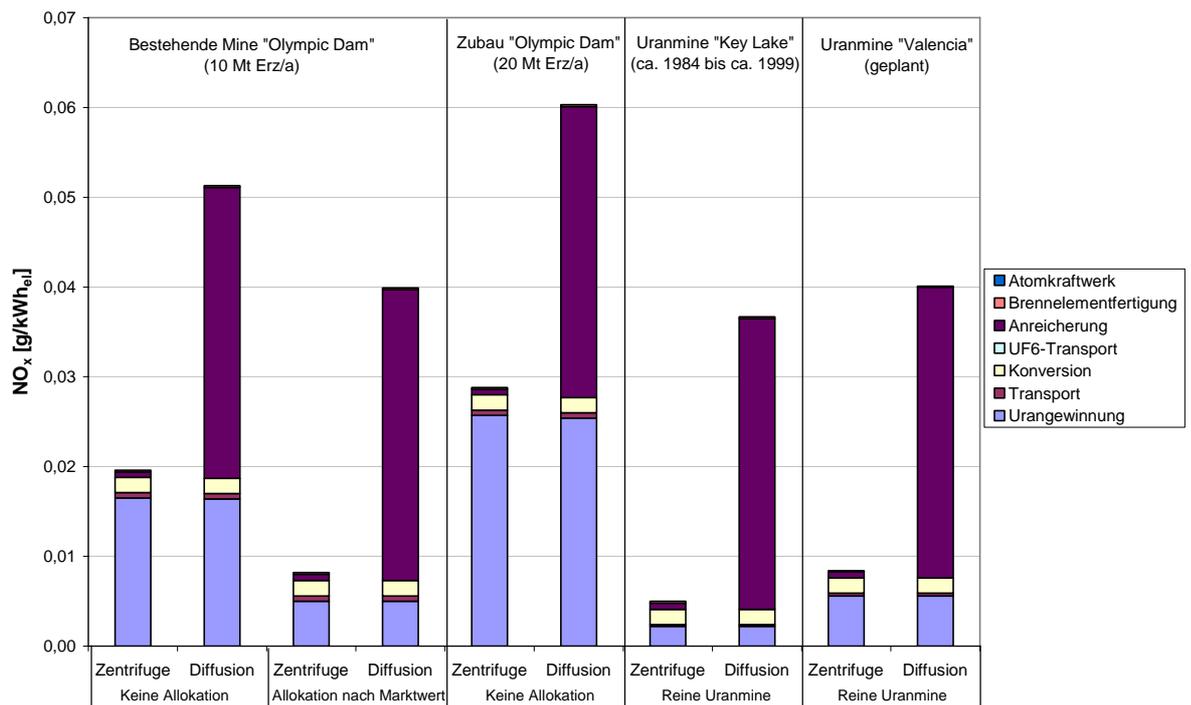


Abbildung 6-20: NO_x -Emissionen bei der Bereitstellung von Strom aus Kernenergie

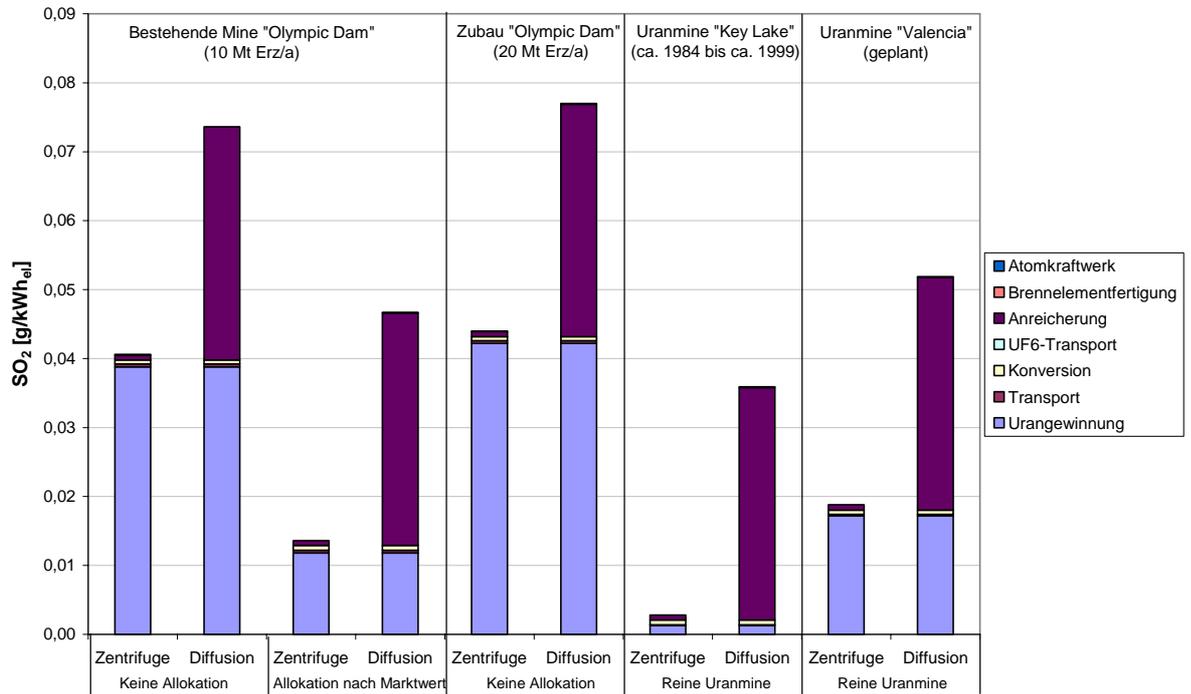


Abbildung 6-21: SO₂-Emissionen bei der Bereitstellung von Strom aus Kernenergie

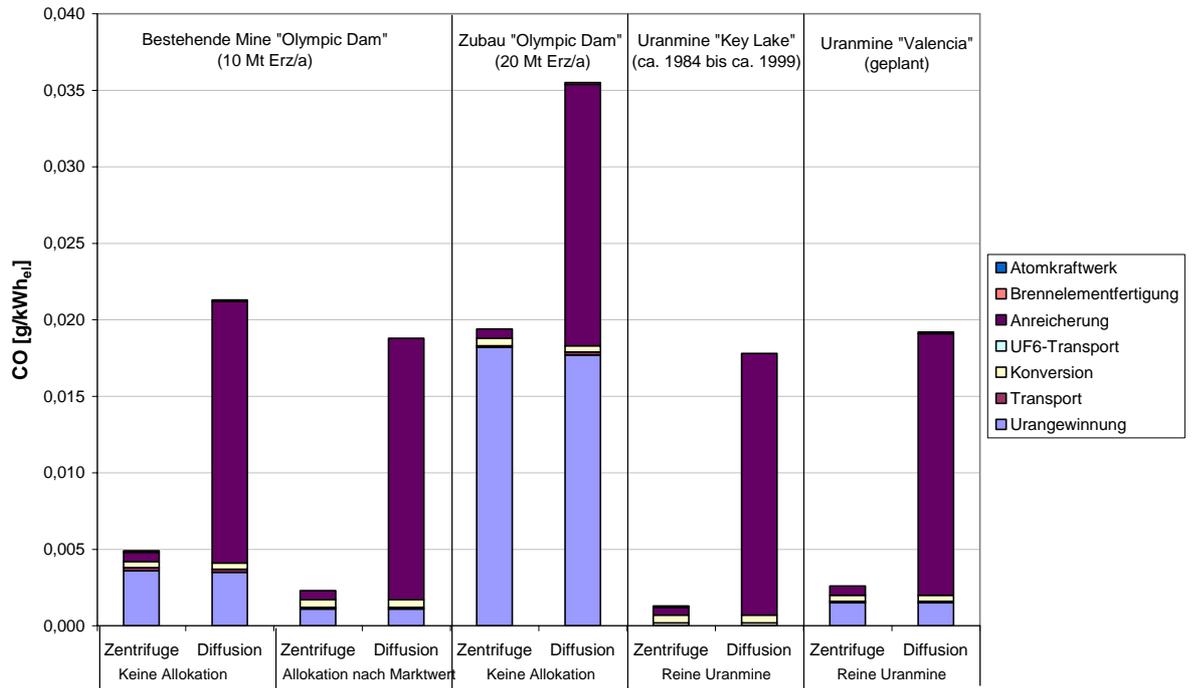


Abbildung 6-22: CO-Emissionen bei der Bereitstellung von Strom aus Kernenergie

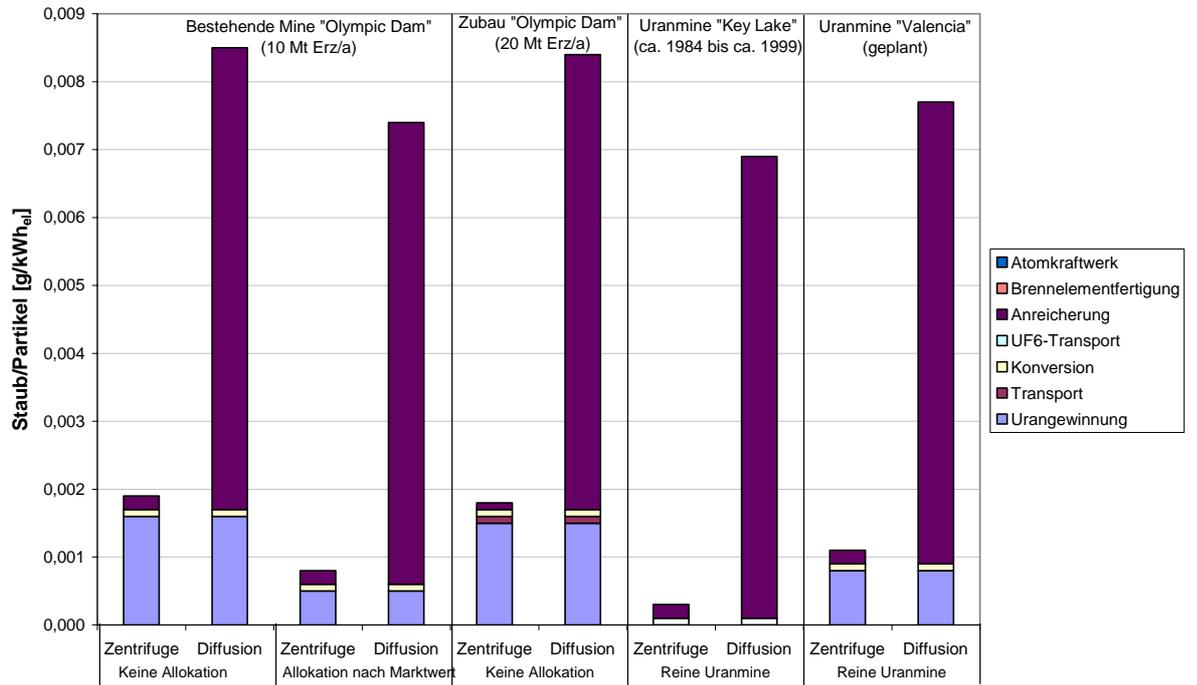


Abbildung 6-23: Emissionen von Staub/Partikel bei der Bereitstellung von Strom aus Kernenergie

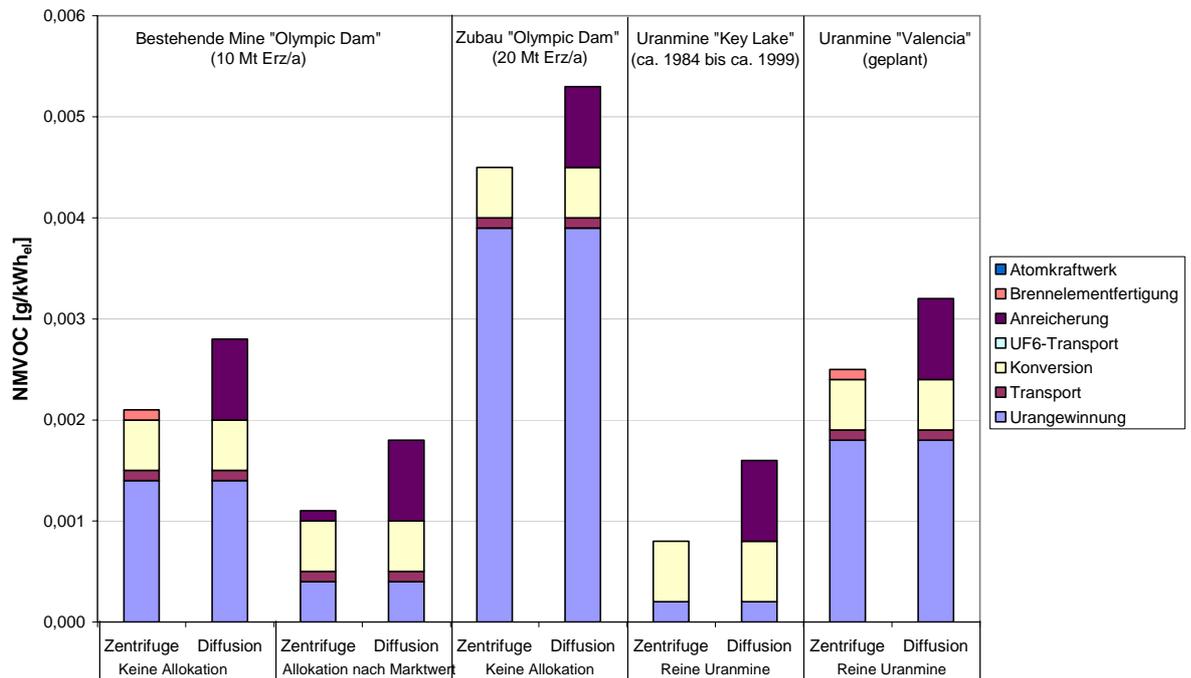


Abbildung 6-24: NMVOC-Emissionen bei der Bereitstellung von Strom aus Kernenergie

Der Einsatz von Diffusionsanlagen zur Urananreicherung führt aufgrund des hohen Stromverbrauchs zu hohen Emissionen. Für die bessere Vergleichbarkeit wurde angenommen, dass die Diffusionsanlage genauso wie die Zentrifuge ebenfalls in Gronau in Nord-Rhein-Westfalen steht. Die in Tricastin in Frankreich existierende Diffusionsanlage zur Urananreicherung wird jedoch mit Strom aus Kernkraftwerken betrieben. Würde für die Variante mit Diffusion Strom aus Kernkraftwerken angenommen statt der oben verwendeten Stromerzeugungsquellen, würde die Emission an Treibhausgasen und „klassischen“ Schadstoffen sinken (andere kernkraftspezifische Emissionen und Umweltwirkungen würden hingegen steigen). Die Variante „Diffusion“ stellt somit einen oberen Wert für Europa dar.

6.2.3 Toxische Belastungen, Technologie spezifische Dominanz einzelner Belastungen

Die in Uranerzaufbereitungsrückständen („Tailings“) enthalten Säuren, Laugen und Schwermetalle sowie nicht abgetrenntes Uran und andere radioaktive Substanzen. Die Substanzen können unter anderen in Form von Staub durch Wind über große Entfernungen transportiert werden oder durch Auswaschung ins Grundwasser oder in Oberflächengewässer eindringen (siehe Abbildung 6-25).

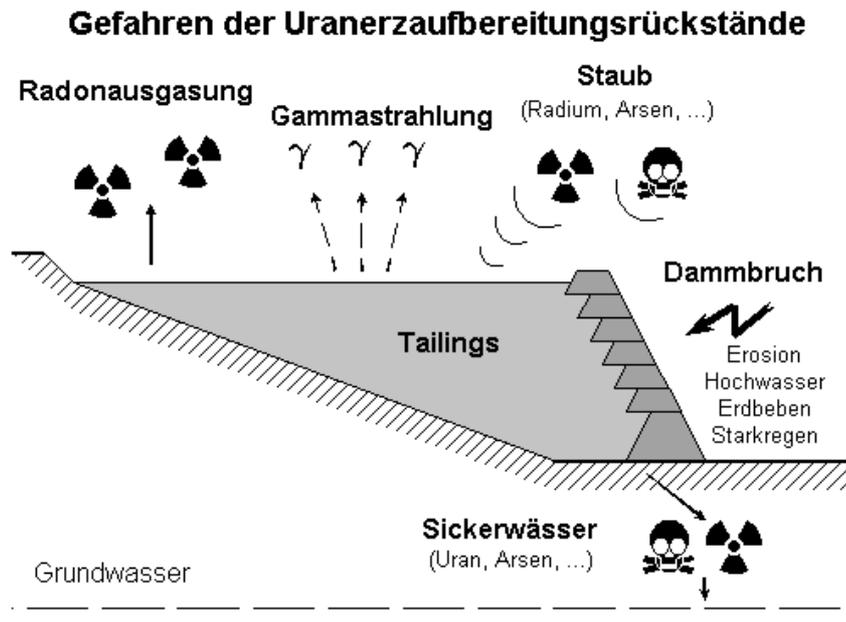


Abbildung 6-25: Gefahren aus der Lagerung von Uranerzaufbereitungsrückständen („Tailings“) [Diehl 2006]

Tabelle 6-4: Störfälle aus der Lagerung von Uranerzaufbereitungsrückständen („Tailings“) [WISE 2009]

Datum	Uranmine	Land	Art des Störfalls	Folgen bzw. freigesetzte Menge
1994	Zirkovski vrh	Slovenia	Abrutschen des Hanges um 0,3 m pro Jahr	
14.02.1994	Olympic Dam	Australien	Leckage über 2 Jahre	5 Mio. m ³ kontaminiertes Wasser
1985	Wismut, Lengenfeld, Vogtland	Deutschland	Dammbruch	
05.01.1984	Key Lake	Kanada	Überschwappen von Wasser	87.330 m ³ kontaminiertes Wasser
16.07.1979	Church Rock, New Mexiko	USA	Dammbruch	370.000 m ³ kontaminiertes Wasser, 1.000 t kontaminierte Sedimente in den Rio Puerco
01.03.179	Union Carbide, Uravan, Colorado	USA	Abrutschen des Hanges aufgrund von Schneeschmelze	
April 1977	Western Nuclear, Jeffrey City, Wyoming	USA	Überschwappen von Wasser	40 m ³ feste und 8.700 m ³ flüssige Erzaufbereitungsrückstände
01.02.1977	Homestake, Milan, New Mexico	USA	Dammbruch	30.000 m ³ feste und 7.600 – 30.000 m ³ flüssige Erzaufbereitungsrückstände
01.04.1976	Kerr-McGee, Churchrock, New Mexico	USA	Dammbruch	
23.03.1971	Western Nuclear, Jeffrey City, Wyoming	USA	Dammbruch	
16.02.1971	Petrotomics, Shirley Basin, Wyoming	USA	Versagen des Sekundärdammes	7,6 m ³
02.07.1967	Climax, Grand Junction, Colorado	USA	Versagen eines Rückhaltesystems	1.200 – 12.000 m ³ Abwasser in den Colorado-River
06.02.1967	Atlas Corp., Moab, Utah	USA	Überlaufen der Teiche mit den „Tailings“	1.700 m ³
16.06.1963	Utah Construction, Riverton, Wyoming	USA	Absichtlich eingeleiteter Dammbruch	
11.06.1962	Mines Development, Edgemont, South Dakota	USA	Dammbruch	100 m ³ Erzaufbereitungsrückstände erreichten einen Flussarm
06.12.1961	Union Carbide, Maybell, Colorado	USA	Dammbruch	280 m ³
1960	Gunnar Mine, Beaverlodge area, Saskatchewan	Kanada	Dammbruch	Freisetzung von Erzaufbereitungsrückständen in den Lake Athabasca

Datum	Uranmine	Land	Art des Störfalls	Folgen bzw. freigesetzte Menge
19.08.1959	Union Carbide, Green River, Utah	USA	Dammbruch	8.400 m ³ Erzaufbereitungsrückstände erreichten einen Flussarm
April 1958	Mayлуу-Suu tailing #7	Kirgistan	Dammbruch	600.000 m ³ , Zerstörung mehrerer Häuser, mehrere Tote, Kontamination der Umgebung
1954	Wismut, Lengenfeld, Vogtland	Deutschland	Dammbruch	50.000 m ³

Substanzen, die α -Strahlen emittieren wie ^{210}Po , ^{226}Ra , ^{230}Th , ^{238}U und ^{235}U und stellen ein hohes Gefährdungspotenzial dar. Das Poloniumisotop ^{210}Po wurde in der Öffentlichkeit bekannt im Zusammenhang mit der Ermordung des Ex-Spions Alexander Litvinenko.

Die Mindestmengen an ^{210}Po , die nach Aufnahme in den Körper zu einer akut letalen Dosis führen, betragen zwischen 10 und 200 MBq Po^{210} (entsprechend 0,06 bis 1,2 μg), abhängig vom Zeitraum, in dem die letale Dosis erreicht wird (bei 0,06 μg werden 10 Sv (nominell 10 Gy) nach ca. 100 Tagen erreicht; bei 1,2 μg werden 10 Sv bereits nach ca. 3 Tagen erreicht). Der von der Internationalen Strahlenschutzkommission empfohlene Grenzwert für die zusätzliche Strahlenexposition der Bevölkerung beträgt 1 mSv pro Jahr (effektive Dosis). Das bedeutet, dass maximal etwa 833 Bq oder 5 pg ($5 \cdot 10^{-12}$ g) an ^{210}Po aufgenommen werden dürften, ohne den empfohlenen Grenzwert zu überschreiten [GSF 2006].

Uranverbindungen werden als stark giftig eingeschätzt, da sie Leber- und Nierenschäden verursachen. Der MAK-Wert liegt bei 0,25 mg/m³. Neben der chemischen Toxizität, die nach diversen Autoren mit der des Bleis verglichen werden kann, ist die radioaktive Einwirkung von Uran zu berücksichtigen [Brackhage 1998].

Laut einer Empfehlung in der Strahlenschutzverordnung soll die tägliche Aufnahme von Uranoxiden (UO_2 , UO_3 , U_3O_8) aufgrund ihrer chemischen Toxizität auf 2,5 mg (mit der Atmung) bzw. 150 mg (mit der Nahrung) begrenzt werden. Die Weltgesundheitsorganisation (WHO) empfiehlt für die Uranaufnahme mit der Nahrung eine Begrenzung auf 0,6 mg pro Kilogramm Körpergewicht und Tag; bei 70 kg Körpergewicht also ca. 40 mg pro Tag [Helmerts 2009].

Bei der Konversion zu Uranhexafluorid (UF_6) kann zu Freisetzung von giftigen und radioaktiven Substanzen kommen. Bei Leckagen von UF_6 -Behältern kann UF_6 freigesetzt werden. Die chemische Toxizität von UF_6 ist sehr hoch. Die Radioaktivität kommt noch dazu.

Tabelle 6-5: Physikalische Eigenschaften und Toxizität ausgewählter radioaktiver Substanzen

	Uran (U)	²¹⁰ Po	UF ₆	²²² Rn
Dichte	19,2 kg/l			
Schmelzpunkt	1.132°C	254°C	-	-71°C
Siedpunkt	3.810°C	962°C	-	-61,8°C
Sublimationspunkt	-	-	56,5°C @ 0.1013 MPa	-
Einstufung Toxizität	Sehr giftig (T+)	Keine Einstufung	Sehr giftig (T+)	Keine Einstufung
Einstufung Umwelt		Keine Einstufung	Umweltgefährlich (N)	Keine Einstufung
MAK	0,25 mg/m ³ ^{1), 3)} 0,2 mg/m ³ ²⁾ 0,6 mg/m ³ (15 min) ²⁾	Kein MAK-Wert angegeben	0,25 mg/m ³ ¹⁾ 0,2 mg/m ³ ²⁾ 0,6 mg/m ³ (15 min) ²⁾	
Grenzwert nach Strahlenschutz-VO	Uranoxide: 2,5 mg/d (Inhalation) ⁴⁾ 150 mg (Ingestion) ⁴⁾			
Empfehlung WHO	< 0,6 mg/kg ⁴⁾			
Maximale Konzentration nach IRCP				1.500 Bq/m ³ (Arbeitsplätze) 500 Bq/m ³ (Wohnungen)
Halbwertszeit	²³⁸ U: 4,468·10 ⁹ a ²³⁵ U: 7,038·10 ⁸ a	138,376 d	siehe Uran	3,8 d
Biologische Halbwertszeit	300 d ³⁾	50 d	300 d ³⁾	
Tödliche Dosis beim Menschen		0,06-1,2 µg		
Quellen	¹⁾ [Brackhage 1998] ²⁾ [IUCALID 2009] ³⁾ [Katalyse 2009] ⁴⁾ [Helmerts 2009]	[GSF 2006]	¹⁾ [Brackhage 1998] ²⁾ [IUCALID 2009] ³⁾ [Katalyse 2009]	[LfU 2008]

Das in den Rückständen enthaltene ²²⁶Ra zerfällt fortwährend zu dem gasförmigen und radioaktivem ²²²Rn (Radon). Die Halbwertszeit von Radon ist mit 3,8 Tagen sehr kurz. Wenn Radon eingeatmet wird können in der Lunge entstehende Zerfallsprodukte Lungenkrebs auslösen.

Ein Teil dieses ²²²Rn kann aus dem Inneren der Deponie entweichen. Die austretende Radonmenge ist ziemlich unabhängig vom ursprünglichen Urangehalt im Erz. Sie hängt hauptsächlich vom ursprünglichen Gesamt-Uraninhalt des abgebauten Erzes ab [Diehl 2006].

²²²Rn wie auch andere in den Erzaufbereitungsrückständen vorhandene radioaktive Substanzen wie zum Beispiel ²¹⁰Po selbst ist ein Bestandteil der Zerfallsreihe von Uran.

Radioaktivität in den Tailings

(U-238 Reihe)

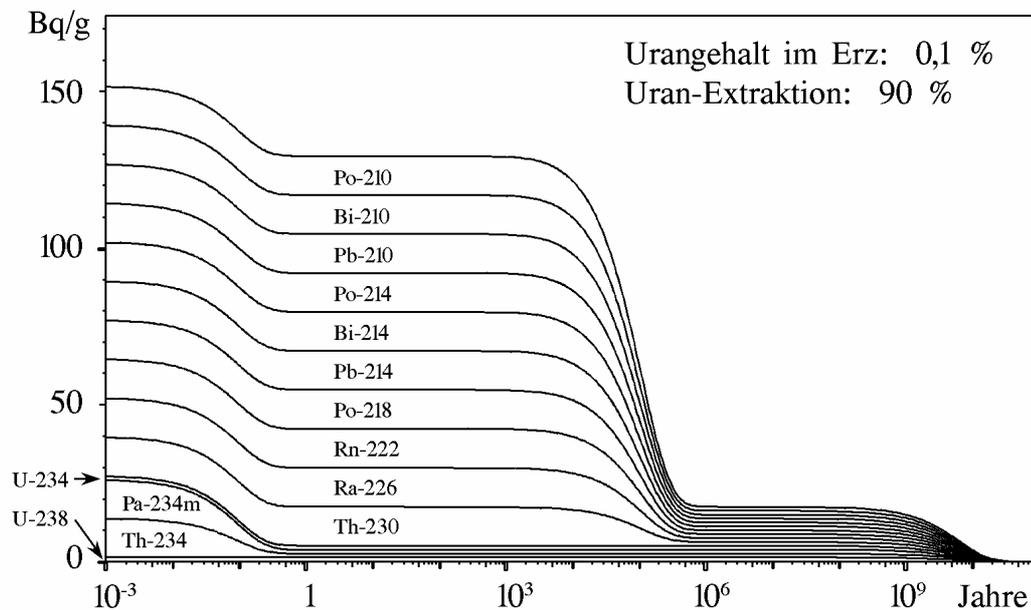


Abbildung 6-27: In den Uran-Aufbereitungsrückständen verbleibende Radioaktivität über die Zeit [Diehl 2006]

Die Radon-Emissionen sind eine der Hauptgefahren, die auch nach der Beendigung des Bergbaus fortbestehen. Die US-Umweltbehörde EPA (Environmental Protection Agency) hat abgeschätzt, dass das Risiko von Anwohnern einer 80 ha großen nicht abgedeckten Rückstands-Deponie, an Lungenkrebs zu erkranken, 2 zu 100 beträgt [Diehl 2006].

Daher müssen die Deponien über einen sehr langen Zeitraum gesichert werden. Trotzdem kam es immer wieder zu Dambrüchen und der damit verbundenen Freisetzung der giftigen und radioaktiven Substanzen [Diehl 2006].

Gelegentlich wurden trockene Rückstände aus Uranminen sogar für den Bau von Wohngebäuden verwendet. In Häusern, bei denen dieses Material verwandt wurde, hat man hohe Werte von Gammastrahlung und Radon gefunden. Die US-Umweltbehörde EPA schätzt das Lebenszeitrisiko von Bewohnern solcher Häuser, an Lungenkrebs zu erkranken, auf 4 Fälle pro 100 ein [Diehl 2006].

6.2.4 Kontamination von Boden und Wasser

Die in den Erzaufbereitungsrückständen („Tailings“) enthalten Säuren, Schwermetalle und radioaktiven Substanzen inklusive dem abgetrenntem Uran können in Oberflächengewässer und in das Grundwasser eindringen.

In der Mine „Olympic Dam“ in Australien werden die „Tailings“ auf einen Trockensubstanzgehalt von etwa 55% entwässert, bevor sie in der Nähe der Mine deponiert werden [Olympic Dam 2008].

Tabelle 6-6: Ausgewählte Bestandteile in den festen und flüssigen Rückständen [Olympic Dam 2009]

	fest [t/a]	flüssig [t/a]	Summe [t/a]	Summe [g/kWh _e]
Arsen	240-1.200	0	240-1.200	0,0017-0,0087
Blei	320-960	53	373-1.013	0,0027-0,0074
Uran	520-2.192	1138	1.658-3.330	0,0120-0,0242
Thorium	0	149	149	0,0011

Zum Vergleich dazu enthält Steinkohle je nach Herkunft zwischen 0,00146 und 0,0634 g Arsen pro kg sowie 0,0090 und 0,0507 g Blei pro kg [Rentz 1998]. Bei einem unteren Heizwert von 29 MJ/kg und einem elektrischen Wirkungsgrad von 45% ergeben sich daraus 0,0004 bis 0,0175 g Arsen pro kWh Kohlestrom bzw. 0,0025 bis 0,0140 g Blei pro kWh Kohlestrom.

6.2.5 Radioaktive Substanzen

Die Erzaufbereitungsrückstände („Tailings“) aus der Uranmine enthalten eine große Menge an radioaktiven Substanzen, die durch Erosion und Auswaschung freigesetzt werden können.

Tabelle 6-7: Radiaktivität der Rückstände aus der U₃O₈-Gewinnung am Beispiel der Mine „Olympic Dam“ in Australien [Olympic Dam 2008]

	fest [Bq/g]	flüssig [Bq/l]	Strahlenart	[10 ¹² Bq/a]	[Bq/kWh _e] ¹⁾
²¹⁰ Pb	5,3	150-250	β	1,31-2,19	9,53-15,99
²¹⁰ Po	6,4	30-100	α	0,26-0,88	1,91-6,35
²²⁶ Ra	5,8	3-10	α	0,03-0,09	0,19-0,64
²³⁰ Th	4,5	1.200-2.400	α	10,50-21,00	76,22-152,45
²³⁸ U	1,3	250-1.200	α	2,19-10,50	15,88-76,22

¹⁾ 67.320 t U bzw. 79.390 t U₃O₈ für 2639 TWh Strom; Uranförderung „Olympic Dam“ in 2008: 4.144 t U₃O₈

Zum Vergleich: Durch die Reaktorkatastrophe in Tschernobyl wurden etwa 85.000·10¹² Bq ¹³⁷Cs freigesetzt [GRS 1996].

Im Gegensatz zum ursprünglichen festen Gestein, weisen die abgelagerten Rückstände eine weniger stabile Struktur auf. Aufgrund der mechanischen Bearbeitung weisen die Rückstände die Struktur von Sand auf. Daher ist die Freisetzung radioaktiver Substanzen wahrscheinlicher als beim ursprünglichen Gestein. Auch Radongas (ein Produkt aus dem

Zerfall von Uran) wird aufgrund der größeren Oberfläche von Sand leichter in die Umgebung freigesetzt.

6.3 Beispiele

6.3.1 Tagebau mit hochkonzentriertem Erzabbau am Beispiel der Key Lake-Mine in Kanada

In [Dones 1996] wird die Gewinnung von Uran im Tagebau unter anderem am Beispiel der Uranmine „Key Lake“ in Saskatchewan in Kanada beschrieben. Obwohl die Mine „Key Lake“ inzwischen stillgelegt wurde, kann sie trotzdem als repräsentativ für Uranminen mit hoher Urankonzentration betrachtet werden. Die Mine wurde im Jahr 1983 in Betrieb genommen. Die U_3O_8 -Konzentration lag nach [Dones 1996] bei etwa 2,4 %.

Tabelle 6-8: Input- und Outputdaten für die Uranmine „Key Lake“ [Dones 1996]

	I/O	Einheit	Menge
U in Uranerz	Input	kg _U /kg _U	1,00
Strom	Input	kWh/kg _U	15,0
Diesel	Input	kWh/kg _U	3,75
H ₂ SO ₄	Input	kg/kg _U	8,40
Wasser	Input	kg/kg _U	325
U in U ₃ O ₈	Output	kg U	1,00

Der Strom wird in einem mit Dieselkraftstoff betriebenen Kraftwerk erzeugt. Der in Tabelle 6-8 angegebene Einsatz an Dieselkraftstoff wird für den Betrieb von Fahrzeugen auf dem Gelände der Mine und zum Transport des Erzes zur Aufbereitungsanlage benötigt.

6.3.2 Untertagebau und Tagebau mit niedrig konzentriertem Erzabbau in Koppelproduktion am Beispiel der Uranmine Olympic Dam in Australien

In der Uranmine „Olympic Dam“ (siehe Abbildung 6-28) erfolgt die Urangewinnung heute durch Untertagebau. 2008 wurde etwa 4.100 t U_3O_8 produziert. Daneben wurden noch 170.000 t Kupfer, 24 t Silber und 2,5 t Gold gefördert. Die geplanten Erweiterungen sollen zum Teil aber im Tagebau erfolgen. Die Produktion soll von heute etwa 4.100 t U_3O_8 um etwa 14.500 t U_3O_8 auf etwa 19.500 t U_3O_8 ausgeweitet werden.

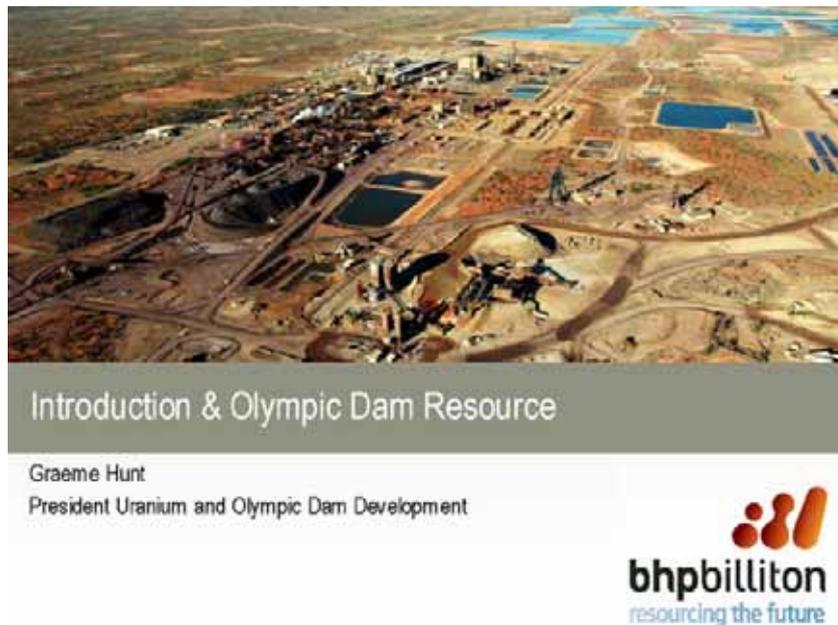


Abbildung 6-28: Mine „Olympic Dam“ (Bild: BHP Billiton PLC)

In [Olympic Dam 2008] sind keine Angaben zur Urankonzentration für die bestehende Mine und der geplanten Erweiterung zu finden. Es gibt nur allgemeine Angaben zu Reserven und Ressourcen und die damit verbundenen Urankonzentrationen. Daher wurde aus dem Urangehalt der festen und flüssigen Erzaufbereitungsrückstände sowie der produzierten Menge an U_3O_8 die gesamte im Erz vorhandene Uranmenge abgeleitet. Aus den Angaben über die gesamte Erzproduktion kann dann der Urangehalt abgeschätzt werden. Die Urankonzentration ist im Mittel mit etwa 0,061% (U) bzw. 0,072% (U_3O_8) sehr niedrig. Etwa 2.800 t U_3O_8 verbleiben in den Rückständen („Tailings“). Daraus ergibt sich eine Ausbeute von etwa 60 %. Bei den Angaben über die Urankonzentration in Erzaufbereitungsrückständen gibt es allerdings eine große Bandbreite (siehe Kapitel 6.2.4, Tabelle 6-6). Daher gibt es bei der daraus errechneten U_3O_8 -Konzentration eine Bandbreite von 0,061 bis 0,082 % und damit eine Ausbeute von 52 - 70 %.

Der Abbau und das Grobzerkleinern („Primary Crushing“) erfolgt im Untergrund. Das Uranerz der Mine „Olympic Dam“ zählt zu den „harten Erzen“. Die leer geförderten Stollen werden mit Zement verfüllt. Das zerkleinerte Erz wird über Förderbänder an die Oberfläche gebracht und dort bis zur Weiterverarbeitung gelagert.



Abbildung 6-29: Untageabbau von Uranerz Olympic Dam [Mining Technology 2009]

Das grob zerkleinerte Erz wird zu einem feinen Pulver gemahlen und mit Wasser gemischt. Das leichtere kupferreiche Material schwimmt oben während das uranreiche Material unten bleibt. Das uranreiche Material wird in Schwefelsäure gelöst (sauere Laugung: „Tails Leach“) und anschließend der hydrometallurgischen Anlage zugeführt. In der hydrometallurgischen Anlage wird restliches Kupfer sowie das Uran von uranhaltigem Materialstrom entfernt. Zunächst wird durch Dekantieren und Klären ein Teil der Verunreinigungen entfernt. Anschließend werden unter Zugabe von Lösungsmitteln noch Reste von Kupfer aus der Uranlösung entfernt (Lösungsmittlextraktion). Durch Zugabe von Ammoniak (NH_3) wird das Uran zu Ammoniumdiuranat (ADU, $(\text{NH}_4)_2\text{U}_2\text{O}_7$), auch „Yellow Cake“ genannt, umgesetzt. Anschließend erfolgt die Kalzinierung zu U_3O_8 .

Dem kupferreichen Materialstrom aus der Flotation wird ebenfalls Schwefelsäure zugegeben. Nach Entwässerung wird das schwefelsäurehaltige Kupferkonzentrat der Schmelzerei zugeführt. Dort werden dem kupferreichen Konzentrat Verunreinigungen wie Eisen und Silizium entzogen. Es entsteht Kupfer mit einer Reinheit von 99 %, das über Elektrolyse („Electrorefining“) weiter gereinigt wird.

SO_2 aus den Schmelzöfen wird zu H_2SO_4 umgesetzt und dem Prozess wieder zugeführt. Ein Teilstrom („Copper Electrolyte“) aus der Lösungsmittlextraktion („Copper Solvent Extraction“) wird der elektrolytischen Extraktion („Electrowinning“) zugeführt, aus dem ebenfalls reines Kupfer gewonnen wird. Die Rückstände aus der elektrolytischen Extraktion werden wieder der Dekantierung zurückgeführt. Aus dem Anodenschlamm wird Silber und Gold mit Hilfe einer Cyanid-Lösung (NaCN) abgetrennt. Vor der Abgabe der cyanidhaltigen Rückstände als „Tailings“ in die Teiche werden diese neutralisiert und entgiftet [Olympic Dam 2009]. Vor der Lagerung der Rückstände wird der Sand

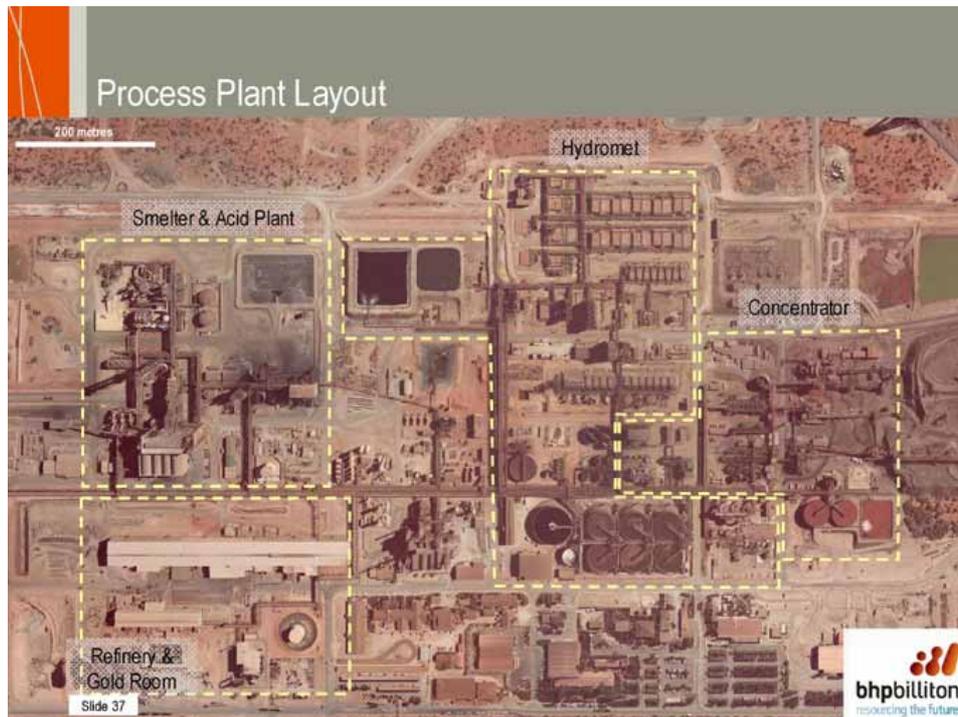


Abbildung 6-31: Bestehende Anlagen in „Olympic Dam“ (Bild: BHP Billiton PLC)

Das Uran wird als U_3O_8 auf dem Markt gebracht. Es wird in abgedichteten Stahlfässern mit einem Volumen von 200 l transportiert.

U_3O_8 wird nicht nur aus dem uranreichen Materialstrom produziert, sondern auch aus dem kupferreichen Materialstrom. Daher dürfte im Fall der kombinierten Produktion von U_3O_8 , Kupfer, Gold und Silber der Resturangehalt in den Rückständen niedriger sein, als bei einer Mine zur alleinigen Produktion von U_3O_8 . Aus den Angaben über den Urangehalt der Erzaufbereitungsrückstände für den bestehenden Betrieb von „Olympic Dam“ ergibt sich, dass der Resturangehalt in den Rückständen bei etwa 0,024 % liegt.

Tabelle 6-9: Olympic Dam: heutige Förderung und Ausbauziele [Olympic Dam 2008]

	Einheit	Heute (2008) 9,674 Mio. t	2016 20 Mio. t	2018 40 Mio. t	2020 60 Mio. t
Abbauverfahren	-	Tiefbau	Tiefbau	Tief/Tagebau	Tagebau
Bewegtes Material insgesamt	Mio. t	10			422
Input					
Diesel	m ³ /a	26.075	346.000	394.000	490.500
Strom	MWh _{el} /a	870.000	1.465.000	2.050.000	2.573.000
Sprengstoff (ANFO)	t/a	3.000	110.000	110.000	110.000
Sprengstoff (Emulsion)	t/a	2.000	4.500	4.500	4.500
LPG	GJ/a	780.000	0	816.000	816.000
Schweröl	m ³ /a	8.000	0	14.000	14.000
Sodaasche (Na ₂ CO ₃)	t/a	1.000	6.700	6.700	6.700
Koks	t/a	13.000	0	18.300	18.300
SF ₆	kg/a	0,50	1,00	2,05	3,05
Wasser	Mio. l/a	37			181
Output					
U ₃ O ₈	t/a	4.144			14.500
Kupfer	t/a	170.000			515.000
Silber	t/a	24			65
Gold	t/a	2,5			22
CO₂-Emissionen (nichtenergetisch)					
CO ₂ aus Erzaufbereitungsrückständen ¹⁾	t/a	22.000	66.700	133.400	200.080
CO ₂ aus Abraumhalde ²⁾	t/a	0	0	0	160.000
CO ₂ aus metallurgischen Prozessen	t/a	69.000	153.200	306.400	459.600
Flächenbedarf					
Lagerung Erzaufbereitungsrückstände („Tailings“)	ha				3.200
Ausgleichsteiche („Balance Ponds“)	ha				60
Prozesstechnik, Erzabbau, Abraumhalden, etc.	ha				1.140
Summe	ha				4.400

¹⁾ in [Olympic Dam 2008] als „Tailing Storage Facility“ (TSF) bezeichnet

²⁾ in [Olympic Dam 2008] als „Rock Storage Facility“ (RSF) bezeichnet

Insgesamt sollen im Jahr 2020 etwa 72 Mio. t Uranerz gefördert werden, aus denen dann etwa 19.000 t U₃O₈ erzeugt werden. Dafür müssen dann insgesamt 422 Mio. t Material bewegt werden.

Die bestehende Mine hat eine Produktionskapazität von 9 Mio. t Erz. 2008 wurden 9,674 Mio. t Erz gefördert. Die Erhöhung der Produktion von 9 auf 12 Mio. t pro Jahr („optimierte Produktion“) führt zu einem zusätzlichen Strombedarf von 270 GWh pro Jahr. Die zusätzliche Strommenge wird dabei hauptsächlich für die Belüftung der Stollen und dem Mahlen des geförderten Erzes benötigt [Olympic Dam 2009]. Da für den derzeitigen Betrieb der Mine bereits 870 GWh erforderlich sind, kann davon ausgegangen werden, dass auch insgesamt ein Großteil des Stroms für die Belüftung der Stollen und mechanischen Aufbereitung des Erzes erforderlich ist. Der Anteil des Strombedarfs, der nur der Produktion von Kupfer, Gold und Silber zuzuweisen ist, ist somit gering im Vergleich zum gesamten Strombedarf der Anlage.

Tabelle 6-10: Strombedarf der existierenden Uranmine, aufgeteilt in die einzelnen Anlagenteile [Olympic Dam 2009]

	Stromverbrauch [GWh/a]
Untertagebau	170
Zerkleinern, mahlen, flotieren	287
Schmelzofen, H ₂ SO ₄ -Produktion	220
Hydrometallurgische Anlage	43
Kupferraffination	105
Summe	825

Im Gegensatz zur bestehenden Mine beinhaltet die Erweiterung ab 2018 den Abbau von Uranerz im Tagebau. Während der Erschließungsphase müssen 300 bis 350 Mio. t Deckgebirge entfernt werden über einen Zeitraum von 5 bis 6 Jahren. Neben 60 Mio. t Erz werden pro Jahr 350 bis 390 Mio. t Gestein abgebaut. Der Zubau um 60 Mio. t führt zu zusätzlichen Rückständen („Tailings“) von etwa 58 Mio. t [Olympic Dam 2009].

Es existieren Pläne das Uranerz per Schiff nach China zu transportieren und dort zu U₃O₈ aufzubereiten. In diesem Fall würde das geförderte Uranerz (9,674 Mio. t im Jahr 2008) über eine Entfernung von etwa 10.000 km mit einem Schüttgutfrachter nach China transportiert werden. Der Kraftstoffverbrauch des Schüttgutfrachters liegt bei etwa 0,023 kWh Schweröl pro tkm (inklusive Rückfahrt ohne Fracht). Bei einer geförderten Menge an 4.144 t Uran im Jahr 2008 würden sich daraus zusätzliche Treibhausgasemissionen von etwa **4,8 g CO₂-Äquivalente pro kWh Strom aus Kernkraftwerken** ergeben. Die Bereitstellung des Schweröls ist dabei berücksichtigt.

Werden die Uranerzmenge (60 Mio. t/a) und U₃O₈-Produktionsmenge (14.500 t/a) der Erweiterung im Jahr 2020 verwendet, ergeben sich Treibhausgasemissionen von etwa **8,4 g CO₂-Äquivalent pro kWh Strom aus Kernkraftwerken**.

6.3.3 Projekte in Namibia und Niger

a) Rössing, Namibia

Die Uranmine „Rössing“ in Namibia ist eine der größten Uranminen und der größte Urantagebau der Welt. In ihr werden etwa 7 % der Weltproduktion gefördert. Die Mine liegt in den Klanbergen unweit des Flusses Khan, ca. 70 km von der Küstenstadt Swakopmund entfernt. In unmittelbarer Nähe des bestehenden Abbaugebietes sollen neue Bereiche der Uranlagerstätte erschlossen werden und die Produktion auf 6.500 t U_3O_8 pro Jahr erhöht werden [WISE 2008].



Abbildung 6-32: Standort der Rössing-Mine [Lawson 2008]

Bei der Uranmine „Rössing“ in Namibia wird das Uranerz im Tagebau gefördert. 2008 wurden in der Uranmine „Rössing“ in Namibia 4.108 t U_3O_8 (etwa auf dem Niveau der Mine „Olympic Dam“) aus 12,858 Mio. t Uranerz („Olympic Dam“: 9,67 Mio. t) produziert [Rössing 1/2009]. Es wird also mehr Uranerz pro t U_3O_8 gefördert als in der Mine „Olympic Dam“. Bei gleicher Uranausbeute wäre die U_3O_8 -Konzentration niedriger als bei der Mine „Olympic Dam“. Nach [Lawson 2008] beträgt die Uranausbeute aus der Laugung mehr als 50 %. Wenn die Uranausbeute insgesamt bei 50 bis 60% liegt, ergibt sich für die Uranmine „Rössing“ eine U_3O_8 -Konzentration von etwa 0,053 bis 0,064%.

Die Treibhausgasemissionen werden mit 54,2 t pro t U_3O_8 angegeben, was etwa 1,6 g pro kWh Strom aus Kernenergie führt, was sehr niedrig erscheint. Im Vergleich dazu werden in [Olympic Dam 2008] Treibhausgasemissionen von etwa 275 t CO_2 -Äquivalent pro t

U_3O_8 angegeben, was zu etwa 8 bis 9 g pro kWh Strom aus Atomkraft führen würde. Der Grund liegt vermutlich am hohen Anteil von erneuerbarem Strom in Namibia (2006: 94,1% aus Wasserkraft, 0,6 % aus Öl, 5,2 % aus Steinkohle). Der Hauptteil der Treibhausgasemissionen in „Olympic Dam“ stammt aus der Bereitstellung von Strom, der in Australien hauptsächlich aus Kohlekraftwerken stammt (2007: 78,43 % aus Steinkohle, 0,96 % aus Öl, 12,06 % aus Erdgas, 6,51 % aus Wasserkraft, 2,04 % aus anderen Quellen).

Würde die Bereitstellung des Stroms für „Olympic Dam“ mit erneuerbaren Energiequellen erfolgen, würden sich Treibhausgasemissionen von etwa 100 t pro t U_3O_8 liegen (bzw. etwa 3 g pro kWh Strom aus Kernenergie), was aber immer noch über den Werten der Uranmine „Rössing“ liegt. Daher könnte ein weiterer Grund für die relativ niedrigen spezifischen Treibhausgasemissionen darin liegen, dass im Gegensatz zu „Olympic Dam“ in der Uranmine „Rössing“ der Abbau im Tagebau erfolgt. Andererseits liegt der Mehraufwand an Energie beim Tiefbau vor allem an dem Strombedarf für die Lüftung der Stollen, was sich beim Einsatz von erneuerbaren Energiequellen nicht mehr auf die Treibhausgasemissionen auswirken würde.

Abbildung 6-33 zeigt die einzelnen Prozessschritte für die Produktion von U_3O_8 in der Uranmine Rössing.

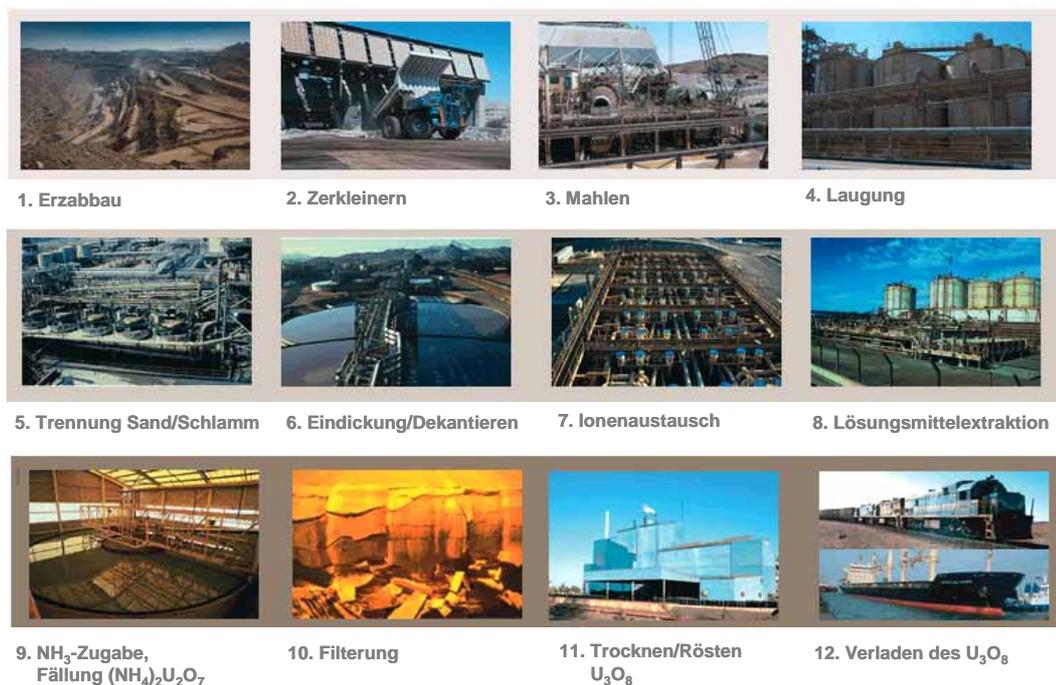


Abbildung 6-33: Prozessschritte in der Uranmine „Rössing“ in Namibia [Rössing 200]

Thermischer Energie dürfte hauptsächlich beim Trocknen und Rösten erforderlich sein. Dieselkraftstoff ist für den Betrieb von Fahrzeugen erforderlich. Die meisten Prozesse dürften eher stromintensiv sein. Aufgrund des hohen Anteils von Wasserkraft bei der Stromerzeugung in Namibia dürften energiebedingte CO₂-Emissionen nur bei der Produktion von Wärme sowie beim Betrieb von mit Dieselkraftstoff betriebenen Maschinen und Fahrzeugen entstehen. Daneben treten CO₂-Emissionen aufgrund chemischer Reaktionen bei den abgelagerten Rückständen sowie prozessbedingte CO₂-Emissionen auf.



Abbildung 6-34: Lagerung der Erzaufbereitungsrückstände („Tailings“) bei der Rössing-Mine [Lawson 2008]

in 2005 betrug die Fläche der „Tailings“ etwa 650 ha. Die Höhe des Damms für die Eingrenzung der „Tailings“ liegt bei etwa 95 m. Kurzfristig soll durch kontinuierliches Besprühen mit Wasser die Verwehung von Staub aus den „Tailings“ verhindert werden. Langfristig soll das Verwehen von Staub aus den Tailings durch Abdecken mit Gestein verhindert werden. Durch Drainagen soll das Sickerwasser aufgefangen und ein Eindringen in den Grundwasserstrom verhindert werden und Bis 2016 werden in der Rössing-Mine 164 Mio. t „Tailings“ anfallen, die deponiert werden müssen [Lawson 2008].

In Namibia wird seit Ende der 1970er Jahre Uran abgebaut. Ein vor kurzem vom Labour Resource and Research Institute (LaRRI) in Namibia veröffentlichter Bericht [LaRRI 2009] beschreibt Krankheits- und Todesfälle bei Minenarbeitern aufgrund des Kontakts mit radioaktiven Substanzen. Die Schutzmaßnahmen haben sich zwar seit Beginn des

Uranabbau verbessert. Inzwischen tragen die Arbeiter Staubmasken, wenn sich in Bereichen hoher Staubbelastung aufhalten. Der Schwerpunkt der Schutzmaßnahmen wird jedoch auf das Tragen von Sicherheitsschuhen und Schutzhelmen gelegt, weniger jedoch auf den Schutz vor der Radioaktivität. Im Tagebau kommt es zu starker Staubentwicklung und der Wind weht den Staub auch in den Ort Arandis, einer von Rössing errichteten Stadt für die Minenarbeiter.

Die Minenarbeiter und die Bewohner von Arandis atmen Staub und Radongas aus den Abbaugebieten ein. Die Ärzte sind Angestellte der Rössing-Mine und geben häufig eine falsche Auskunft, wenn Arbeiter mit Beschwerden zu ihnen kommen. Ein heute noch bei Rössing arbeitender Minenarbeiter erzählte bei einem Interview, dass der Großteil seiner Kollegen bereits gestorben ist. Bei einem Kollegen wurde Silikose diagnostiziert. 6 Monate, nachdem er Rössing verlassen hatte, starb er an einen Hirntumor. Die Radioaktivität wirkt sich nicht nur auf die jetzt lebenden Personen aus. Es werden genetische Schäden bei den Nachkommen der Minenarbeiter erwartet [LaRRI 2009].

Nach [Lawson 2008] wurde kein Rössing-Mitarbeiter mit einer Strahlendosis von mehr als 20 mSv pro Jahr (Grenzwert für beruflich Strahlenexponierte nach International Atomic Energy Agency (IAEA)). Im Geschäftsbericht [Rössing 2/2009] wird die Strahlenbelastung der Mitarbeiter in der Rössing-Mine mit bis zu 5 mSv pro Jahr angegeben.

Diese Strahlenbelastung kann mit der natürlichen Strahlenbelastung verglichen werden. Die natürliche Strahlenbelastung ist bereits in Deutschland regional sehr unterschiedlich (siehe Abbildung 6-35). In den meisten Regionen liegt die Strahlenbelastung unter 1 mSv pro Jahr.

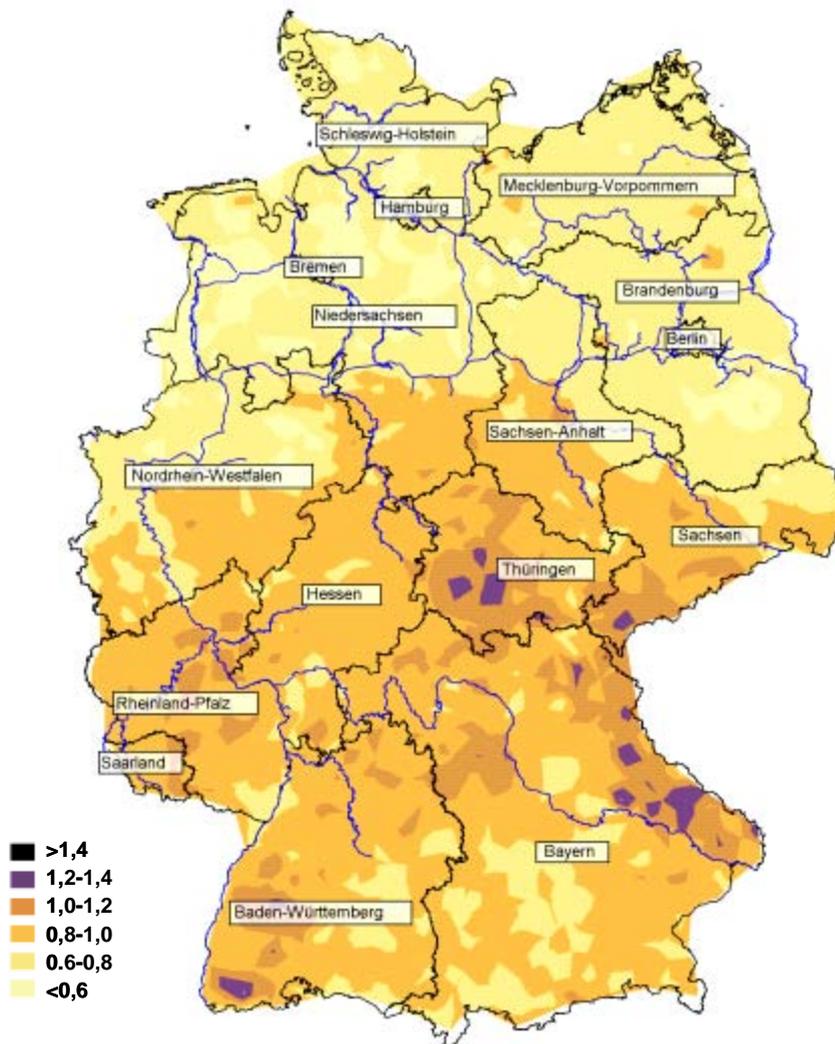


Abbildung 6-35: γ -Ortsdosis im Jahr 2005 auf dem Gebiet der Bundesrepublik [BMU 2007]

Die Ortsdosis in Abbildung 6-35 beinhaltet die Strahlendosis aus radioaktiven Substanzen im Boden, radioaktiven Partikeln in der Luft und die kosmische Strahlung⁴.

In Windhoek in Namibia beträgt die natürliche Strahlenbelastung aus dem Boden etwa 0,07 mSv pro Jahr [Oyedele 2006]. Inklusiv der Höhenstrahlung (0,6 mSv bei 2000 m über dem Meer) würden sich weniger als 0,7 mSv pro Jahr ergeben. In der Region Erongo in Namibia liegt die natürliche Strahlenbelastung bei etwa 3,0 mSv pro Jahr, in Arandis (das in der Nähe der Uranmine Rössing liegt) bei etwa 5,4 mSv pro Jahr [IAEA 2009]. Der Betrieb der Uranminen führt offensichtlich zu einer Erhöhung der Strahlenbelastung. Der

⁴ Die Karte beinhaltet auch die Strahlendosis aufgrund von ¹³⁷CS aus der Reaktorkatastrophe in Tschernobyl. Der Anteil an der gesamten γ -Ortsdosis ist inzwischen jedoch gering.

Grenzwert für die Strahlung aus der gezielten Nutzung von radioaktiven Substanzen (also die zusätzliche Strahlenbelastung) ist nach der europäischen Richtlinie 96/29/EURATOM und der deutschen Strahlenschutzverordnung (StrlSchV) für die Gesamtbevölkerung bei 1 mSv pro Jahr festgelegt.

b) Valencia, Namibia

In Namibia ist auch die Erschließung neuer Uranminen geplant. Ein Projekt ist das „Valencia Project“ von der Firma Valencia Uranium (Pty) in der Region Erongo. Die mittlere Urankonzentration ist sehr niedrig („Measured Ressources“ etwa 0,015%) [Peters 2009]. Wie in der Rössing-Mine soll das Uranerz im Tagebau gefördert werden.

Es werden etwa 500 t Schwefelsäure (H_2SO_4), 500 t gebrannter Kalk (CaO), 400 t Pyrolusit (MnO_2) und 0,1 t Natronlauge (NaOH) pro Tag verbraucht bei einer zu verarbeitenden Uranerzmenge („ore milled“) von 25.000 t pro Tag [Peters 2009], [DWA 2008]. Daneben sind noch 200 t Wasser pro Tag erforderlich [DWA 2008]. Die elektrische Leistungsaufnahme beträgt etwa 29,7 MW [Peters 2009].

Tabelle 6-11: „Valencia Project“ in Namibia

	Einheit	Valencia Project
Abbauverfahren	-	Tagebau
Uranerzabbau („ore mined“)	Mio. t/a	147
Uranerzverarbeitung („ore milled“)	Mio. t/a	122
Input		
Diesel	kWh/kg _U	406
Strom	kWh/kg _U	199
Sprengstoff (ANFO)	kg/kg _U	0
H ₂ SO ₄	kg/kg _U	140
CaO	kg/kg _U	140
Pyrolusit (MnO ₂)	kg/kg _U	112
NaOH	kg/kg _U	0,028
Wasser	kg/kg _U	56
Output		
U ₃ O ₈	t/a	20.594
CO₂-Emissionen (nichtenergetisch)		
CO ₂ aus Erzaufbereitungsrückständen ¹⁾	g/kg _U	28.035
CO ₂ aus Abraumhalde ²⁾	g/kg _U	67.270
CO ₂ aus metallurgischen Prozessen	g/kg _U	64.411
Flächenbedarf		
Lagerung Erzaufbereitungsrückstände („Tailings“)	ha	
Ausgleichsteiche („Balance Ponds“)	ha	
Prozesstechnik, Erzabbau, Abraumhalden, etc.	ha	
Summe	ha	

¹⁾ in [Olympic Dam 2008] als „Tailing Storage Facility“ (TSF) bezeichnet

²⁾ in [Olympic Dam 2008] als „Rock Storage Facility“ (RSF) bezeichnet

Der Einsatz von Dieselmotoren und die nichtenergetischen CO₂-Emissionen wurden aus den Daten für „Olympic Dam“ abgeleitet. Dabei wurde nur der Teil von „Olympic Dam“ berücksichtigt, bei dem das Uranerz im Tagebau gefördert wird.

Es ist nicht immer klar, ob es sich bei den Angaben in [DWA 2008] zum Chemikalieneinsatz um Brutto oder Nettoeinsatz handelt. Es wurde angenommen, dass das für die Ausfällung von Ammoniumdiuranat ((NH₄)₂U₂O₇) erforderliche Ammoniak (NH₃) bei der Kalzinierung (Umsetzung des Ammoniumdiuranats zu U₃O₈) vollständig wieder zurück gewonnen wird.

Zur Deckung des Stromverbrauchs der in Namibia geplanten Uranminen ist der Bau eines Kohlekraftwerks mit einer elektrischen Leistung von 800 MW geplant [WISE 2009]. Daher wurde für die Ermittlung der Treibhausgasemissionen (Kapitel 6.2.2) angenommen, dass der Strombedarf der Uranmine durch ein modernes Kohlekraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 43,5% (mittlerer Wirkungsgrad über 35 Jahre Betrieb nach [Nitsch 1999]) gedeckt wird.

Wie bei der Rössing-Mine besteht die Gefahr der Freisetzung von radioaktiven und toxischen Substanzen aus den Erzaufbereitrückständen („Tailings“).

c) Arlit, Niger

Heute sind in Niger zwei Uranminen in Betrieb (Arlit und Akouta). Deren Anteil an der weltweiten Produktion von Uran beträgt heute etwa 7,5%. Die Förderung des Urans in der Uranmine „Arlit“ erfolgt im Tagebau.

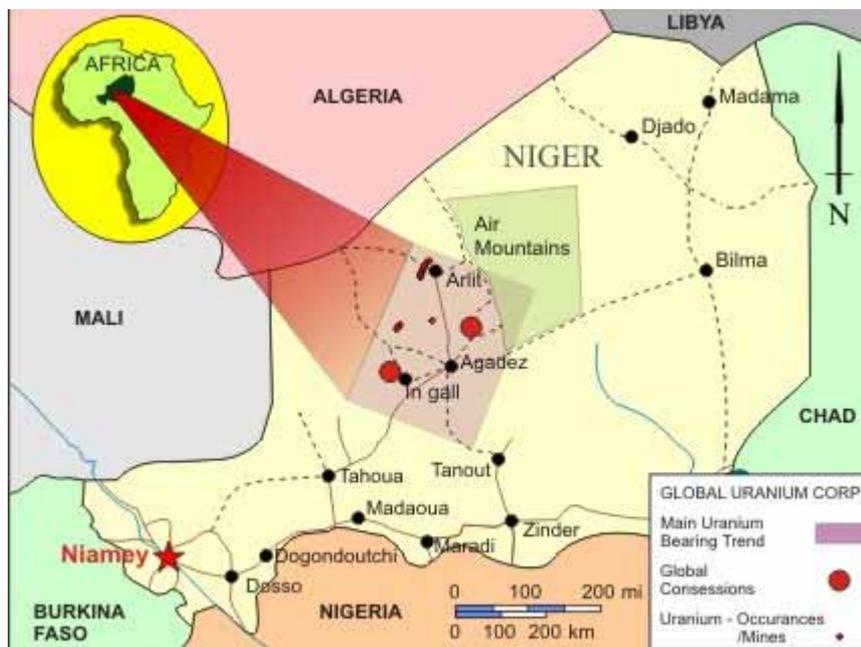


Abbildung 6-36: Standorte der Uranminen in Niger [Global Atomic Fuels 2009]

Geplante Uranminen sind das „Imouraren“, „Azelik“, „In Gall“, „Madaouéla“ und „Adrar Emoles“ [WISE 2009].



Abbildung 6-37: Uranmine „Arlit“

6.4 Bereitstellung von Kernbrennstoff aus der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente

Bei der Wiederaufarbeitung von abgebrannten Brennelementen fallen feste und gasförmige Spaltprodukte an. Gasförmige Spaltprodukte bestehend aus radioaktiven Edelgasen (z.B. ^{85}Kr) werden zu einem großen Teil über den Kamin an die Atmosphäre abgegeben. Nahezu das gesamte ^{85}Kr -Inventar auf der Welt stammt aus Wiederaufarbeitungsanlagen. Darüber hinaus wird ^{85}Kr auch aus Kernkraftwerken emittiert.

Es gibt Hinweise darauf, dass sich ^{85}Kr aufgrund von Ionisierungsvorgängen auf das Klima der Erde auswirkt. Trotzdem spielt ^{85}Kr noch keine Rolle bei internationalen Klimaverhandlungen [Mez 2008].

Die heutigen ^{85}Kr -Emissionen liegen bei etwa 2 EBq ($2 \cdot 10^{18}$ Bq) pro Jahr. Bei einer auch in Zukunft unveränderten ^{85}Kr -Emission würde sich in der stratosphärischen und troposphärischen Atmosphäre langfristig eine ^{85}Kr -Radioaktivitäts-Konzentration von im Mittel etwa 7,8 Bq pro m^3 einstellen. Im Umkreis von 100 km um Wiederaufarbeitungsanlagen mit einer Emission von 0,7 EBq ($0,7 \cdot 10^{18}$ Bq) pro Jahr stellt sich eine Konzentration von etwa 17,5 Bq pro m^3 Luft ein. Im Umkreis von 1 km um Wiederaufarbeitungsanlagen sind es bis zu 1000 Bq pro m^3 Luft. Die ^{85}Kr -Konzentration

liegt um etwa 8 Größenordnungen (Faktor 10^8) über der natürlichen Konzentration (Zeit vor Nutzung der Kernenergie) [Goosens 1994].

Auch in den letzten Jahren ist noch ein Anstieg der ^{85}Kr -Konzentration zu beobachten (Abbildung 6-38)

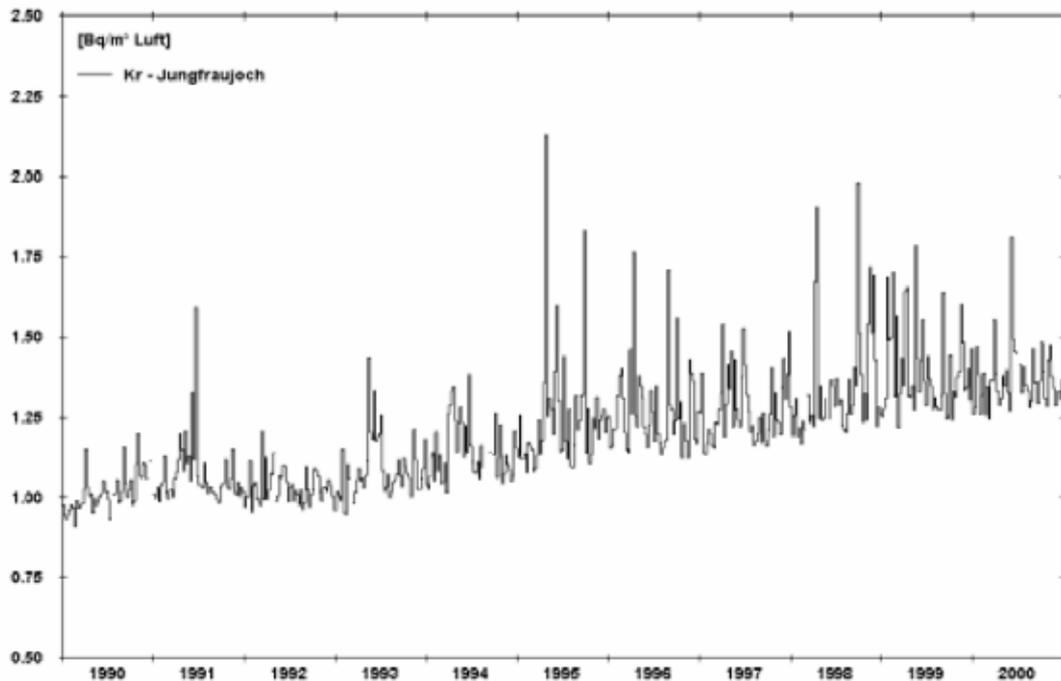


Abbildung 6-38: Krypton in der Atmosphäre [Michel 2003]

Als β -Strahler mit einer mittleren Energie von 250 keV hat ^{85}Kr Ionisierungspotenzial. Bei einer ^{85}Kr -Konzentration von $7,8 \text{ Bq/m}^3$ erhöht sich die Ionisation in der Atmosphäre um etwa 3,5%. Durch die relativ hohe Ionisierungsenergie kommt es zur Bildung von Ozon (O_3) [Goosens 1994]. Neben der Emission von CH_4 , NMOVO, NO_x und CO kommt es auch durch die Emission des radioaktiven Edelgases ^{85}Kr zu einem Anstieg der Ozonkonzentration in der Troposphäre. Ozon in der Troposphäre wirkt auch als Treibhausgas (im Gegensatz zum Ozon in der Stratosphäre, wo es als UV-Filter wirkt, wirkt sich ein Anstieg der Ozonkonzentration in der Troposphäre schädlich auf Lebewesen aus (Ozonsmog)).

Für eine Quantifizierung des Effekts ist jedoch weitere Forschung erforderlich. Bei einer ^{85}Kr -Konzentration von $17,5 \text{ Bq/m}^3$ würde sich die Ionisation in der Umgebung der Wiederaufarbeitungsanlage um 90% erhöhen mit der Folge eines potenziellen Einflusses auf das lokale Klima [Goosens 1994].

Darüber hinaus kommt es zu Freisetzung weiterer radioaktiver Substanzen wie z.B. ^{129}I (ein radioaktives Iod-Isotop) in das Abwasser. Der Großteil des ^{129}I in den Ozeanen der Welt stammt aus Wiederaufbereitungsanlagen, eine kleinerer Teil aus Atomwaffenversuchen. Ein Großteil der Emissionen an Tritium (^3H) stammt ebenfalls aus kerntechnischen Anlagen, davon zum großen Teil aus Wiederaufbereitungsanlagen [Fairlie 2008]. Ein Teil des Tritiums wird aber auch beim Betrieb von Kernkraftwerken emittiert (z.B. mehr als 150 TBq über Abluft und Abwasser aus den in Deutschland installierten Kernkraftwerke [BfS 2008]).

Tabelle 6-12: Emissionen ausgewählter radioaktiver Substanzen aus Wiederaufbereitungsanlagen am Beispiel von „Sellafield“ und „La Hague“

	Pfad	2006 [TBq/a]	2007 [TBq/a]	2008 [TBq/a]	Grenzwert [TBq/a]
La Hague [Areva 2009]					
^{85}Kr	Abgas	242.000	237.000	155.000	470.000
^3H	Abgas	67,8	63,6	46,4	150
	Abwasser	11.060	12.000	8.200	18.500
^{129}I	Abgas	0,00681	0,0093	0,0071	0,02
	Abwasser	1,3	1,4	1,1	2,6
^{14}C	Abgas	14,2	13,2	13,5	28
	Abwasser	7,5	7,08	6,24	42
^{90}Sr	Abwasser	0,22	0,12	0,17	12
^{137}Cs	Abwasser	0,62	1,0	1,0	0,5
^{106}Ru	Abwasser	4,8	2,23	3,37	15
^{60}Co	Abwasser	0,21	0,47	0,12	1,4
Sellafield [IGSE 2008] [WISE 2001]					
^{85}Kr	Abgas	22.800 ¹⁾	0 ²⁾	304.000 ³⁾	k. A.
^3H	Abgas	k. A.	k. A.	ca. 900 ³⁾	k. A.
	Abwasser	k. A.	k. A.	ca. 20.000 ³⁾	k. A.
^{129}I	Abgas	k. A.	k. A.	ca. 0,1 ³⁾	k. A.
	Abwasser	k. A.	k. A.	ca. 11 ³⁾	k. A.
^{14}C	Abgas	k. A.	k. A.	ca. 0,6 ³⁾	k. A.
	Abwasser	k. A.	k. A.	ca. 42 ³⁾	k. A.
^{90}Sr	Abwasser	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
^{137}Cs	Abwasser	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
^{106}Ru	Abwasser	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
^{60}Co	Abwasser	k. A.	k. A.	ca. 10 ³⁾	k. A.
^{99}Tc	Abwasser	k. A.	k. A.	ca. 90 ³⁾	k. A.

¹⁾ in den Jahren davor wurden mehr als 100.000 TBq pro Jahr emittiert; ²⁾ Anlage wahrscheinlich aufgrund von Störungen außer Betrieb; ³⁾ nach [WISE 2001] erwartete Emissionen

Im Fall der Wiederaufarbeitungsanlagen in La Hague und in Sellafield (früher „Windscale“) wird das Abwasser ins Meer geleitet.

In der Vergangenheit kam es in Wiederaufarbeitungsanlagen immer wieder zu Störfällen mit massiver Freisetzung radioaktiver Substanzen. Seit Inbetriebnahme der Wiederaufarbeitungsanlage Sellafield wurden 250 bis 500 kg Plutonium in die irische See geleitet, die sich nun in den Sedimenten befinden. Das Risiko von Störfällen ist sehr hoch. Die zur Zeit in der Wiederaufarbeitungsanlage Sellafield gelagerte Menge an flüssigen hochaktiven radioaktivem Abfall (2.100 kg) enthält etwa 7 Mio. TBq an ^{137}Cs , was in etwa der 80-fachen Menge entspricht, die beim Reaktorunfall in Tschernobyl freigesetzt wurde. Wird angenommen, dass bei einem Störfall die Hälfte dieser Menge freigesetzt wird, würde es zum mehr als einer Million tödlich verlaufender Krebserkrankungen kommen [WISE 2001].

Die Wiederaufarbeitung von abgebrannten Kernbrennstäben führt somit zu einem erheblichen Anstieg an Emissionen von radioaktiven Substanzen und könnte sogar zu einer Verstärkung des „Ozonsmogs“ und des Treibhausgaseffekts aufgrund der ^{85}Kr -Emissionen führen.

6.5 Übersicht weltweite Umweltfolgen

Tabelle 6-13 zeigt eine Übersicht über die weltweiten Umweltfolgen bei der Bereitstellung von Kernbrennstoff.

Tabelle 6-13: Übersicht über die weltweiten Umweltfolgen bei der Bereitstellung von Kernbrennstoff

Umweltwirkung	Quelle	Schadstoff	Menge	Bewertung Relevanz bzgl. Kernenergie
Treibhausgaseffekt	Verbrennung fossiler Brennstoffe	Treibhausgase	bis ca. 50 g CO ₂ -Äquiv./kWh _{el}	niedrig
	Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente Kernkraftwerke	⁸⁵ Kr	ca. 2 Ebq/a	hoch
Versauerung	Verbrennung fossiler Brennstoffe	SO ₂ , NO _x		niedrig
Photosmog	Verbrennung fossiler Brennstoffe	NO _x , NMVOC		niedrig
	Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente Kernkraftwerke	⁸⁵ Kr	ca. 2 Ebq/a	hoch
Eutrophierung	Verbrennung fossiler Brennstoffe	NO _x		niedrig
Abbau der Ozonschicht	Urananreicherung	FCKW		inzwischen nicht mehr eingesetzt
Ökotoxizität	Uranabbau	Nicht radioaktive Substanzen		mittel
	Gesamtkette Bereitstellung, Nutzung und Entsorgung	Radioaktive Substanzen		hoch
Humantoxizität	Uranabbau	Nicht radioaktive Substanzen		mittel
	Gesamtkette Bereitstellung, Nutzung und Entsorgung	Radioaktive Substanzen		hoch
Naturraumbeanspruchung	Uranabbau	-		mittel
Artenvielfalt	Uranabbau	-		Abhängig vom Standort

Die Emission von Treibhausgasen (ohne Berücksichtigung von ⁸⁵Kr) spielt bei Strom aus Kernkraftwerken eine untergeordnete Rolle, genauso wie die Emission von Luftschadstoffen wie SO₂, NO_x, NMVOC, CO und Staub. Selbst wenn das Uran aus Minen

mit einer U_3O_8 -Konzentration von 0,015% stammt, die Urananreicherung über die Diffusion erfolgt und der Strom für die Urananreicherung zum großen Teil aus Kohlekraftwerken stammt, liegen die Treibhausgasemissionen bei weniger als 50 g CO_2 -Äquivalent pro kWh Strom. Erst bei einer U_3O_8 -Konzentration von deutlich weniger als 0,015% sind erhebliche spezifische Treibhausgasemissionen zu erwarten. In wie weit die Emission von ^{85}Kr Einfluss auf das Klima hat, muss noch untersucht werden.

Das Hauptproblem der Nutzung der Kernenergie liegt in der Freisetzung von radioaktiven Substanzen, vor allem bei der Gewinnung des Urans und bei der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente. Obwohl der Betrieb der Kernkraftwerke selbst einen geringen Anteil an der Emission von radioaktiven Substanzen über die gesamte Bereitstellungskette für Kernbrennstoff aufweist, ist ein Anstieg von Krebserkrankungen bei Kindern in der Nähe von Kernkraftwerken in Deutschland festgestellt worden [KiKK 2007].

Epidemiologische Studien zeigen immer nur Indizien, können aber keinen Beweis liefern. Das Ergebnis der Kinder-Krebs-Studie ist aber auf Basis des heutigen Wissens nicht erklärbar [Pflugbeil 2008]. Nach [Pflugbeil 2008] stellen sich folgende Fragen:

- Anreicherung von radioaktiven Partikeln im Körper: Es gibt große Unsicherheiten im Bereich von mehreren 10er-Potenzen.
- Wurden die Messwerte sorgfältig erfasst und übermittelt?
- Sind die Modelle für die Berechnung der Strahlendosis korrekt?
- Sind wirklich alle Emissionen erfasst?

Die effektive Strahlendosis in der Nähe von Atomkraftwerken liegt auf Basis von Messungen bei etwa 10 μSv . Der Grenzwert liegt bei 300 μSv . Die natürliche Strahlenbelastung liegt zwischen 1.000 und 6.000 μSv bzw. zwischen 1 und 6 mSv.

Aber es gibt größte Unsicherheiten (einige 10er-Potenzen) bei der Berechnung der Strahlendosis. Bei den Wichtungsfaktoren gibt es ebenfalls große Unsicherheiten, auch bei den Neutronen. Bei der Messung nicht erfasste Feinstaubpartikel können ebenfalls radioaktives Material enthalten [Amannsberger 2008].

7 ZUSAMMENFASSUNG

Abbildung 7-1 zeigt die Entwicklung der Versorgungssituation seit 1950. Im Jahr 2009 betrug die weltweite Uranförderung 50.770 Tonnen Uran. Gegenüber 2008 ist das ein Zuwachs von 15,8 Prozent. Der Uranbedarf zum Betrieb der weltweiten Reaktoren belief sich auf etwa 59.000 Tonnen. Die Lücke wurde mit Beständen gefüllt [NEA 2010]:

- Lagerbestände von natürlichem und angereichertem Uran aus militärischen und zivilen Depots
- Uran aus Wiederaufarbeitungsanlagen und aus militärischen Plutoniumbeständen
- Uran produziert aus der Anreicherung von abgereicherten Uranhalden

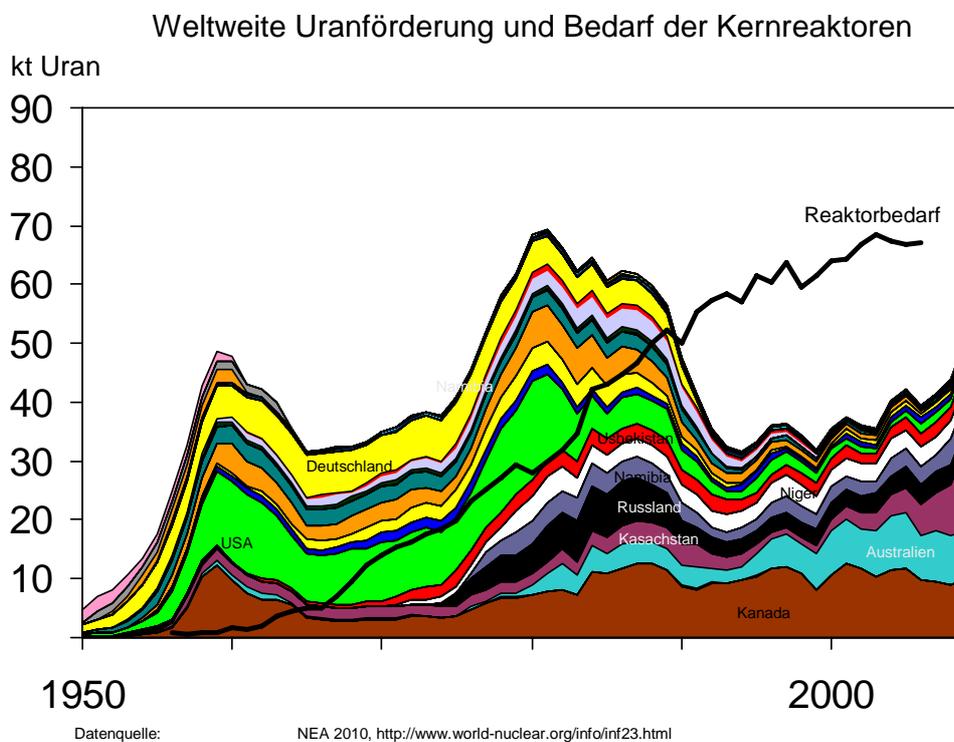


Abbildung 7-1: Uranförderung der einzelnen Staaten einschließlich 2008 sowie Uranbedarf für zivile Reaktoren (einschließlich 2007). [NEA 2005, NEA 1/2009], [WNA 2010]

Die genauen Angaben der Bestände sind unbekannt. Die maximale Menge kann jedoch aus der Differenz der Uranproduktion seit 1945 und dem Verbrauch der Reaktoren seit 1945 geschätzt werden. Bis Ende des Jahres 2008 betrug dies etwa 575.000 Tonnen Uran.

Bis Ende 2009 ist sie vermutlich auf 565.000 Tonnen gesunken. Diese Uranmenge abzüglich der Mengen für militärische (Nuklearwaffen) und sonstige zivile (Medizin, Forschung) könnte maximal für den Betrieb von Kernreaktoren aus Lagerbeständen verfügbar gemacht werden.

Ein wesentlicher Teil der Differenz zwischen Uranbedarf und –Produktion wurde seit 1993 aus der „Abreicherung“ von russischem HEU (highly enriched uranium) für Atomwaffen beigesteuert. Diese Menge betrug jährlich bis zu 10.000 Tonnen Natururan-Äquivalenten. Der bestehende Vertrag sieht Lieferungen bis zum Jahr 2013 vor und wurde im Juni 2006 von Russland nicht verlängert. Details hierzu sind in Kap. 4 nachzulesen.

Daher ist zu erwarten, dass sich ab etwa 2013 eine Versorgungslücke in der Größenordnung von 10.000 Tonnen Uran öffnet, die durch entsprechende Ausweitung der Förderung gedeckt werden muss, selbst wenn der Uranbedarf konstant bliebe.

Da das Erstinventar an Uran bei Inbetriebnahme neuer Reaktoren jedoch etwa um den Faktor drei größer ist als im Durchschnitt bei Nachladungen, ist zu erwarten, dass der Bedarf in den kommenden Jahren steigt, selbst wenn in der Nettobilanz der Neubau von Reaktoren durch das Abschalten älterer Reaktoren ausgeglichen wird und kein Nettozuwachs an Reaktorleistung erfolgt.

Weitere Uranmengen kommen aus der MOX-Produktion. Bis Ende 2008 betrug die entsprechenden Mengen insgesamt ca. 16.000 t Natururan-Äquivalent. [NEA 2010]

Jährlich können aus diesem Bereich etwa 1000-1200 Tonnen Natururan-Äquivalent dazukommen. Ein Betrag von ca. 2500 t Natururan-Äquivalent wird durch Wiederaufarbeitung von Uran (sogenanntes RepU) beigesteuert, wobei fast jeweils die Hälfte aus Frankreich und Russland stammt.

Eine weitere potenziell Versorgungsquelle ist die Anreicherung von abgereicherten Haldenbeständen. Natururan enthält etwa 0,7 % ^{235}U . Für den Betrieb in Reaktoren wird dieses auf etwa 3 - 5% angereichert (sog. LOW oder low enriched uranium). Für militärische Zwecke wird es auf 85 % und mehr angereichert (sog. HEU oder high enriched uranium). Diese Anreicherung erfolgt durch entsprechende „Abreicherung“ des natürlichen Urans. Meist werden die natürlichen Uranbestände dabei von 0,711% ^{235}U -Anteil auf 0,2 bis 0,3 % ^{235}U -Anteil abgereichert zugunsten des Konzentrates mit einem Anteil von 3 % bzw. 85 % ^{235}U . Diese abgereicherten Mengen gelangen auf Halde. Natürlich können diese bereits abgereicherten Mengen weiter an ^{235}U verarmt werden um die Ausbeute an angereichertem Uran zu erhöhen. Allerdings steigt der Aufwand hierfür deutlich und die zusätzlich gewonnenen Mengen angereichertes Uran steigen nur marginal.

Aus diesen Zwängen heraus ist es absehbar, dass Versorgungsengpässe von Uran bald auftreten (möglicherweise bereits innerhalb der kommenden 5 Jahre), wenn es nicht gelingt, den Anteil der Wiederaufarbeitung deutlich zu erhöhen oder die Uranförderung

deutlich auszuweiten. Eine Erhöhung der Wiederaufarbeitungsanteil ist innerhalb der kommenden zehn Jahre äußerst unwahrscheinlich, da die Vorlaufzeiten für entsprechende Anlagen mindestens 10 Jahre, eher aber 15 bis 20 Jahre betragen dürften.

Die Förderausweitung ist zunächst von den verfügbaren Reserven – und im Detail von der zeitgerechten Realisierung der Ausbaupläne der einzelnen Minen – abhängig.

Die Reserven werden in Zweijahresintervallen von der NEA (Nuclear Energy Agency) aktualisiert und in einem Bericht veröffentlicht. Die letzte Veröffentlichung stammt aus dem Jahr 2010 und gibt Angaben für das Jahr 2009 [NEA 2010].

Abbildung 7-2 zeigt die Definition der Reserven. Diese werden eingeteilt in *Reasonably Assured Resources* (RAR), *Inferred Resources* (IR), *Prognosticated Resources* (PR) und *Speculative Resources* (SR). Die Datenqualität wird immer unsicherer, von *Reasonably Assured Resources* hin zu *Speculative Resources* und *Prognosticated Resources*. Die beiden letztgenannten Kategorien beruhen auf Spekulation und sollten in einer seriösen Betrachtung über künftige Uranfördermöglichkeiten nicht berücksichtigt werden. Mit ihnen kann man nicht planen oder rechnen, da weder deren Existenz gesichert ist, noch klar ist, welcher Anteil dieser Mengen jemals zu vertretbaren Bedingungen gefördert werden kann. Man kann bestenfalls darauf hoffen, dass sich ein Teil davon später in förderbaren Mengen niederschlägt.

Die *Reasonably Assured Resources* und *Inferred Resources* werden wiederum in drei Kostenkategorien eingeteilt, die ihrerseits eine Unterscheidung hinsichtlich der Datenqualität bedeuten, derart, dass RAR <40\$/kgU den Status von Reserven besitzen. Auch hier wird mit steigender Klassifizierung (bis hin zu IR <130\$/kgU) immer unsicherer, ob diese Mengen bzw. welcher Anteil dieser Mengen jemals zu vertretbaren Bedingungen gefördert werden kann.

Dieses Einteilungsschema ist in Abbildung 7-2 dargestellt.

Zur Reserverdefinition

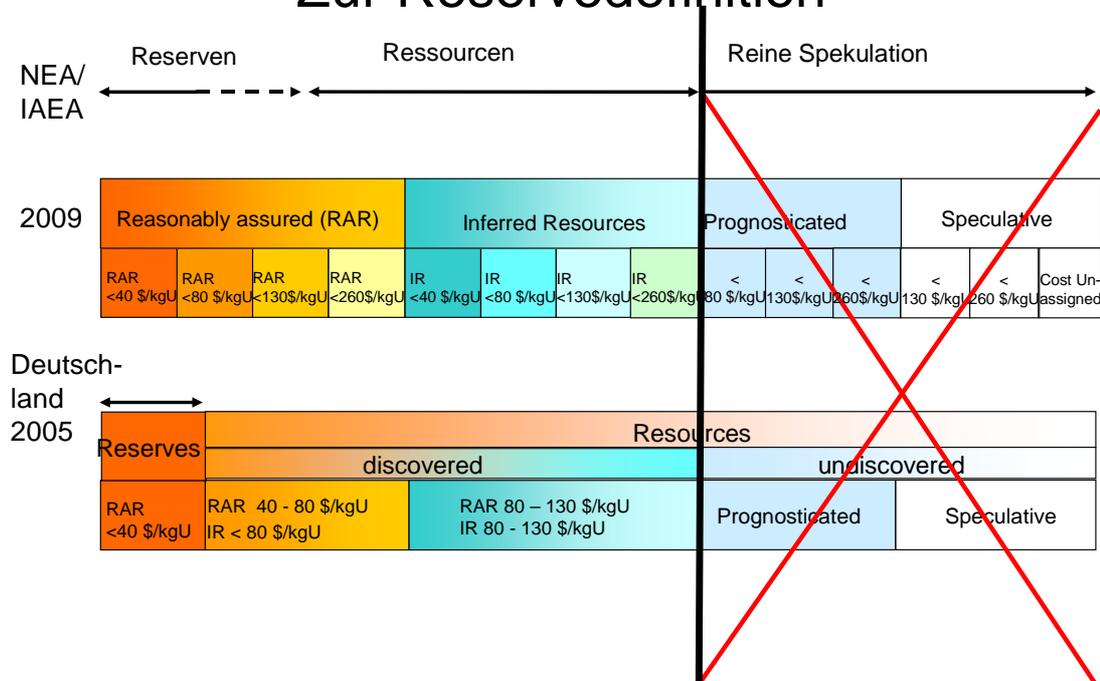
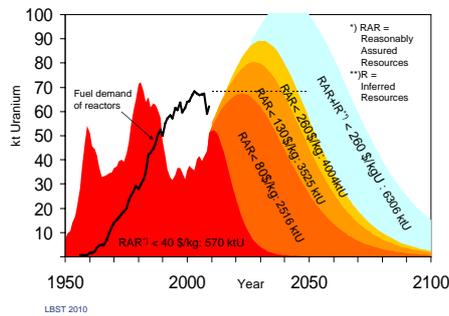


Abbildung 7-2: Einteilung der Reserven gemäß der Klassifizierung der Nuclear Energy Agency und die vergleichbare Definition der BGR in Deutschland. Im Unterschied zur NEA bezeichnet die BGR nur die „Reasonably Assured Resources < 40 \$/kgU“ als Reserven mit dem Status einer zu heutigen technischen und ökonomischen Bedingungen sicher förderbaren Reserve.

Auf Basis dieser Reserveangaben können Förderprofile erstellt werden, wie lange die Uranreserven bei entsprechender Produktion reichen. Dies wurde auf globaler Basis für jede Reservekategorie in Abbildung 7-3 durchgeführt.

Die tatsächlichen Uranförderangaben berücksichtigen bereits die Förderung für 2008. Diese Darstellung wurde im Rahmen einer Analyse im Jahr 2006 erstellt. Die Nachführung der Förderzahlen bis 2008 zeigt, dass in den vergangenen zwei Jahren die Ausweitung der Förderung weit hinter den damals errechneten Angaben zurückbleibt. Soll es bis zum Jahr 2020 keine Versorgungsengpässe geben, dann muss die Förderung deutlich ausgeweitet werden.

EWG-Szenario der globalen Uranförderung (mit Datenbasis 2009)



Szenario der globalen Uranförderung (mit Datenbasis 2009)

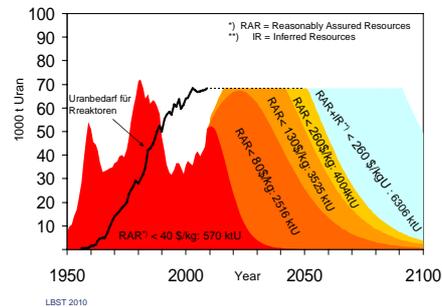
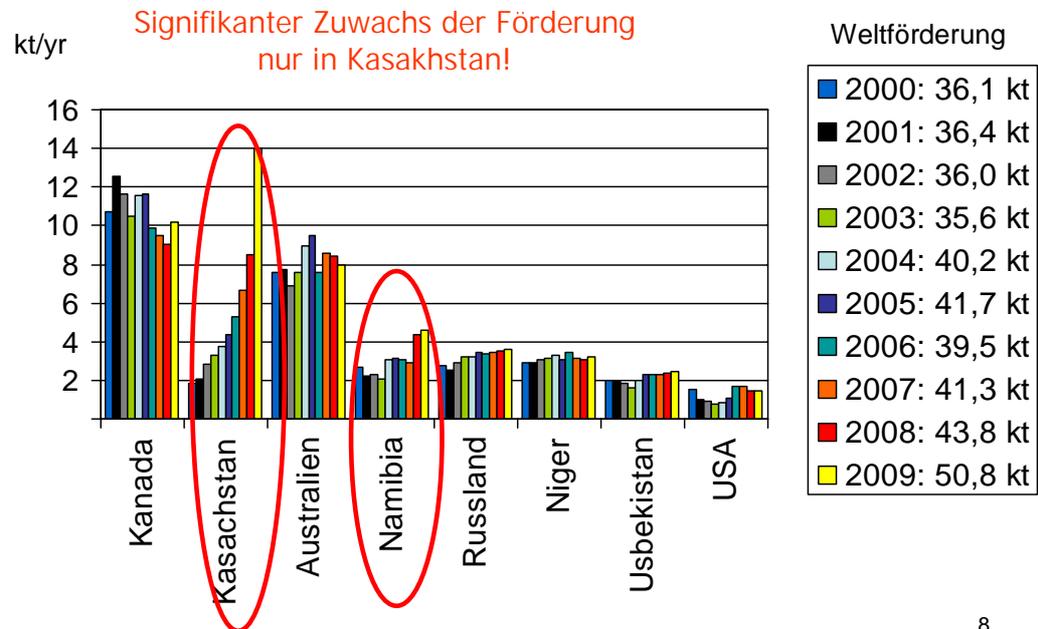


Abbildung 7-3: Szenario zur künftigen Uranförderung unter Annahme der Reserven gemäß NEA 2006a. Eigene Analyse mit Datenbasis aus [NEA 2008]

Verfolgt man die Förderentwicklung in den einzelnen Staaten seit dem Jahr 2000, so haben sich deutliche Verschiebungen ergeben, wie Abbildung 7-4 zeigt. Im Jahr 2009 waren Kasachstan und Kanada die beiden wichtigsten Uranförderstaaten, die mehr als die Hälfte zur weltweiten Uranförderung beitrugen. Gegenüber 2000 wurde in Kasachstan die Förderung um den Faktor zehn ausgeweitet, in Kanada ist sie leicht deutlich gesunken. Innerhalb der 10 größten Förderstaaten haben nur Kasachstan und Namibia die Förderung deutlich ausgeweitet. In Summe wurden diese Ausweitungen jedoch teilweise durch den Förderrückgang in anderen Staaten ausgeglichen, so dass die Steigerung der weltweiten Uranförderung hinter den Erwartungen zurückblieb.

Top Uranförderstaaten und Gesamtförderung 2000-2009



8

Abbildung 7-4: Entwicklung der Uranförderung in den wichtigsten Förderstaaten. Diese trugen im Jahr 2009 etwa 93% zur weltweiten Uranförderung bei. [WNA 2009]

Abbildung 7-5 zeigt, wie sich die Veränderung der Einschätzung der Reserven und Ressourcen in den unterschiedlichen Kategorien gemäß NEA/IAEA im letzten Bericht verändert hat. Der negativ bewertete braune Balken gibt die insgesamt bereits geförderten Uranmengen. Diese sind von 2007 bis 2009 um etwa 90 kt angewachsen. Um etwa denselben Betrag sind die Ressourcen der Kategorie RAR<80\$/kgU gesunken. Nur in den Kategorien 80-260\$/kgU wurden neue Ressourcen ermittelt. Allerdings wurde für das Jahr 2009 erstmals die Kategorie <260\$/kgU berücksichtigt. Die „Inferred Resources“ – diese werden nach wesentlich schwächeren Kriterien bewertet – sind deutlich gewachsen und suggerieren eine Erhöhung der Reichweite der Uranreserven.

Globale Uranressourcen und kum. Förderung

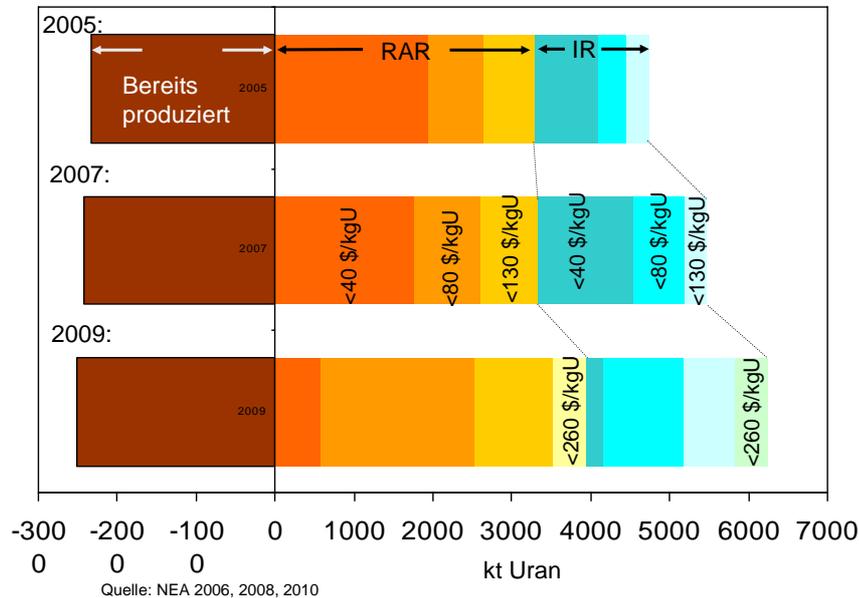


Abbildung 7-5: Veränderung der Einschätzung der weltweiten Uranreserven und Ressourcen gemäß Nuclear Energy Agency [NEA 2006a, NEA 2008, NEA 2010]

Die weitere Differenzierung der weltweiten Ressourcenbilanzierung in regionale Werte, wurde im Kapitel 2 diskutiert. Demnach wurden in Kanada – dem zweitwichtigsten Förderstaat – die Reserven (RAR <40\$/kgU) leicht reduziert. In Australien wurden die Ressourcen deutlich erhöht. Dies ist vor allem auf eine Neubewertung der Potenziale der weltgrößten Uranmine Olympic Dam zurückzuführen.

Auffällig ist, dass in Kasachstan – dem einzigen Land, das über die vergangenen Jahre die Förderung durch die Erschließung neuer Minen ausgeweitet hat – die belastbaren Reserve- und Ressourcenangaben wesentlich niedriger sind als in vergangenen Bericht und als die geförderte Menge rechtfertigen würde. Hier hat offensichtlich eine deutliche Abwertung im Zuge der besseren Kenntnis der Minen stattgefunden. Ein Teil der RAR wurde in den Status der IR abgewertet.

Auch in Niger hat eine deutliche Abwertung der RAR stattgefunden. Auch hier wird erwartet, dass die Förderung in den kommenden Jahren ausgeweitet wird. Die Realität der vergangenen Jahre zeigt eher eine Erschöpfung der bestehenden Lagerstätten.

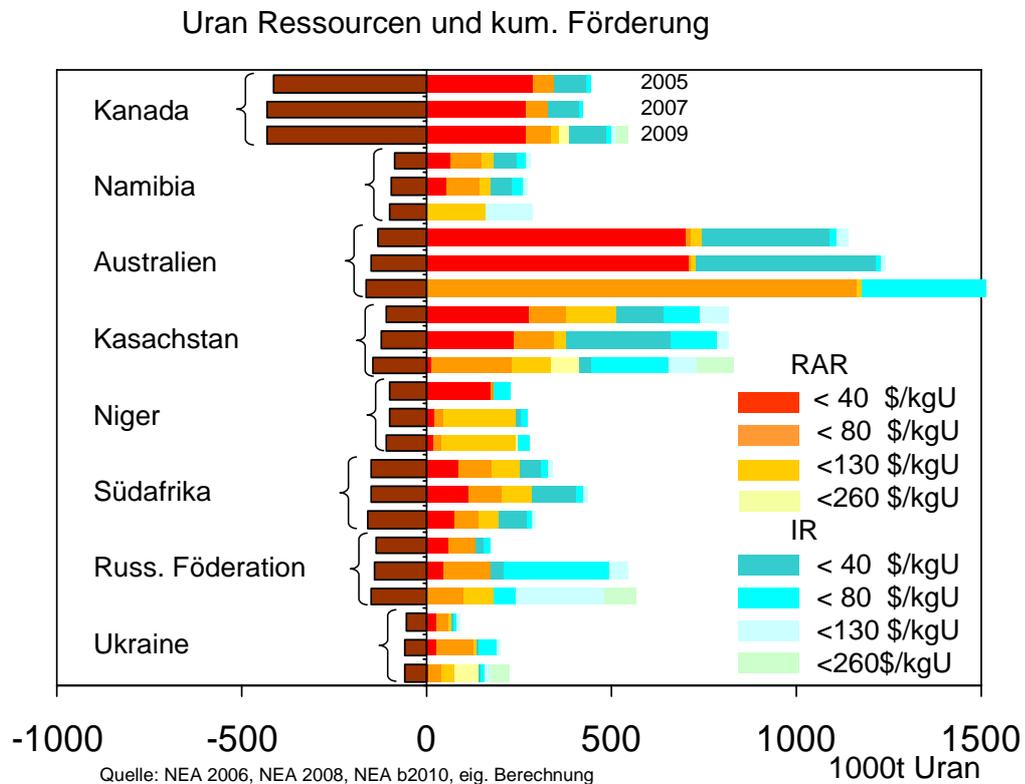


Abbildung 7-6: Veränderung der Einschätzung der Ressourcen in wichtigen Förderregionen von 2005 auf 2007 [NEA 2006], [NEA 2008]

Die Umweltauswirkungen der Uranförderung beinhalten die Freisetzung Treibhausgasen, Schadstoffen wie CO, NMVOC, NO_x, SO₂ und Staub sowie von giftigen und radioaktiven Substanzen (unter andern ²¹⁰Po). Giftige und radioaktive Substanzen können unter anderen durch Verwehungen, Leckagen und Dambrüchen aus Deponien für die Erzaufbereitungsrückständen („Tailings“) in Luft und Gewässer gelangen.

Die Treibhausgasemissionen steigen mit abnehmender U₃O₈-Konzentration. Die Treibhausgasemissionen über die Gesamtkette der Bereitstellung von Kernbrennstoff hängen auch erheblich von der Technologie der Urananreicherung ab. Die Urananreicherung über Zentrifugen weist nur ein Zwanzigstel des Strombedarfs der Urananreicherung über Diffusion auf. Darüber hinaus hängen die Treibhausgasemissionen von der Stromquelle ab. Je nach Herkunft des Urans, der Technologie der Urananreicherung sowie die Herkunft des Stroms für die Urananreicherung werden zwischen 3 g CO₂-Äquivalent (hohe U₃O₈-Konzentration > 0,1%, Zentrifugen) und 50 g CO₂-Äquivalent (U₃O₈-Konzentration < 0,1%, Diffusion) pro kWh Strom aus Kernkraftwerken emittiert. Ab Unterschreiten einer U₃O₈-Konzentration von 0,01% steigen die Treibhausgasemissionen erheblich an.

Ein großes Problem stellt die Freisetzung giftigen und radioaktiven Substanzen dar, unter anderen durch den Betrieb der Uranmine und aus der Ablagerung der Erzaufbereitungsrückstände („Tailings“). Werden die abgebrannten Brennelemente einer Wiederaufarbeitungsanlage zugeführt, kommt es zur zusätzlichen Freisetzung radioaktiver Substanzen. In wie weit die Emission von ^{85}Kr auch zur einer Verstärkung des Treibhausgaseffekts führt, muss noch näher untersucht werden.

8 LITERATUR

- [Amannsberger 2008] Amannsberger, K., Bundesamt für Strahlenschutz (BfS); 15. Februar 2008
- [Areva 2007] Areva (ed.): The EPR or European Pressurized Water Reactor, 2007;
http://www.cogema.ca/nuclear_energy/datagb/actualites/epr.htm
- [Areva 2008] Site Guide McClean Lake Operation; 2008;
http://www.cri.ca/publications/online_site_guide_2008/schematic.html
- [Areva 2009] Areva, Établissement de La Hague: Rapport environnemental, social et sociétal 2008; Juillet 2009
- [Arnold 2008] Risiken der Fissions-Kernenergienutzung unter Berücksichtigung der verfügbaren Nuklearbrennstoffressourcen, N. Arnold, Diplomarbeit, Universität Wien, Betreuer Prof. Kromp, Wien 2008
- [AUA 2009] Information Paper – Ranger Uranium Mine, Australien Uranium Association, www.auran.com (3. August 2009)
- [Bannermann 2009] Präsentation auf der Australian Uranium Conference, 22. Juli 2009, siehe
<http://www.bannermanresources.com/i/pdf/Presentation.pdf>
- [BfS 2008] Unterrichtung durch die Bundesregierung: Umweltradioaktivität und Strahlenbelastung im Jahr 2007; Bundesamt für Strahlenschutz (BfS), 19. Dezember 2008;
http://www.bfs.de/de/bfs/druck/uus/pb_archiv.html
- [BGR 1995] Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1995, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover Mai 1995
- [BGR 1998] Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover 1999

- [BGR 2002] Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover 2003
- [BGR 2006] Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2006, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover, Fassung vom 23.11.2007
- [BGR 2009] Energierohstoffe 2009; Reserven, Ressourcen , Verfügbarkeit, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover, Fassung vom 18.6.2009
- [BMU 2007] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Umweltradioaktivität in der Bundesrepublik Deutschland 2004 und 2005; Februar 2007
- [Brackhage 1998] Brackhage, C., et al., Lehrstuhl für Hydrogeologie Prof. Dr. Broder Merkel, Geologisches Institut, TU Bergakademie Freiberg; Dudel, G., et al., Institut für Allgemeine Ökologie und Umweltschutz Prof. Dr. Gert Dudel TU Dresden: Untersuchungen zur radiologischen Emission des Uran-Tailings Schneckenstein; Studie im Auftrag von Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landesentwicklung, Dresden; 1998
- [Cameco 2007] Cameco announces plans for Cigar Lake, Pressemitteilung, 18. März 2007, http://www.cameco.com/media/news_releases/2007/?id=175
- [Cameco 2009] 2nd Quarterly Report 2009 and Discussion of Second Quaterly Report, siehe www.cameco.com
- [Cameco 2009a] MacArthur River Operation, NI 43-101 Technical Report, Cameco 2009
- [CISAC 2005] Preventing Nuclear Proliferation and Nuclear Terrorism: Essential steps to reduce the availability of nuclear-explosive materials; Center for International Security and Cooperation, Stanford Institute for International Studies, Standford University, and Program on Science and Global Security, Woodrow Wilson School of Public and International Affairs, Princeton University, März 2005 <http://cisac.stanford.edu/publications/20855>

- download als pdf: http://iis-db.stanford.edu/pubs/20855/Prvnt_Nuc_Prif_and_Nuc_Trror_2005-0407.pdf
- [CNS 2002] Center for Nonproliferation Studies (CNS) at the Monterey Institute of International Studies; 2002;
<http://www.nti.org/db/nisprofs/russia/fissmat/pukras26/kras26.htm#REPR>
- [Coffey 2008] National Instrument 43-101 Technical Report, Ida Dome August 2008 Resource Update, Extract Resources Limited Husab Project Namibia, Coffey Mining
<http://www.extractresources.com/DesktopModules/Bring2mind/DMX/Download.aspx?EntryId=3132&PortalId=13&DownloadMethod=attachment>
(16. August 2009)
- [Coffey 2009] National Instrument 43-101 Technical Report, Etango Project, Namibia, February 2009 Resource Update, Coffey Mining
- [Cogema 2002] Cameco, Canada ; Cogema, Canada : Cigar Lake Public Consultation; 2002;
<http://www.cri.ca/uranium/cigarlake.html>
- [DBT 1984] Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage der Abgeordneten Sauermilch, Frau Reetz und der Fraktion die Grünen – Drucksache 10/861. Drucksache 10/943 vom 31. Januar 1984
- [DBT 1990] Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage der Abgeordneten Frau Wollny, Frau Teubner und der Fraktion die Grünen – Drucksache 11/7363. Drucksache 11/7511 vom 27. Juni 1990
- [DBT 1995] Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage des Abgeordneten Rolf Köhne und der weiteren Abgeordneten der PDS – Drucksache 13/345. Drucksache 13/610 vom 16. Februar 1995
- [Deloitte 2008] Outlook for the Uranium Industry – evaluating the economic impact of the Australian uranium industry in 2030, Prepared for the Australian Uranium Association, April 2008, siehe unter
<http://aua.org.au/Content/DeloitteEconomicReport.aspx>

- [Diehl 1991] Uranabbau im Westen Deutschlands, P. Diehl, Oktober 1991, siehe www.wise-uranium.org/umwd.html (10. August 2009)
- [Diehl 2004] Uranium mining in Eastern Germany, P. diehl, <http://www.wise-uranium.org/uwis.html> (6. Februar 2004)
- [Diehl 2006] Reichweite der Uranvorräte der Welt, Peter Diehl, Papier erstellt im Auftrag von Greenpeace Deutschland, Berlin, Januar 2006
http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/the_men/atomkraft/uranreport2006_if.pdf
- [Diehl 2008] Decommissioning Data – USA, P. Diehl, www.wise-uranium.org/uddusa.html (Version vom 30. September 2008)
- [DOE 2006] US and Russia reaffirm commitment to disposing of weapon-grade plutonium, US DOE, Dep. Office of Public Affairs, Washington, 13. Juli 2006, siehe auch <http://www.nti.org/db/nisprofs/russia/fissmat/nucfdev.htm>
- [DOE 2008] Excess Uranium Inventory Management Plan, US DOE 16. Dezember 2008
- [DOE 2009] Anzahl der Beschäftigten in der Uranindustrie der USA, siehe <http://www.eia.doe.gov/cneaf/nuclear/dupr/uemploymentfig3.html>
- [DoE 2009a] Statistik zu Uranminen und Förderung, siehe <http://www.eia.doe.gov/cneaf/nuclear/dupr/umine.html>
- [DoE 2009b] Quartalszahlen zur Uranförderung in den USA
http://www.eia.doe.gov/cneaf/nuclear/dupr/qupd_tbl4.html
- [Dominion 2008] Dominion Mine Status (uranium one, 22. Oktober 2008); Uranium One to place Dominion Operations on Care and Maintenance, News Release Uranium One, 22. Oktober 2008
http://www.uranium1.com/uploads/articles/UUU%20Press%20Release%20Oct%2022%202008_Final%20for%20TSX%20_2_.pdf
<http://www.uranium1.com/indexu.php?section=uranium%20projects&page=2>

- [Dones 1996] Dones, R.; Zollinger, E.; PSI: Ökoinventare von Energiesystemen: Teil VII Kernenergie; Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich „Umweltbelastung durch Energiesysteme“, Überarbeitung 1996
- [DWA 2008] Digby Wells & Associates (DWA) Environmental Solutions Provider, Randburg, South Africa: Environmental Impact Assessment (EIA) and Environmental Management Plan (EMP) for the Valencia Project; April 2008
- [Echávarri 2006] Echávarri, L., Nuclear Energy Agency (NEA); Sokolov, Y., International Atomic Energy Agency (IAEA): Uranium Resources: Plenty to Sustain Growth of Nuclear Power; June 2006
- [ENS 2009] European Nuclear Society; 16 September 2009; www.euronuclear.org
- [EPACT 1992] Energy Policy Act of 1992, Sec. 1016 fordert die Bilanzierung aller im Regierungsbesitz befindlichen Uranvorräte, sowie einen Plan, wie mit diesen zu verfahren ist. Der Text des Gesetzes in seiner verabschiedeten Form kann unter <http://thomas.loc.gov/cgi-bin/query/z?c102:H.R.776.ENR>: eingesehen werden (10. August 2009)
- [Extract 2009] Preliminary cost estimates study confirms Rossing South's potential to be one of the world's largest uranium mines, Pressemitteilung, Extract Resources, 3. August 2009
- [EWG 2006] Die Problematik des Vorkommens Cigar Lake wurde ausführlich in „Uranium Resources and Nuclear Energy“ diskutiert. Dort sind auch die entsprechenden Originalreferenzen angegeben (Uranium Resources and Nuclear Energy, W. Zittel, J. Schindler, Background Paper der Energy Watch Group, Dezember 2006, siehe: http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/EWG_Report_Uranium_3-12-2006ms.pdf
- [Fairlie 2008] Fairlie, I.: Estimated Radionuclide Releases and Collective Doses from the Rokkasho Reprocessing Facility; Study commissioned by Greenpeace Japan, February 2008; http://www.greenpeace.or.jp/campaign/nuclear/images/n0800206_en.pdf

- [Finkelburg 1967] Finkelburg, W.: Einführung in die Atomphysik; 11. und 12. völlig neu bearbeitete und ergänzte Auflage; Springer-Verlag; 1967; ISBN 3-540-03791-8
- [First 2009] First Uranium ramping up production of both uranium and gold; provides guidance for the remainder of the year, PRNewswire, 14. August 2009, siehe auch <http://www.zibb.com/article/5466700/First+Uranium+ramping+up+production+of+both+uranium+and+gold+provides+guidance+for+the+remainder+of+the+year> (16. August 2009)
- [Fritsche 1994] Fritsche, U., R.; Lechner, J.; Matthes, F., C.; Rausch, L.; Simon, K-H.; Öko-Institut e.V., Bereich Energie: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Version 2.1: Aktualisierter und erweiterter Endbericht; im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten; Darmstadt/Freiburg/Berlin/Kassel, Dezember 1994
- [Fritsche 2007] Fritsche, U., R., Öko-Institut, Büro Darmstadt: Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung - Arbeitspapier; März 2007
- [GEMIS 2009] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), version 4.5.0.0; 2009; <http://www.oeko-institut.org/service/gemis/index.htm>
- [Global Atomic Fuels 2009] Global Atomic Fuels Corp., 2009; <http://www.globalatomicfuels.com>
- [Goosens 1994] Non-CO₂ Greenhouse Gases: Why and How to Control? Proceedings of the International Symposium, Maastricht, The Netherlands, 13-15 December 1993; Society for Clean Air in The Netherlands; Vereniging LUCHT; Kluwer, Springer Netherlands, 1 September 1994; ISBN-10: 0792330439
- [Gov 2009] Berechnungsprogramm zur Ermittlung der Inflationsrate des US-Dollar, <http://data.bls.gov/cgi-bin/cpicalc.pl> (10. August 2009)

- [Greenpeace 2009] History of UF₆ transportation in Russia; 2009;
<http://www.greenpeace.org/russia/en/stop-import-of-nuclear-waste/history-of-uf6-transportation#>
- [GRS 1996] Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH (Hrsg.): Der Unfall und die Sicherheit von RBMK-Anlagen; Februar 1996
- [GSF 2006] GSF – Forschungszentrum für Umwelt und Gesundheit in der Helmholtz-Gemeinschaft, Fachinformationsdienst Lebenswissenschaften Umwelt und Gesundheit: Hintergrundinformation zu Polonium – 210; 15. Dezember 2006
- [Heide et al. 1973] Extraction of Uranium from Seawater by Cultured Algae, E.A. Heide, K. Wagner, M. Paschke, M. Wald, Naturwissenschaften (60) 1973, Seite 431ff.
- [Heidkamp et al. 1987] Verfahren zur Gewinnung von in Meerwasser gelöstem Uran, D. Heidkamp, K. Wagner, Deutsches Patent DE 2711609C2 vom 19. Februar 1987
- [Helmers 2009] Helmers, H.; Pade, H., J.; Ossietzky Universität Oldenburg, Fakultät für Physik: Information über Uran-Munition; 2009;
<http://uwa.physik.uni-oldenburg.de/1583.html>
- [Huber 2009] Huber, V., Kerntechnischen Gesellschaft e. V.: Urananreicherung; 2009; <http://www.urananreicherung.de>
- [IAEA 2001] Analysis of Uranium Supply to 2050, International Atomic Energy Agency, Wien, Mai 2001
- [IAEA 2009] Radiation Protection at Rössing; 2009;
<http://www.iaea.or.at/OurWork/ST/NE/NEFW/documents/RawMaterials/RTC-Namibia-2009/Rossing%20Radiation%20Protection%20%202009%20IAEA.pdf>
- [Infomine 2009] Übersicht über die Daten zur Uranmine Trekkopje, siehe <http://www.infomine.com/suppliers/minedevelopments/trekkopje/welcome.asp>
- [iGSE 2008] Independent Group of Scientific Experts on the detection of clandestine nuclear-weapons-usable materials production; 2008;
http://www.igse.net/typo3conf/ext/naw_securedl/secure.php?u=0&file=fileadmin/kr-

- [85/Pdfs/Sellafield_United_Kingdom.pdf&t=1256388796&hash=391d3831b7af9569979b2aea46ebbed9](http://ecb.jrc.ec.europa.eu/esis/index.php?LANG=de&GENRE=CASNO&ENTREE=7440-61-1)
- [IUCLID 2009] International Uniform Chemical Information Database (IUCLID, 2009);
<http://ecb.jrc.ec.europa.eu/esis/index.php?LANG=de&GENRE=CASNO&ENTREE=7440-61-1>
- [JNFL 2009] Japan Nuclear Fuel Limited, 2009;
<http://www.jnfl.co.jp/english/reprocessing.html>
- [Katalyse 2009] Katalyse Institut für angewandte Umweltforschung; 2009;
<http://www.katalyse.de>
- [Kazatomprom 2009] Information Report: Summarizing The Results of Kazatomprom's Operation for Six Months of 2009, siehe
http://www.kazatomprom.kz/en/news/0/Information_report:_summarizing_the_results_of_kazatomprom%E2%80%99s_operation_for_six_months_of_2009
- [KiKK 2007] Kaatsch, P.; Spix, Cl.; Schmiedel, S.; Schulze-Rath, R.; Mergenthaler, A.; Blettner, M.: Epidemiologische Studie zu Kinderkrebs in der Umgebung von Kernkraftwerken (KiKK-Studie); Umweltforschungsplan des Bundesumweltministeriums (UFOPLAN): Reaktorsicherheit und Strahlenschutz, Vorhaben StSch 4334; im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Bundesamtes für Strahlenschutz; 14 Dezember 2007
- [Kimble 2006] Kimble, D., Peakcoil, Australia: Does nuclear energy produce no CO2? ; 25 June 2006;
http://www.peakcoil.org.au/news/index.php?does_nuclear_energy_produce_no_co2.htm
- [KM 2009] Kalahari Minerals plc., Uranium Projects, siehe
<http://www.kalahari-minerals.com/Projects/Uranium/default.aspx?id=8>
- [KOH 2002] Potassium Hydroxide, SIDS Assessment report, UNEP,
<http://www.inchem.org/documents/sids/sids/POTASSIUMH YD.pdf> (5. August 2009)
- [Langer Heinrich 2009] Paladin Energy Ltd., 2009;
<http://www.paladinenergy.com.au>

- [LaRRI 2009] Shindondola-Mote, H., Labour Resource and Research Institute (LaRRI), Windhoek, Namibia: Uranium mining in Namibia: The mystery behind 'low level radiation'; February 2009;
- [Lawson 2008] Lawson, B., Ninham Shand Consulting Services; van der Merwe, A., Ninham Shand Consulting Services; Killick, P., Ninham Shand Consulting Services; de Waal, G., Ninham Shand Consulting Services; Hoadley, M., Independent Consultant: Social and Environmental Impact Assessment: Proposed Expansion Project for Rössing Uranium Mine in Namibia: Phase 2: Extension of current SJ open pit mining activity, new mining activity in SK area, increased waste rock disposal capacity, increased tailings disposal capacity, establishment of acid heap leaching facility and sulphur handling in the Port of Walvis Bay; Draft report for Rössing Uranium; 10 April 2008
- [Ledingham 2009] Ledingham, S., 2009;
<http://www.visitcumbria.com/wc/svc.htm>
- [LfU 2008] Bayerisches Landesamt für Umwelt: Radon in Gebäuden; 2008;
http://www.lfu.bayern.de/umweltwissen/doc/uw_57_radon.pdf
- [Michel 2003] Michel, R., Zentrum für Strahlenschutz und Radioökologie Universität Hannover: Radionuklide in der Umwelt - Nachweis und Vorkommen; 37. Radiometrisches Seminar Theuern, Radiometrie in der Umweltforschung, 30.05.2003
- [Mez 2008] Mez, L.; Schneider, M.: We are Betting on The Wrong Horse; The Atlantic Times, February 2008;
http://www.atlantic-times.com/archive_detail.php?recordID=1194#
- [Mikerin 2006] "Russia: No new HEU deal," FreshFuel, Vol. 22, No. 865, 12 June 2006. p.1.
- Siehe auch
<http://www.nti.org/db/nisprofs/russia/fissmat/nucfdev.htm>
(Meldung vom 5. Juni 2006)
- [Mining Technology 2009] Mining Technology, 2009; <http://www.mining-technology.com/projects/olympic/olympic1.html>

- [Mohr 2005] Als in der Oberpfalz Uran geschürft wurde, H. Mohr, Oberpfälzer Wochenzeitung OWZ vom 25. August 2005, siehe auch www.oberpfalznetz.de/zeitung/759486-132,1,0.html (10. August 2009)
- [Monot 2008] Monot, B., Transport Working Group World Nuclear Association: Nuclear Transport; WNU 1-Week Course, University of Hacettepe, Ankara, Turkey, 22 September 2008
- [MUFV 2005] Sanierung der ehemaligen Uranerzaufbereitungsanlage Ellweiler, Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz, Rheinland-Pfalz, www.mufv.rlp.de/strahlenschutz/urananlage_ellweiler.html (3. August 2009)
- [NEA 2004] Uranium 2003: Resources, Production and Demand, NEA,
- [NEA 2006] Forty Years of Uranium Resources, Production and Demand in Perspective, Nuclear Energy Agency, Paris 2006
- [NEA 2006a] Uranium 2005: Resources, Production and Demand. A joint report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency, Paris 2006
- [NEA 2008] Uranium 2007: Resources, Production and Demand. A joint report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency, Paris 2008
- [NEA 1/2009] Uranförderung von 2002 – 2008, siehe <http://www.world-nuclear.org/info/inf23.html>
- [NEA 2/2009] Nuclear Energy Agency (NEA): Nuclear Fuel Cycle Transition Scenario Studies; Status Report, NEA No. 6194, OECD 2009; ISBN 978-92-64-99068-5
- [NEA 2010] Uranium 2009: Resources, Production and Demand. A joint report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency, Paris 2010
- [Nitsch 1999] Nitsch, J.; Pehnt, M.; Dienhart, H.; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Schwerpunkt Energietechnik, Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung: Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen verschiedener Brennstoffzellensysteme in Industrie und zentraler öffentlicher Versorgung; 1- Entwurf; Gutachten

- im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB); Stuttgart, Juni 1999
- [NNSA 2008] The United States and Article VI: A Record of Acomplishment, ppt-Präsentation von Th. Agostini, National Nuclear Security Administration (NNSA) 6. Februar 2008, siehe http://nnsa.energy.gov/news/documents/NPT_Briefing.pdf 2004
- [NRCAN 1996] Canadian Minerals Yearbook 1996, National Resources Canada
- [NTI 1993] Agreement between the United States Department of Energy and the Ministry of the Russian Federatoion for Atomic Energy Concerning the Transfer of Source Material to the Russian Federation ("Russian U.S. HEU-Agreement"), Washington 18. Februar 1993, der Text kann im Internet eingesehen warden z.B. unter <http://www.nti.org/db/nisprofs/russia/fulltext/heudeal/heufeed.htm#Minatom-DOE%20HEU%20Feed%20Deal>
- [NTI 1996] Annex to the Agreement between the United States Department of Energy and the Ministry of the Russian Federation for Atomic Energy Concerning the Transfer of Source Material to the Russian Federation ("Transfer Agreement"), 24. März 1999, Washington, (siehe <http://www.nti.org/db/nisprofs/russia/fulltext/heudeal/heufeed.htm#Transfer%20Agreement>)
- [NTI 2004] Russia and the United States are Interested in Extending the HEU-LEU contract, Pressemeldung vom 31. März 2004, <http://www.nti.org/db/nisprofs/russia/fissmat/heudeal/heudev.htm>
- [NTI 2007] Kiriyenko confirms halt t oEuropean uranium tailings import. (22 Juli 2007), siehe <http://www.nti.org/db/nisprofs/russia/fissmat/nucfdev.htm> (9. August 2009)
- [NTI 2006] Russia may halt import of European Uranium Tails, 31. Juli 2006. Siehe <http://www.nti.org/db/nisprofs/russia/fissmat/nucfdev.htm> (9. August 2009)

- [NTI 2009] Russia: Overview of the US-Russian HEU-LEU Program, siehe <http://www.nti.org/db/nisprofs/russia/fissmat/heudeal/overview.htm> (10. August 2009)
- [NucNet 2008] Niger deal paves way for launch of major uranium mining project, SONE – Supporters of nuclear energy, 14. Januar 2008, siehe <http://www.sone.org.uk/content/view/593/2/> (13. August 2009)
- [Oeko 2005] Schmidt, G., Öko-Institut, Darmstadt; Diehl, P., Dresden: Evaluation of selected aspects of the environmental assessment report for the Langer Heinrich Uranium Mining Project in Namibia; 29 August 2005; <http://www.oeko.de/oekodoc/266/2005-014-en.pdf>
- [Ogata 1969] Collection of uranium in sea water. II. Adsorbents for uptake of uranium in sea water, N. Ogata, H. Kakihana. Nippon Genshiryoku Gakkaishi, 11: 82-7, Februar 1969
- [Olympic Dam 2009] Olympic Dam Expansion Draft Environmental Impact Statement 2009
- [Oyedele 2006] Oyedele, J., A., Department of Physics, University of Namibia, Windhoek, Namibia: Assessment of the natural radioactivity in the soils of Windhoek city, Namibia, South Africa; Oxford University Press, January 2006; <http://rpd.oxfordjournals.org/cgi/content/short/ncl025v1>
- [Paschke et al. 1981] Method of extracting uranium from seawater, M. Paschke, K. Wagener, M. Wald, US Patent 4263403 vom 21. April 1981
- [Pflugbeil 2008] Pflugbeil, S., Gesellschaft für Strahlenschutz e.V., 15. Februar 2008
- [Peters 2009] Valencia Uranium Ltd: Valencia Project, Namibia, Project No. 7516, Technical Report, J. Peters, D. Kullmann, F. Blanchfield, Snowden Mining Industry Consultants, Perth, Juni 2009,
- [Regio 2008] Regionaler Planungsverband Oberfranken-Ost, <http://www.oberfranken-ost.de/deu/m3/zu-b-iv-3-1-1-2.html> vom 3. August 2009 <http://www.bayern-fichtelgebirge.de/bergbau/bergbau.htm>

- [Rentz 1998] Rentz, O.; Martel, Ch.; Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung (DFIU), Universität Karlsruhe (TH): Analyse der Schwermetallströme in Steinkohlefeuerungen: Einfluß der Kohlesorte und des Lastzustandes; Projekt Europäisches Forschungszentrum für Maßnahmen zur Luftreinhaltung (PEF), gefördert durch das Land Baden-Württemberg und der Europäischen Gemeinschaft, Förderkennzeichen: PEF 4 96 001; Juni 1998; <http://www.fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/40162/pef496001Sber.pdf?command=downloadContent&filename=pef496001Sber.pdf&IS=203>
- [Riedel 2002] Anorganische Chemie, E. Riedel, deGruyter, 7.te Auflage 2007, Seite 411
- [Rio 2007] Rio Tinto Financial Community Seminar, 21. Mai 2007, http://www.riotinto.com/documents/Media-Speeches/Rio_Tinto_uranium_seminar_180507.pdf
- [Rössing 1/2009] Rössing Uranium Mine; 2009; <http://www.rossing.com>
- [Rössing 2/2009] 2008 Report to Stakeholders Rössing Uranium Limited: Remaining on a path of growth; 2009; http://www.rossing-com.info/reports/stake_report_2008.pdf
- [Schneider 1998] Schneider, L., Öko-Institut: Stromgestehungskosten von Großkraftwerken; 1998
- [Seko 2003] Aquaculture of Uranium in Seawater by a Fabric-Adsorbent Submerged System, N. Seko, A. Katakai, S. Hasegawa, M. Tamada, N. Kasai, H. Takeda, T. Sugo, Nuclear Technology, vol. 144, Nov. 2003, Seite 274-278
- [Shirley 2005] <http://www.sric.org/uranium/DNRPA.pdf>
- [Simon 2003] Der Streit um das Schwarzwald-Uran, A. Simon, Herausgegeben vom Arbeitskreis Regionalgeschichte Freiburg e.V., Band 11, Donzelli-Kluckert Verlag Bremsgarten

- [Stablum 2009] Areva to Double Output by 2012; Prices to Set Future Expansion, Anna Stablum, Bloomberg News, 23. Juni 2009, siehe <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=20601072&sid=aYFLFoKTzh9U#> (10. August 2009)
- [Steinert 1957] Auf der Jagd nach Uran, H. Steinert in Die Zeit vom 31. Oktober 1957
- [Swanepoel 2009] Rossing South now Namibia's highest grade uranium deposit, E. Swanepoel, Mining Weekly, 27. Januar 2009
- [Szymanski 2009] Excess Uranium Inventory Management Plan, W. Szymanski, ppt-Präsentation vom 24. Juni 2009 bei der Nuclear Regulatory Commission, Fuel Cycle Information Exchange, US DoE
- [Tabushi 1979] Extraction of uranium from seawater by polymer-bound macrocyclic hexaketone, I. Tabushi, Y. Kobube, T. Nishiya, Nature 280, 665-666 (23. August 1979)
- [Tamada 2004] Application of radiation-graft material for metal adsorbent and crosslinked natural polymer for healthcare product, M. Tamada, N. Seko, F. Yoshii, Radiation Physics and Chemistry 71 (2004) 221-225
- [Tosaka 2008] Tosaka, 20 December 2008; [http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/a/a1/Decay_chain\(4n%2B2%2C_Uranium_series\).PNG](http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/a/a1/Decay_chain(4n%2B2%2C_Uranium_series).PNG)
- [USEC 2009] Press release July 20, 2009. Megatons to Megawatts Contract Amendment Approved by U.S. and Russian Governments
- Amendment Enhances Stable Implementation of Contract through Conclusion in 2013 -
<http://www.usec.com/NewsRoom/NewsReleases/USECInc/2009/2009-07-20-Megatons-To-Megawatts-Contract.htm>
- [USEC 2010] Siehe <http://www.usec.com/megatonstomegawatts.htm> , eingesehen am 12. Oktober 2010
- [USGS 2009] USGS Minerals Commodity Summary, diverse Ausgaben

- [USR 2000] United States – Russian Federation Plutonium Disposition Agreement, The White House, Office of the Press Secretary, 4. Juni 2000. Der Text kann eingesehen werden unter <http://www.nti.org/db/nisprofs/russia/fulltext/plutdisp/factsht.htm> (10. August 2009)
- [UXC 2009] Entwicklung des Uranpreises, siehe http://www.uxc.com/review/uxc_g_hist-price.html
- [van Leeuwen 2005] van Leeuwen, S., J., W.; Smith, Ph.: Nuclear Energy: the Energy Balance; Chapter 2: From ore to electricity: Energy production and uranium resources; sixth revision, 30. July 2005
- [Volkmer 2004] Volkmer, M.: Basiswissen zum Thema Kernenergie; Informationskreis Kernenergie, Januar 2004
- [Weidner 2009] Weidner, H., 28. Feb. 2009; http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Datei:Brennstab_1.png&filetimestamp=20090228213539
- [Wiki 2009] Wismut (Unternehmen)
[http://de.wikipedia.org/wiki/Wismut_\(Unternehmen\)](http://de.wikipedia.org/wiki/Wismut_(Unternehmen)) (3. August 2009)
- [Wiki 2009a] Wikipedia „depleted uranium“, http://en.wikipedia.org/wiki/Depleted_uranium (Januar 2009)
- [Williams 1978] Separation of uranium from seawater by adsorbing colloid flotation, W.J. Williams, A.H. Gillam, Analyst, 1978, 103, pp. 1239-1243
- [WISE 2001] Schneider, M.; Coeytaux, X., Faïd, Y.B., Maignac, Y., Rouy, E.; WISE; Thompson, G., IRSS, Cambridge, USA; Fairlie, I., Lowry, D., Sumner, D.: Possible toxic effects from nuclear reprocessing plants at Sellafield (UK) and Cap de La Hague (France): A first contribution to the scientific debate; published by the European Parliament, Directorate General for Research, Directorate A, The Scientific and Technological Options Assessment (STOA) programme; November 2001

- [WISE 2008] World Information Service on Energy (WISE): Issues at Rössing Uranium Mine, Namibia; 9 November 2008; <http://www.wise-uranium.org/umoproe.html>
- [WISE 2009] Internet-Datenbank mit Detaildaten zu Uranminen www.wise-uranium.org (10.August 2009)
- [Wismut 1999] Chronik der Wismut, CD-Rom, Wismut GmbH 1999
- [Wismut 2003] Umweltbericht 2003 der Wismut GmbH, www.wismut.de (6. Februar 2004)
- [Wismut 2008] und Umweltbericht 2008 der Wismut GmbH, www.wismut.de
- [WNA 2005] Saeidi M.: Nuclear Fuel Cycle Activities in Iran; World Nuclear Association, Annual Symposium 2005; <http://www.world-nuclear.net/sym/2007/archive/2005/restore/saei-rest.htm>
- [WNA 2008] The Economics of nuclear power; World Nuclear Association; May 2008; www.world-nuclear.org
- [WNA 2009] World Nuclear Association, 2009; www.world-nuclear.org
- [WNA 2009a] Uranium and Nuclear Power in Kazakhstan, 9.Juli 2009, siehe www.world-nuclear.org/info/inf89.html
- [Yamashita 1980] The Collection of Uranium from Seawater with Hydrous Metal Oxide. III. The Effects of Diverse Ions in Sea Water on Uranium Adsorption by Hydrous Titanium(IV) Oxide, H. Yamashita, Y. Ozawa, F. Nakajima, T. Murata, Bull. Chem. Soc. Jpn. 53, 1331-1334 (1980)



LUDWIG-BÖLKOW-SYSTEMTECHNIK GMBH

Die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) ist ein Beratungsunternehmen für Energie und Umwelt. Unsere internationalen Kunden aus Industrie, Finanzsektor, Politik und Verbänden unterstützen wir bei Fragen zu Technologie, Strategie und Nachhaltigkeit.

Zwei Jahrzehnte kontinuierlicher Erfahrung des interdisziplinären Teams renommierter Experten bilden die Basis der umfassenden Kompetenz der LBST.

Die LBST bietet ihren Kunden:

<i>System- und Technologiestudien</i>	Technologiebewertung und Due Diligence; Energie- und Infrastrukturkonzepte; Machbarkeitsstudien;
<i>Strategieberatung</i>	Produktportfolioanalysen, Identifizierung neuer Produkte und Dienstleistungen; Marktanalysen;
<i>Nachhaltigkeitsberatung</i>	Lebenszyklus-Analysen; Carbon Footprint Analysen; Bewertung natürlicher Ressourcen (Energie, Mineralien, Wasser); Nachhaltigkeitsbewertung (Sustainability Due Diligence);
<i>Koordination</i>	Projektmanagement, -begleitung und -bewertung;
<i>Entscheidungsvorbereitung</i>	Studien, Briefings, Expertenkreise, Trainings.

Besondere Arbeitsschwerpunkte liegen in den Bereichen Energie (erneuerbare Energie, Energiespeicherung, Wasserstoff und Brennstoffzellen) und Verkehr (Kraftstoffe und Antriebe, Infrastruktur, Mobilitätskonzepte), sowie bei umfassenden Nachhaltigkeitsanalysen.

Ein konsequenter Systemansatz ist Kennzeichen aller Arbeiten. Nur dadurch, dass wirklich alle relevanten Elemente einer vernetzten Welt berücksichtigt werden, können wir unseren Kunden eine vollständige Grundlage für ihre Entscheidungen geben.

Mit ihrem tiefen Verständnis gesellschaftlicher und technologischer Entwicklungen sowie ihrer Unabhängigkeit hilft die LBST ihren Kunden mit objektiven und fundierten Informationen bei der Sicherung ihrer Zukunft.

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

Daimlerstr. 15

85521 Ottobrunn

Telefon +49 89 6081100, Fax +49 89 6099731

Email: info@lbst.de

Web: <http://www.lbst.de>

**ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN DER
ERNEUERBAREN ENERGIEN UND DER EFFIZIENZ**

ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN DER ERNEUERBAREN ENERGIEN UND DER EFFIZIENZ

3. ZWISCHENBERICHT DES PROJEKTES

„ERNEUERBARE ENERGIEN UND ENERGIEEFFIZIENZ ALS ZENTRALER BAUSTEIN ZUR EUROPÄISCHEN ENERGIESICHERHEIT“

STUDIE IM AUFTRAG DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

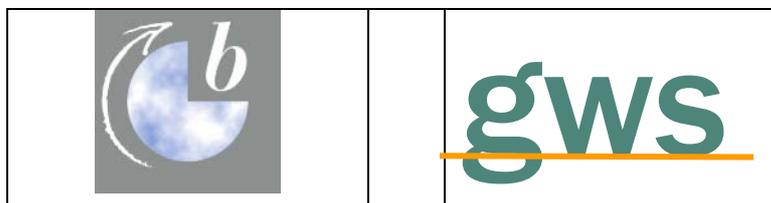
Volker Blandow

Ulrike Lehr

Werner Weindorf

Entwurf

April 2010



Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

www.lbst.de

BERICHT

Haftungsausschluss

Der Mitarbeiterstab der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH hat diesen Bericht erstellt.

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeiter der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH noch irgendeiner ihrer Mitarbeiter, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie, oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses, oder versichert, dass deren Nutzung private Rechte nicht verletzen würden.

INHALTSVERZEICHNIS

ABKÜRZUNGEN	1-3
KURZFASSUNG	1-4
1 EINFÜHRUNG UND METHODIK	1-7
2 ENTWICKLUNG UND STATUS DER ENERGIEVERSORGUNG DER EU 27	2-9
2.1 Entwicklung des Primärenergiebedarfs seit 1960.....	2-9
2.2 Entwicklung des Endenergieverbrauchs seit 1960.....	2-14
2.3 Energieszenarien	2-17
2.3.1 Das IEA WEO 2009 Referenzszenario.....	2-18
2.3.2 Das IEA 450 Szenario	2-20
2.3.3 Das Energy[r]evolution Szenario	2-21
2.3.4 Das LTI – Szenario von 1998 (Long Term Integration of Renewable Energy).....	2-21
3 POTENZIALE ERNEUERBARER ENERGIEN	3-23
3.1 Wasserkraft.....	3-24
3.2 Windenergie	3-25
3.3 Sonnenenergie (Strom)	3-28
3.4 Sonnenenergie (Wärme)	3-32
3.5 Solarthermische Kraftwerke.....	3-34
3.6 Geothermie (Strom und Wärme)	3-36
3.7 Biomassennutzung (Strom und Wärme)	3-40
4 EFFIZIENZPOTENZIALE	4-45
4.1 Weltweite Effizienzpotenziale	4-46
4.2 EU-Ziel.....	4-50
4.2.1 Das 20% Effizienzziel.....	4-50
4.2.2 Potenziale in einzelnen Sektoren	4-52
4.3 Energieeffizienz in Deutschland	4-53
4.3.1 Nationale Szenarien.....	4-53

4.3.2	IKEP und nationaler Energieeffizienzplan.....	4-55
5	ERGEBNISSE UND FAZIT	5-57
6	LITERATUR (POTENZIALE ERNEUERBARER ENERGIEN)	6-60
7	LITERATUR (EFFIZIENZPOTENZIALE)	7-66

ABKÜRZUNGEN

KURZFASSUNG

Diese muss noch überarbeitet werden (Straffung des Textes, Zusammenfassung Szenarien, Zusammenfassung reg. Potenziale)

In diesem Bericht wird die historische Entwicklung des Energieverbrauchs innerhalb der Europäischen Union als Ausgangspunkt genommen, um die Ergebnisse einschlägiger Untersuchungen zu den Entwicklungsmöglichkeiten bei den erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz darzustellen und in Bezug zum Energieverbrauch zu setzen.

Zunächst wird die Energieverbrauchsentwicklung seit 1960 dargestellt. Daran werden unterschiedliche Phasen diskutiert, die teilweise den direkten Einfluss des energiepolitischen Umfeldes reflektieren.

Insbesondere gab die erste Ölkrise Anlass zur Gründung der Internationalen Energieagentur im Jahr 1974 mit dem Ziel, die energiepolitischen Maßnahmen der OECD Staaten zu koordinieren, die Versorgungssicherheit durch Reduktion der Ölabhängigkeit, den Ausbau heimischer Energiequellen und die Förderung effizienter Technologien zu stärken.

Dies spiegelte sich auch in der Politik der europäischen Staaten, zunächst durch Kernenergie- und Kohlenutzung im Strombereich Erdöl zu substituieren. Als der Ölpreis ab 1983 wieder verfiel wurde diese Subvention zunehmend zur Belastung.

Dänemark nutzte den Ölpreisverfall zur Einführung einer Energiesteuer, um die Energiewirtschaft Richtung erneuerbare Energien und Fernwärmenetze Kraft-Wärme-Kopplung umzubauen. Bis heute hat Dänemark innerhalb Europas den größten Anteil an kombinierter Strom- und Wärmeenergieerzeugung.

Seit Mitte der 1970er Jahre schufen Energieforschungsprogramme insbesondere auch in Deutschland die Voraussetzung für größere Demonstrationsvorhaben. Darauf aufbauend führte die nachfolgende Markteinführung erneuerbarer Energien ab 1990 zu einer schnellen Steigerung des Anteils regenerativer Energien am Endenergieverbrauch.

In den Jahren seit 2000 steigt der Anteil der erneuerbaren Energien in fast allen EU-27 Staaten stark an. Seit 2003 wurden fast nur noch Gaskraftwerke und regenerative Kapazitäten zur Stromerzeugung zugebaut. Fossile und nukleare Kraftwerkskapazität wurde in der Nettobilanz zurückgebaut.

Basis für Projektionen für die kommenden 20 Jahre bildet das Referenzszenario der Internationalen Energieagentur.

- Kurzbeschreibung der Szenarien fehlt noch

Europa hat sich verpflichtet, seinen Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20% zu verringern. Das Effizienzziel ist eingeflossen in ein umfassendes Energiekonzept der EU

(KOM(2008) 30). Im Januar 2008 verabschiedete die Kommission die Mitteilung an den Rat und das Parlament mit dem Titel „20 und 20 bis 2020 - Chancen Europas im Klimawandel“, die die Verpflichtung auf eine Reduktion der Treibhausgase auf 20% unter das Niveau von 1990 und die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch auf 20% bis 2020 enthält. Diese beiden Verpflichtungen sind untrennbar mit dem Effizienzziel und miteinander verbunden, da zum Erreichen des ersten Ziels nur eine Kombination von Energieeinsparung und CO₂-armer Energiebereitstellung führen kann und sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtverbrauch bemisst, zu dieser Bemessungsgrundlage umgekehrt also steigt bzw. fällt. Andererseits sind die Ziele auch in gewissem Umfang komplementär zueinander: Eine Überschreitung des Effizienz-Ziels kann die Anstrengungen zur Erreichung des EE-Ziels in gewissem Umfang kompensieren. Umgekehrt erleichtert eine Überschreitung des EE-Ziels die Erreichung des CO₂-Ziels, ohne dass das Effizienzziel davon beeinflusst wird.

- Kurzfassung der Erneuerbaren Potenziale fehlt noch

Die Senkung des Energieverbrauchs soll einen wesentlichen Beitrag zur Treibhausgasreduktion, zur Verminderung der fossilen Importe, zur Energiesicherheit sowie zum nachhaltigen Wachstum leisten. Die Senkung des Energieverbrauchs setzt sich aus zwei Teilgrößen zusammen, zum einen der verhaltensbestimmten Nachfrageänderung und zum anderen der Erschließung technischer Effizienzpotenziale. Die Steigerung der Energieeffizienz eines Prozesses bedeutet eine Outputerhöhung bei gleichem Energieeinsatz bzw. eine Absenkung des Energieeinsatzes bei demselben Output.

Zur Abschätzung weltweiter Effizienzpotenziale werden typischerweise Basisprojektionen mit möglichen alternativen Verläufen verglichen. Die aktuellsten Szenarien zur weltweiten Endenergienachfrage finden sich im World Energy Outlook (WEO 2009) und bei UBA (2009b). WEO 2009 enthält ein Referenzszenario und ein Zielerreichungsszenario für 450 ppm. Das zielorientierte 450-ppm-Szenario soll die zukünftigen CO₂-Emissionen auf ein Niveau reduzieren, das die globale Erwärmung auf 2°C begrenzt. Der Anstieg des Primärenergieverbrauchs in diesem Szenario halbiert sich auf 20% bis 2030.

Ein weiteres zielorientiertes weltweites Szenario wurde von DLR et al. 2007 für EREC / Greenpeace unter dem Namen Energy [r]evolution entwickelt und seitdem regelmäßig überarbeitet.

Das technische Potenzial für Endenergieeinsparungen ist ganz erheblich. Die technischen Potenziale liegen in OECD-Europa bei den Gebäuden am höchsten, gefolgt von OECD Nordamerika. Im Sektor Industrie weist der Nahe Osten die höchsten jährlichen Einsparpotenziale auf, gefolgt von China und Indien. Hier lässt sich vermuten, dass der hohe Anteil an Importenergie zu Weltmarktpreisen in den Industrieländern bereits zur Realisierung von erheblichen Einsparpotenzialen geführt hat. Insgesamt liegen die größten Potenziale im Verkehr, was vor dem Hintergrund zunehmender

Verkehrsleistungen weltweit bedeutet, dass hier zum einen dringender Umsetzungsbedarf vorliegt, zum anderen aber auf die Möglichkeit der Energieeinsparung hindeutet. Die geringsten Effizienzgewinne werden im Umwandlungsbereich gesehen.

An publizierten Szenarien liegen für Deutschland aktuell der Energiereport IV (EWI/Prognos 2005) mit der Ergänzung um die Kanzleramtsszenarien (2% Variante) , die Politiksznarien für den Klimaschutz (UBA 2009) und die Leitstudie 2009 (BMU 2009) vor.

Die größten Unterschiede zwischen den Szenarien liegen in der Fortschreibung des Primärenergieeinsatzes. Hier reicht die Bandbreite der Änderungen in Bezug auf 1990 von 4% bis zu 51% im Leitszenario. Anders ausgedrückt projiziert das Leitszenario eine Halbierung des Primärenergieeinsatzes bis 2030 gemessen an 1990.

Die Treibhausgasemissionen sollen bis 2020 gegenüber 1990 um 40 % sinken. Im selben Zeitraum soll sich die volkswirtschaftliche Energieproduktivität verdoppeln; hierzu ist eine Steigerung der Energieproduktivität von mehr als 3 % pro Jahr erforderlich.

Wirtschaftliche Potenziale, wie in der Studie beschrieben, können somit als Untergrenze weiterer Potenziale gewertet werden. Bei steigenden Energiepreisen oder einer stärkeren Berücksichtigung externer Effekte des Einsatzes fossiler Energien können in Zukunft weitere Potenziale erschlossen werden.

- Resümee

Politik hat Einflusmöglichkeiten (siehe Historie);

Effizienz und Reg gleich wichtig

Aus Gründen des Klimaschutzes v.a. Kohleeinsatz und Erdöleinsatz reduzieren,

Aus Gründen der Versorgungssicherheit vor allem Erdöl- und Erdgasimporte reduzieren

...

1 EINFÜHRUNG UND METHODIK

Das Ziel dieser Untersuchung ist es, eine Zusammenfassung einschlägiger Untersuchungen zu den Entwicklungsmöglichkeiten bei den erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz zu geben. Darüber hinaus wurde untersucht, ob eine zu 100% auf erneuerbaren Energiequellen basierende Energieversorgung von Europa darstellbar und prinzipiell möglich ist. Dieses Ziel ist im Hinblick auf Fragen des Klimaschutzes sowie der Versorgungssicherheit, aber auch aus wirtschaftlichen Gründen erstrebenswert. Die ökonomischen Gründe liegen dabei vor allem in der technologischen Wettbewerbsfähigkeit, der lokalen/regionalen Wertschöpfung sowie der Schaffung von nachhaltigen Strukturen mit hoher langfristiger Wettbewerbsfähigkeit. Dass dadurch mittel- und langfristig ökonomische Vorteile erreicht werden, ist im Hinblick auf die sich verschärfende Ressourcensituation fossiler Energieträger und weiterer Kostensenkungen erneuerbarer Energietechnologien wahrscheinlich.

Im Folgenden werden zunächst die Eckdaten der Europäischen Energieversorgung (EU 27) anhand veröffentlichter Statistiken zusammengefasst und deren zeitlicher Verlauf dargestellt. Dies ermöglicht es, technische Potenziale erneuerbarer Energieträger sowie Effizienzpotenziale vor dem Hintergrund der historischen Entwicklung und der aktuellen Situation der Energieversorgung bzw. des Energiebedarfs zu bewerten. Erweitert wird die Darstellung um Szenarien bezüglich der Verbrauchsentwicklung mit den Zeithorizonten 2020 und 2030 (+evt. LTI Studie).

Im dritten Kapitel werden die technischen Potenziale aller derzeit diskutierten erneuerbaren Energietechnologien sowie deren aktueller Beitrag zur Energieversorgung aufgezeigt. Hierzu wurden veröffentlichte Studien und Szenarien gesichtet und für die unterschiedlichen Potenziale entsprechende Bandbreiten gebildet. Je nach Studie können insbesondere für Biomasse erhebliche Ertragsunterschiede auftreten, je nach dem, ob intensive Landwirtschaft oder extensive Anbaumethoden zugrunde gelegt wurde. Aus der Kombination der Potenziale der verschiedenen erneuerbaren Energieträger lassen sich entsprechende Deckungsbeiträge ermitteln.

Als ebenso wichtiger Beitrag zur Energieversorgung wird die Nutzung von Einsparpotenzialen auf der Verbraucherseite analysiert und ausgewertet. Die Erkenntnis, dass in allen Sektoren erhebliche Effizienz-Potenziale umsetzbar sind, ist nicht neu. Bereits 1989 prägte Amory Lovins den Begriff „Negawatts“ auf der *Green Energy Konferenz* in Montreal [Lovins 1989]. Die Idee wurde weiterdiskutiert in der Publikation „Faktor vier“ [Weizsäcker et al. 1995]. Grundlegender ist die Ausdehnung des Effizienzgedankens auf den gesamten Ressourcenverbrauch wie ihn Friedrich Schmidt Bleek im Konzept der MIPS (Material Intensity Per Service) formulierte und eine Reduktion des Ressourcenverbrauchs um den Faktor 10 anmahnte [Schmidt Bleek 1994].

Bei aller Notwendigkeit der Nutzung effizienter Technologien genügen Effizienz und technischer Fortschritt allein nicht, um den Gesamtverbrauch zu reduzieren. Oft genug haben effiziente Technologien neue Anwendungsfelder erschlossen, so dass über den Mengenzuwachs der Einsparungseffekt übertrifft wurde. Dieser Zusammenhang wurde bereits vor mehr als 100 Jahren am Beispiel der Dampfmaschine in England erkannt und als „Jevons Paradoxon“ bekannt [Jevons 1866].

Die Realisierung von Effizienzpotenzialen und die damit verbundenen Kosten und notwendigen Maßnahmen wurden intensiv vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele diskutiert. In Kapitel 4 wird ein Überblick über den aktuellen Stand der Zielsetzungen und die Realisierbarkeit der Ziele gegeben. Die dargestellten Potenziale stellen einen wichtigen Input für die späteren Arbeitspakete dar, da Nachfragerückgänge über die technischen Potenziale hinaus automatisch mit Rückgängen beim Konsum und in der Produktion verbunden sein müssten.

Im abschließenden Kapitel wird die Nachfrageseite – also der Energieverbrauch – dem kumulierten Angebot an erneuerbarer Energie in der EU 27 sowie den möglichen Effizienzpotenzialen gegenübergestellt. Dies soll vor allem die prinzipielle Machbarkeit einer vollständigen Versorgung der EU 27 Länder mit erneuerbarer Energie anhand der vorhandenen Potenziale aufzeigen. Ein mögliches Szenario zur Realisierung muss aber noch weitere technische und ökonomische Aspekte berücksichtigen. So sind die Speicherung von Energie – saisonal bzw. Tag-/Nachtspeicher – , intelligente Netze sowie der Ausbau des europäischen Verbundnetzes von erheblicher Bedeutung. Zusätzlich bleibt es eine Option, auch erneuerbare Energie aus anderen Weltregionen zu importieren, sofern die Wirtschaftlichkeit darstellbar ist und die Kooperation politische Unterstützung findet.

2 ENTWICKLUNG UND STATUS DER ENERGIEVERSORGUNG DER EU 27

2.1 Entwicklung des Primärenergiebedarfs seit 1960

Die Internationale Energieagentur (IEA) mit Sitz in Paris veröffentlicht jährlich aktualisierte Energiebilanzen und Statistiken [IEA 2009 Heizenergieverbrauch im öffentlichen und privaten Bereich]. Damit stellt sie eine wichtige Datengrundlage zur Analyse der weltweiten Energiesituation zur Verfügung. In der Öffentlichkeit ist vor allem die Datenzusammenstellung des „BP Statistical Review of World Energy“ bekannt [BP 2010]. Diese basiert nicht auf eigener Datenerhebung, sondern ist eine Zusammenstellung öffentlich zugänglicher Daten aus unterschiedlichen Quellen. Ein weitere wichtige Quelle für statistische Daten ist die amerikanische Energiebehörde (DOE-EIA). Diese veröffentlicht auch jährliche Projektionen für die kommenden 20 Jahre [EIA 2010].

Auch wenn die IEA und die anderen Institute über die Jahre ihre Analysemethoden immer weiter verfeinert haben, sind sie maßgeblich von den nationalen Energieberichten abhängig, die die Länder in unterschiedlicher Qualität beisteuern. So erklären sich auch die Unterschiede etwa zu den Zahlen der Europäischen Statistikbehörde EUROSTAT aber auch zu anderen Statistiken, die in Einzelfällen bis zu 10% voneinander abweichen können. Dies dürfte aber ohnehin im Rahmen der Genauigkeit der Zahlen liegen, insbesondere bei den Zeitreihen die 20 oder 30 Jahre zurückreichen. Speziell die Zahlen der neuen EU-Länder, die zu den ehemals zentral planenden Staaten gehören, stellen bestmögliche Schätzungen dar bzw. sind nur kumuliert erfasst. Im Kyoto-Protokoll hat man sich für die Industriestaaten (Annex 1 Staaten) basierend auf nationalen Berichten auf „exakte“ Werte der Treibhausgasemissionen im Jahr 1990 geeinigt. Diese bilden die Basis zur Bemessung von Reduktionserfolgen.

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs der EU 27-Länder seit 1960. Für den Zeitraum zwischen 1960 und 1990 wurden über jeweils fünf Jahre Durchschnittswerte gebildet. Es sind daher nicht die jährlichen Fluktuationen sichtbar (z.B. Ölkrise 1973). Abgesehen von zwei Unterbrechungen (Ölpreiskrisen 1973 und 1979), stieg der Energieverbrauch bis 1990 mit etwa 3,5% pro Jahr deutlich. Seit 1990 verläuft der Zuwachs mit 0,6 % pro Jahr wesentlich langsamer. Das Jahr 2006 markiert bislang einen Höhepunkt. Seither ist der Energieverbrauch leicht rückläufig. Dies ist auf gestiegene Energiekosten, klimapolitische Maßnahmen und den Beginn der Wirtschaftskrise zurückzuführen, wobei manche Autoren die gestiegenen Energiekosten als Auslöser der Rezession im Jahr 2008 sehen [Rubin 2008].

Aus Abbildung 1 lassen sich einige Trends erkennen, die auch – aber nicht nur – energiepolitische Wurzeln haben. So lässt sich die Entwicklung grob in mehrere Phasen untergliedern:

- Den Zeitraum bis etwa 1970 kann man als ungezügelter Wachstumsphase charakterisieren.
- Vom Ende der 1970er Jahre bis etwa 1985 prägte die Sorge vor langfristigen Verknappungstendenzen mit der Philosophie der definitiven Energiesicherung unter Hintanstellung des Preisaspektes Debatte und Handlungen. Auch Umweltaspekte spielten eher eine nachgeordnete Rolle und beschränkten sich auf lokale und regionale Auswirkungen. [Mikat 1990]
- Seit etwa 1990 hat die Umweltverträglichkeit, insbesondere die Klimaverträglichkeit zumindest innerhalb der EU-Energiepolitik einen herausragenden Stellenwert.
- Seit etwa dem Jahr 2000 beginnt neben Klimaverträglichkeit und Kosten zunehmend das Argument der Versorgungssicherheit wieder zu greifen. [KOM 2006]

Bereits in den 1950er Jahren wurden die Weichen zur Stützung der Kohlepolitik und zur Entwicklung der Kernenergienutzung gestellt. Basis bildete einmal 1953 die Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS) als erster Baustein und Vorläufer einer europäischen Gemeinschaft. Zum anderen wurde EURATOM zur Erforschung der friedlichen Nutzung der Kernenergie innerhalb des europäischen Wirtschaftsraums gegründet und ab 1960 arbeitsfähig. In dieser frühen Phase erfolgte vor allem das Wachstum des Kohleverbrauchs, flankiert durch die Einführung der ersten zivilen Kernreaktoren.

In den 1960er Jahren gewann in Europa Erdöl stark an Bedeutung und verdrängte innerhalb einer Dekade die Kohle als bis dahin dominierenden Energieträger. Parallel wurde die Kernenergie weiter entwickelt, auch wenn erst noch wenige Reaktoren in Betrieb gingen. Erneuerbare Energie blieb auf Wasserkraft und traditionelle Biomassenutzung beschränkt und lieferte einen weitgehend stabilen Beitrag.

Die Ölkrise 1973 führte den Industriestaaten die empfindliche Abhängigkeit von Erdölimporten vor Augen und bildete eine Zäsur. Wichtigste Maßnahme dieser Zeit war auf Initiative des U.S. Außenministers Henry Kissinger die Gründung der Internationalen Energieagentur zur besseren Kooperation und Abstimmung nationaler Politiken. [Kissinger 1982]

Die energiepolitischen Grundsätze der IEA wurden am 6. Oktober 1977 verabschiedet und machen die zentrale Zielsetzung deutlich: „Die Weiterentwicklung von nationalen Energieprogrammen und/oder –politiken, die so genau wie möglich festgelegt das Ziel beinhalten, durch Energieeinsparungen, Ausbau von heimischen Energiequellen und durch Ölsubstitution zukünftige Ölimporte in absoluten Mengen zu senken oder zu begrenzen.“ (1. Grundsatz, zitiert nach [Mikat 1990, Seite 17]). Konkret verpflichteten sich die Minister im Kohleaktionsprogramm im Mai 1979: „Die IEA-Länder werden als gemeinsames Ziel

- die Nutzung von Kohle als Brennstoffalternativen
- die Förderung von Kohle zur Deckung dieses wachsenden Bedarfs
- den internationalen Handel von Kohle zur Deckung eines wachsenden Bedarfs

steigern.“ (Zitiert nach [Mikat 1990, Seite 18].

Dem folgte die Aufforderung zur Umsetzung in nationale Politiken. Der Rat der Europäischen Gemeinschaft formulierte 1980 die Zielsetzung, bis 1990 den Anteil von Kohle- und Kernenergie an der Stromerzeugung von 54% im Jahr 1979 auf 70-75% zu erhöhen und den Anteil des Öls am Primärenergieverbrauch von 55% auf 40% zu reduzieren. [Mikat 1990]

Diese Vorgaben prägten auch die deutsche Energiepolitik. Tatsächlich wurde Erdöl weitgehend aus der Stromerzeugung verdrängt zugunsten steigender Anteile von Kohle und Kernenergie. Die 1980er Jahre brachten den Ausbau der Kernenergie auf das heutige Niveau. Kohle und Kernenergie wurden sowohl in der europäischen als auch in der deutschen Energiepolitik immer gemeinsam gesehen und parallel gefördert.

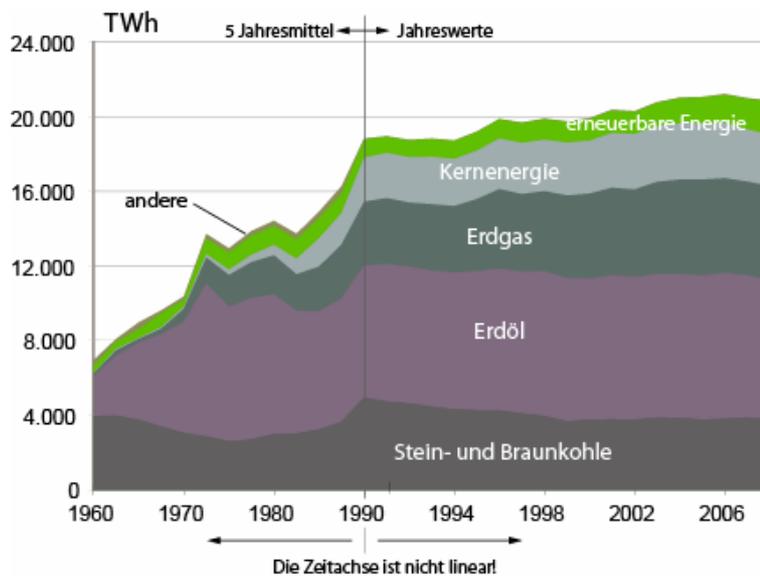


Abbildung 1: Entwicklung des Primärenergiebedarfs der EU27. Die Werte vor 1990 sind über jeweils 5 Jahre gemittelt, nach 1990 sind es Jahreswerte. [Quelle IEA OECD und IEA Non-OECD Energy Balances 1987-2009]

Zeitgleich wurde die Öl- und Gasförderung in der Nordsee (Großbritannien und später Norwegen) ausgeweitet und zu einem wichtigen Standbein der europäischen Energieversorgung.

In diese durch die Ölkrise geprägte Zeit fallen aber auch die diversen internationalen und nationalen Programme zur Forschungsförderung von Energieeinsparung und Erneuerbarer Energie. Innerhalb Deutschlands war diese Forschungsphase ab 1974 Voraussetzung, um

Anfang der 1990er Jahre – jetzt unter der Prämisse des Klimaschutzes – den für alle Beobachter erstaunlich schnellen Übergang von der Forschung über die Demonstration in die Markteinführung zu meistern.

Besondere Erwähnung verdient die dänische Energiepolitik, die in dieser Zeit einen eigenen Weg verfolgte, der bis heute die Strukturen prägt. Auch hier dominierte die Kohle mit fast 70% Anteil bis 1950 die Energieversorgung. Innerhalb der kommenden zehn Jahre bis 1960 erlangte Erdöl 65% Anteil und verdrängte bis 1970 mit über 90% Anteil an der Primärenergieversorgung alle anderen Energieträger. Der Einbruch durch die Ölkrise 1973 traf Dänemark besonders empfindlich. Doch konsequente energiepolitische Vorgaben erwirkten eine stetige Abkehr vom Erdöl, dessen Versorgungsbeitrag sich bis 1990 gegenüber 1973 halbierte. [Energy 2000].

Wichtigste Maßnahmen waren der wieder verstärkte Einsatz von Kohle und die Entwicklung von neuen Energietechnologien, allen voran der Windenergie. Der steigende Kohleeinsatz resultierte zumindest bis 1990 jedoch nicht – wie in anderen Staaten – in proportional steigendem Primärenergieeinsatz. Dieser wurde dadurch konstant gehalten, dass Kohle zunehmend in Kraftwärmekopplungsanlagen zur Stromerzeugung und Wärmebereitstellung in dezentralen Wärmenetzen mit hohem Wirkungsgrad eingesetzt wurde. Neben Kohle wurde auch die Biomassenutzung in Kraftwärme-Kopplung stark unterstützt. Daneben wurden weltweit erstmals Windenergiekonverter in industriellem Maßstab gefertigt und die Markteinführung vollzogen. Profitiert hat diese Industrie dann für einige Jahre von einem starken Export in die USA und von der dortigen Gesetzgebung zugunsten regenerativer Stromerzeugung.

Dieser technologische und strukturelle Umbau war politisch gewollt und wurde durch entsprechende Steuern finanziert: 1977 wurden Steuern auf Erdöl und Strom erhoben, erneuerbare Stromerzeugung wurde davon ausgenommen. Im Jahr 1982 wurden diese auf Kohle ausgeweitet. Zusätzlich wurden Anreize zur Steigerung der Effizienz gegeben. [Energy 2000]

Seit 1983 setzte mit der Trendwende an den internationalen Energiemärkten ein politischer Meinungswandel der IEA und innerhalb der Europäischen Kommission ein.

Als der Ölpreis verfiel, kam die europäische Kohlevorrangpolitik in finanzielle Schwierigkeiten, da die staatlichen Subventionen zum Ausgleich der Differenzkosten zwischen Kohle und Erdöl zur finanziellen Belastung der Staaten wurden. Dies mündete 1985 in der Aufforderung der IEA in den jeweiligen energiepolitischen Empfehlungen an die Mitgliedstaaten, die Rationalisierung ihrer Kohlepolitik voranzutreiben und Subventionen und Handelshemmnisse abzubauen. Im Jahr 1988 resultierte dies in der Überprüfung der deutschen Kohlevorrangpolitik. [Mikat 1990].

Dänemark begegnete dem Ölpreisverfall 1985/1986 dadurch, dass der Ölpreisrückgang durch ebenso stark steigende Steuern ausgeglichen wurde. Dadurch konnten die

Preisrelationen zwischen den einzelnen Energieträgern weitgehend stabil gehalten werden und die steuerlichen Mehreinnahmen kamen vor allem dem weiteren Umbau der Energieversorgung in dezentrale Kraftwärmeerzeugung auf regenerativer Basis und Ausbau der Windenergienutzung zu Gute. Heute hat die Kraft-Wärmekopplung in Dänemark einen Anteil von über 40% [Energy 2000]. Dieser Vergleich der Politiken im Umgang mit dem Ölpreisverfall macht deutlich, wie die Maßnahmen einmal zum finanziellen Problem wurden ohne ein strukturelles Problem zu lösen, im andern Falle aber einen gewollten Umbau unterstützten.

Seit 1988 rückt in der deutschen und seit etwa 1990 in der europäischen Energiepolitik der Klimaschutzaspekt zunehmend in den Vordergrund. Dies drückte sich in der Anfangsphase vor allem in steigender Forschungsförderung und in Demonstrationsprogrammen (z.B. 250 MW Windenergie oder 1000-Dächer Programm für Fotovoltaikanlagen) aus.

Nach Dänemark und in gewissem Umfang auch Österreich (v.a. Solarthermie und Biomasse) begann Deutschland, motiviert durch die Arbeit der Enquete-Kommission des 11. Deutschen Bundestages „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ und Nachfolgeaktivitäten, die Bedingungen für eine Markteinführung erneuerbarer Energietechniken zu verbessern (z.B. Energieeinspeiseverordnung für erneuerbare Energie und EEG). Damit wurde es vor allem in der regenerativen Stromerzeugung zum europäischen Vorreiter, der die gesamte Entwicklung in Europa maßgeblich beeinflusst hat.

Etwa seit 2003 wird der gesamte Anstieg der Energienachfrage von erneuerbaren Energien und Erdgas gedeckt. Dies zeigt, wie wichtig die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen ist, denn vor allem dadurch kann der weitere Anstieg des Beitrags von erneuerbaren Energien durch Substitutionseffekte auch zu einer Reduktion von Treibhausgasemissionen führen.

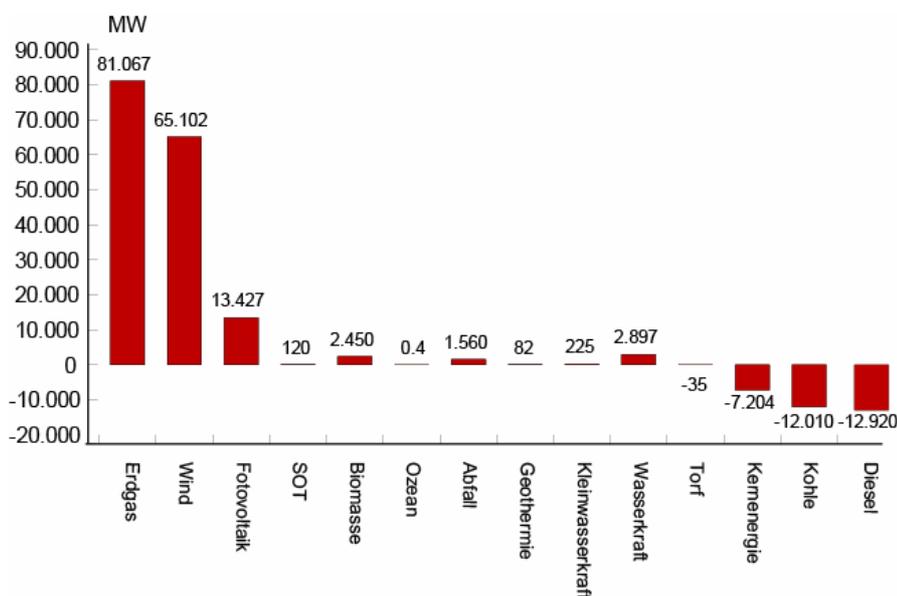


Abbildung 2: Nettozubau von Kapazität zur Stromerzeugung im Zeitraum 2000-2009 in der EU27. Anlagen mit negativem Vorzeichen stehen für einen Überhang an stillgelegten Anlagen.[EWEA 2010]

Bislang zeigen sich nur marginale Rückgänge bei den fossilen Energieträgern. Im Verkehrsbereich zeigen sich erste Effekte durch die gesunkene Fahrleistung (aufgrund hoher Benzinpreise) und durch die EU-weite Festlegung einer Beimischungsquote für Biokraftstoffe, deren Anteil in der Folge im europäischen Mittel bereits bei über 4% liegt. Innerhalb der anderen Sektoren gibt es ebenfalls Verschiebungen.

2.2 Entwicklung des Endenergieverbrauchs seit 1960

Die Betrachtung der Primärenergieversorgung hat nur eine begrenzte Aussagekraft wenn es darum geht zu beurteilen, welchen Deckungsbeitrag erneuerbare Energieträger in der Zukunft leisten können. In der Umwandlungskette von Primärenergie zu Endenergie treten zum Teil erhebliche Verluste auf, die den verfügbaren Energieinhalt einer fossilen oder nuklearen Ressource reduzieren. Bei nicht-brennstoffbezogenen regenerativen Energien kommt diesen Umwandlungsverlusten eine andere Bedeutung zu, da kein endliches Reservoir entleert wird. Hier beeinflusst der Wirkungsgrad eher den Materialaufwand, die Flächenverfügbarkeit und vor allem die Rentabilität, aber nicht die Reichweite des Reservoirs. Daher wird der Deckungsbeitrag erneuerbarer Energien sinnvollerweise auf Endenergieebene bewertet.

Die Umrechnung in Primärenergie wird zwar oft durchgeführt, führt aber zu unterschiedlichen Beiträgen, je nachdem, ob nach der Wirkungsgradmethode oder der Substitutionsmethode gerechnet wird. Je höher der Beitrag regenerativer Energieerzeugung wird, desto problematischer wird der Vergleich der Beiträge zur Primärenergieversorgung. Salopp gesprochen: Je schlechter der Wirkungsgrad einer

Energiewandlungskette, desto größer wird der Beitrag zur Primärenergieversorgung bei gleicher Endenergiebereitstellung.

Der Vergleich der klimarelevanten Emissionen gibt ein wesentlich besseres Kriterium zur Beurteilung der Nachhaltigkeit. Im Unterschied zur „rückgerechneten“ Primärenergie liegt den Emissionen eine reale physische Basis zugrunde. Diese liefern daher einen objektiven Parameter für den Grad der Nachhaltigkeit einer Energieversorgungskette.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind noch die vermiedenen Energieimporte von Bedeutung.

Abbildung 3 zeigt den Endenergieverbrauch der EU 27 Länder seit 1960. Die Differenz zwischen Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch beziffert hauptsächlich den Energieverlust und Eigenverbrauch der technischen Anlagen im Umwandlungsbereich. Sie gibt ein Maß für die Effizienz des Energieversorgungssystems.

Im Jahr 2008 wurden in den EU 27 Staaten 21.004 TWh Primärenergie und 14.234 TWh Endenergie verbraucht. Eigenverbrauch und Verluste im Umwandlungsbereich betragen 33% bezogen auf den Primärenergieverbrauch. In Dänemark liegt der Anteil bei 24% und in Deutschland bei 27,3%. Die Verluste im Umwandlungsbereich sind hauptsächlich auf den Wirkungsgrad der Stromerzeugung zurückzuführen. Daher sind sie dort geringer, wo entweder eine hohe Brennstoffausnutzung stattfindet (Kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme) wie in Dänemark oder regenerative Energien wie Wind, Wasser oder Solarstromerzeugung einen hohen Anteil haben, da deren Bruttostromerzeugung als Primärenergie in die Bilanz übernommen wird (Wirkungsgradmethode).

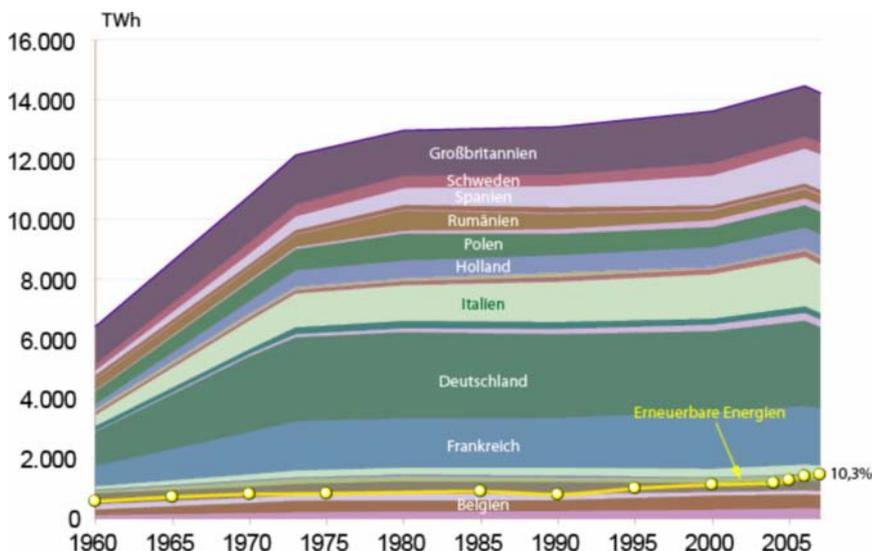
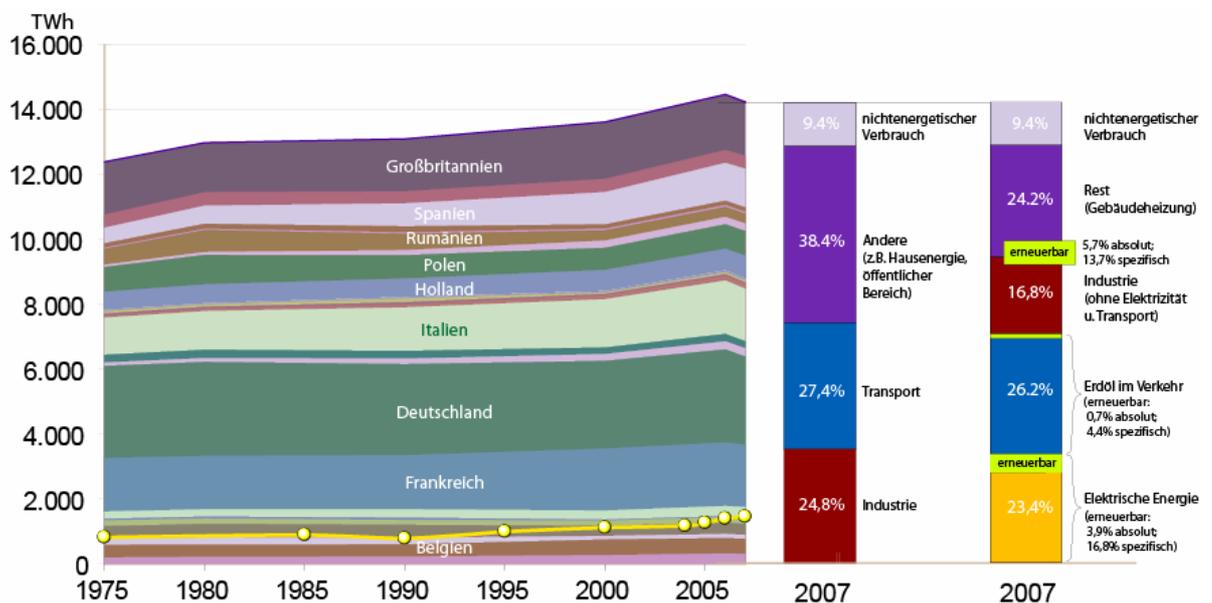


Abbildung 3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in der EU27 bis 2007. Die gelbe Linie kennzeichnet den Anteil der durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Dies sind Wasserkraft, Windenergie und Biomasse sowie alle anderen erneuerbaren Energieträger kumuliert. Für die Energieerzeugung aus fester Biomasse wurde der Endenergieanteil (Strom oder Wärme) berücksichtigt, bzw. beide Endenergieanteile bei Heizkraftwerken. [IEA Energy Balances 1987-2007; Eurostat 2007; IEA Renewables 2008]

Der Anteil der erneuerbaren Energie am Endenergieverbrauch liegt für die Länder der EU 27 -Zone bei 10,3% (2007). Etwa die Hälfte davon ist Strom aus Wind- und Wasserkraft und Solarenergie. Die andere Hälfte ist Biomassenutzung zu Heizzwecken und zur Stromerzeugung. Allerdings ist die Aufteilung auf die einzelnen Mitgliedsstaaten sehr unterschiedlich. Beispielsweise haben Norwegen, Österreich und Schweden mehr als 50% regenerativen Stromanteil (Norwegen: 99%, Österreich 68%, Schweden 52%). Am anderen Ende der Skala gibt es 5 Mitgliedsstaaten mit weniger als 5% regenerativen Stromanteil (Belgien, Großbritannien, Ungarn, Tschechische Republik, Polen).

Abbildung 4 zeigt für 2007 zusätzlich die Aufteilung der Endenergie auf die jeweiligen Sektoren (linker Balken) und Energieträger (rechter Balken). Der gesamte Verbrauch an elektrischer Energie wurde zusammengefasst. Dies beinhaltet den Stromverbrauch im Verkehrsbereich (Eisenbahn, U-Bahnen), und für industrielle Produktionsprozesse.

Der Ölbedarf für den Verkehrsbereich, der Energieverbrauch der Industrie – ohne für Transportanteil und Strom – und der Heizenergieverbrauch im öffentlichen und privaten Bereich sind jeweils explizit ausgewiesen. Der verbleibende Rest ist nicht weiter zugeordnet. Für jeden Endenergiebereich ist der Anteil erneuerbarer Energieträger separat



in grün markiert.

Abbildung 4: Der Endenergieverbrauch der EU 27 und die Verwendung der Energie nach Sektoren bzw. Energieträgern. Die gelbe Linie markiert den Beitrag erneuerbarer Energien. Die Prozentangaben für den Anteil der Erneuerbaren an den Verbrauchssektoren (absolut/spezifisch) geben den Anteil am Gesamtendenergieverbrauch von 14.234 TWh an (absolut). Der spezifische Wert markiert den Anteil im jeweiligen Verbrauchssegment, also z.B. 16,8% der elektrischen Energie stammte 2007 aus erneuerbaren Quellen. [Quelle: IEA Energy Balances 1987-2007; Eurostat 2007; IEA Renewables 2008]

Im Verkehrssektor kann durch die Einführung effizienter Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeuge Benzinverbrauch effizient substituiert werden, da Verbrennungsmotoren über den Fahrzyklus gemittelt wesentlich schlechtere Wirkungsgrade aufweisen als Elektroantriebe mit Batteriebetrieb oder Stromerzeugung am Fahrzeug über eine Brennstoffzelle. . Somit könnte ein großer Teil des Endenergieverbrauchs im Verkehr durch Umstellung auf effiziente Antriebe eingespart werden, falls die entsprechenden Technologien im notwendigen Umfang verfügbar werden. Auch in den anderen Verbrauchssektoren gibt es große Einsparmöglichkeiten, die durch technologische Entwicklungen realisierbar werden. Dies wird im entsprechenden Kapitel thematisiert.

2.3 Energieszenarien

Zusätzlich zu den retrospektiven Energiebilanzen und Statistiken veröffentlicht die IEA regelmäßig den World Energy Outlook (WEO), der mit seinen Szenarien eine energiewirtschaftliche Vorausschau auf die kommenden 20 Jahre aus Sicht der IEA darstellt. In dieser Arbeit werden die IEA-Szenarien als Ausgangspunkt gewählt, da sie eine regelmäßig fortgeschriebene und aktualisierte Datenbasis liefern, wenngleich die Einschätzungen zukünftiger Entwicklungen eher konservativ sind.

Dies hat mehrere Gründe: Zum einen ist es immer schwierig, wenn es um die glaubwürdige Fortschreibung bestehender Strukturen in der Zukunft geht. Es ist nur natürlich, dass jede Darstellung der Zukunft auch von den Interessen oder von unterschiedlichen Auffassungen der Autoren geleitet wird. Darin macht auch die IEA keine Ausnahme, sie ist den Regierungen verpflichtet, die sie finanzieren und die – politisch motiviert – möglichst geringe strukturelle Veränderungen projizieren. Dies führt in der Folge zu einer eher konservativen Trendfortschreibung. Strukturbrüche oder eine trendwende können so nur unzureichend beschrieben werden.

Somit stellen die IEA-Szenarien eine Referenz dar, um andere Szenarien damit zu vergleichen. Sie sind ein Kompromiss, auf dessen Grundlage andere Akteure ihre Szenarien stützen, um dann zu entsprechend unterschiedlichen Ergebnissen zu gelangen. Dies bestätigt sich vor allem [Rubin 2008] durch die Tatsache, dass weltweit wenige offizielle Szenarien zu finden sind, in denen der weltweite Energieverbrauch noch stärker steigt als im IEA- Referenzszenario. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wurde in der Vergangenheit regelmäßig unterschätzt. So zum Beispiel wurde die installierte Windenergieleistung für das Jahr 2020 bzw. 2030 bereits wenige Jahre nach Erscheinen des jeweiligen Berichtes in der Realität erreicht, so dass Folgestudien regelmäßig nachbessern mussten (siehe auch Abbildung 7).

Das Referenzszenario beschreibt den aktuellen Politikstand, also nur Politikmaßnahmen die bereits umgesetzt sind. Dadurch ist das Referenzszenario jeweils konservativ und beinhaltet Effizienzmaßnahmen nur unzureichend.

Aufgrund der Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien sinkt der Primärenergieeinsatz leicht, da insbesondere elektrische Energie, die aus erneuerbaren Technologien erzeugt wird, über den Kraftwerkswirkungsgrad bis zu zwei Teile fossiler Energie ersetzen kann. Wirtschaftswachstum mit gleichzeitiger Reduktion des Energieverbrauchs erscheint in den IEA-Szenarien nur als machbar, wenn dies durch klimapolitische Randbedingungen erzwungen wird.

Daneben gibt es eine ganze Reihe von Studien mit ambitionierten Szenarien gibt wie zum Beispiel [DLR, Greenpeace] oder [GermanHy 2009]. In [GermanHy 2009] wird für den Zeithorizont bis 2030 von einer abnehmenden Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern ausgegangen, wie dies auch in den anderen Zwischenberichten dieses Projektes beschrieben wird. Dort wird in der Konsequenz von einem verminderten Energieangebot bis zum Jahr 2030 ausgegangen. Die Potenziale erneuerbarer Energieträger sowie Effizienzpotenziale werden in dieser Arbeit den IEA-Szenarien gegenübergestellt.

2.3.1 Das IEA WEO 2009 Referenzszenario

Das „Referenzszenario“ markierte über geraume Zeit den Pfad der wahrscheinlichsten Entwicklung auf den Energiemärkten. Auch wenn es von der IEA als Szenario bezeichnet wird, so kommt ihm in der öffentlichen Diskussion oft der Stellenwert einer Prognose zu. Dies galt insbesondere für die Zeit, in der die Klimadiskussion und die Entstehung von empfindlichen politischen Abhängigkeiten in der Energieversorgung kaum eine Rolle spielten. Vor dem Hintergrund einer internationalen Klimapolitik muss auch die mehr oder weniger lineare Fortschreibung bisheriger Entwicklungen überdacht werden, denn damit würden die klimarelevanten Emissionen kontinuierlich weiter steigen.

Ausgehend von weltweiten CO₂-Emissionen von 20,9 Gigatonnen (Gt) im Jahr 1990 und 28,8 Gt im Jahr 2007 würden die weltweiten CO₂-Emissionen im Referenzszenario 2030 bis auf 40,4 Gt steigen, sich also gegenüber 1990 nahezu verdoppeln. Dies liegt weit jenseits der Werte, die Klimaexperten für vertretbar halten.

Die Internationale Energieagentur nutzt das Referenzszenario zur Darstellung der Konsequenzen einer Fortschreibung des Status-quo energiepolitischen Handelns. Um diese Konsequenzen zu vermeiden werden verstärkte klimapolitische Maßnahmen als zwingend notwendig erachtet und angemahnt.

Vor diesem Hintergrund kann eine geologisch bedingte Begrenzung der fossilen Energieträger als kontraproduktiv angesehen werden, da sie die Notwendigkeit politischer Maßnahmen relativiert. Dies mag ein – sicher nicht der einzige – Grund sein, warum ein nahes geologisch bedingtes Fördermaximum in den Szenarien der IEA nicht in Betracht gezogen wird.

Andererseits kann man geologische Restriktionen als Zusatzargument und „Klimadividende“ interpretieren, da jetzt zwei schwerwiegende Gründe eine schnelle

Abkehr von der Nutzung fossiler Energieträger anmahnen. Damit wird die Unvermeidbarkeit eines Strukturbruchs deutlicher – es geht nur um den Gestaltungsspielraum, der mit jeder Verzögerung eingeengt wird. Die Politik wird durch die äußeren Umstände umso dringlicher zu proaktivem Handeln gezwungen, um Verwerfungen zu vermeiden.

In dieser Diskussion und Argumentation erstaunt es schon, dass ein geologisch bedingtes Fördermaximum nicht einmal als Möglichkeit betrachtet, sondern fast kategorisch ausgeschlossen wird. Gerade aber in seiner Negation wird „Peak Oil“ erst zur Bedrohung. Und wie im Berichtsteil zur Erdölverfügbarkeit ausgeführt wird, sprechen einige Anzeichen dafür, dass diese Möglichkeit des geologisch bedingten Fördermaximums mit steigender Wahrscheinlichkeit zur Gewissheit wird. Dann aber wird der Handlungsdruck auf Politik und Gesellschaft enorm, sich schnell zu entwöhnen.

Abbildung 5 ergibt sich im Referenzszenario der IEA für den Primärenergiebedarf für die EU 27-Länder bis 2030:

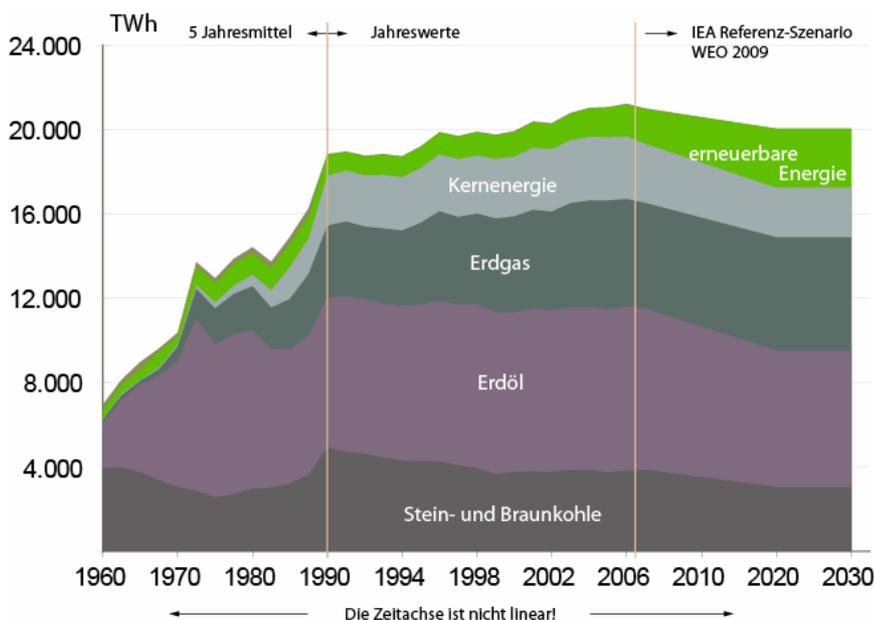


Abbildung 5: Primärenergiebedarf für die EU 27 im IEA-WEO Referenzszenario 2009. [IEA WEO 2009, IEA Energy Balances, 1998-2009]

Das Referenzszenario berücksichtigt zwar keine zukünftigen politischen Reduktionsziele, wohl aber bereits umgesetzte Maßnahmen wie das Energie-Einspeisegesetz für erneuerbare Energien, welches ausgehend von Deutschland von vielen weiteren Ländern übernommen wurde. Für Europa berücksichtigt es weiterhin das so genannte 20-20-20 Ziel, also eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 20% (gegenüber 1990), eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20% sowie einen Anteil von 20% erneuerbaren Energien bis zu diesem Zeitpunkt. Dies ist ein Grund dafür, dass der Anteil erneuerbarer Energieträger auch im Referenzszenario für die EU 27-Länder steigt.

Weltweit steigt im Referenzszenario der Primärenergiebedarf von 139.560 TWh (2007) um 71% auf 195.268 TWh (2030), während er für die EU 27-Länder praktisch gleich bleibt. Der Endenergiebedarf steigt allerdings leicht an (gegenüber 2007). Eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 9,6% von 3,89 Mrd. Tonnen auf 3,52 Mrd. Tonnen wird in der EU 27 durch den hohen Anteil erneuerbarer Energien möglich.

2.3.2 Das IEA 450 Szenario

Dieses Szenario ersetzt das Policy Scenario 550 des WEO 2008 [IEA WEO 2008] mit der progressiveren Zielsetzung die Treibhausgasemissionen deutlicher auf 450 ppm (parts per million) zu senken. Diese Reduktion wird als notwendig angesehen, um die Klimaerwärmung auf 2°C bis zum Ende des Jahrhunderts zu begrenzen. Im Referenzszenario würde die Konzentration auf über 1000 ppm steigen. Abbildung 6 zeigt die primärenergieseitigen Implikationen für die EU 27 Länder:

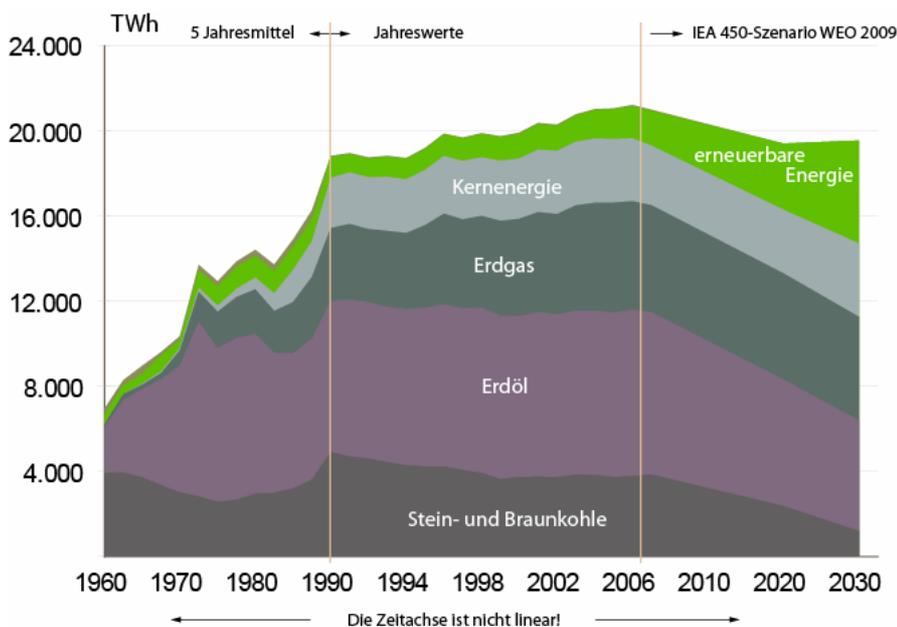


Abbildung 6: Primärenergiebedarf für die EU 27 im IEA-WEO 450-Szenario. [IEA WEO 2009, IEA Energy Balances 1998-2009]

Auch in diesem, bezüglich der Treibhausgasemissionen eher progressiven Szenario, sinken Primär- und Endenergiebedarf kaum. Dies bedeutet, dass Effizienzpotenziale nur ungenügend bis kaum genutzt werden bzw. an anderer Stelle wieder überkompensiert werden.

Markant ist der Anstieg des Stromverbrauchs von 3325 TWh (2007) auf 3822 TWh (2030), was durch einen Anstieg der Nutzung elektrischer Energie im Hausbereich (z.B. Wärmepumpen) und im Transportbereich (Elektromobilität) zu erklären ist. Während der Einsatz von Erdöl im Transportsektor von 3698 TWh (2007) auf 2790 TWh (2030) sinkt,

sinkt der Gesamtenergieverbrauch im Transportsektor nur um 9%, der im Hausenergiebereich steigt sogar um 13%. Das bedeutet, dass weder im Hausenergiebereich noch im Transportbereich wesentliche Effizienzmaßnahmen unterstellt werden. Dennoch sinken die Treibhausgasemissionen um 42% gegenüber 2007 auf 2,27 Mrd. Tonnen.

2.3.3 Das Energy[r]evolution Szenario

Im Jahr 2007 stellte Greenpeace mit dem „energy [r]evolution“ Report ein eigenes Szenario zur Entwicklung der weltweiten Energieversorgung vor, das jährlich aktualisiert wird. [Greenpeace 2008]. Darin sind zwei Szenarien beschrieben, ein Referenzszenario und das „energy [r]evolution“ Szenario.

Das Referenzszenario ist bis 2030 mit dem gleichnamigen Referenzszenario der IEA identisch. Es wird unter Trendfortschreibung bis 2050 erweitert. Das „energy [r]evolution scenario“ (ERS) wurde mit Unterstützung verschiedener Institute (u.a. Ecofys, DLR) und dem European Renewable Energy Council (EREC) entwickelt.

Das „energy [r]evolution scenario“ basiert auf zwei wesentlichen Vorgaben: Einer Reduktion der Kohlendioxidemissionen auf 10 Gt (Gigatonnen) pro Jahr (aktuell 28,8 Gt in 2007) ab dem Jahr 2050 und dem Auslaufen der weltweiten Kernenergienutzung. Gleichzeitig werden die Projektionen für Bevölkerungswachstum und Bruttonationaleinkommen in 2050 dem Referenzszenario entsprechend fortgeschrieben.

Energiebedarf und -verbrauch werden durch den Zubau von erneuerbaren Energien und der Nutzung von Effizienzpotenzialen angepasst. Damit wird die Energiebedarfsentwicklung des Referenzszenario der IEA bis 2030 übernommen und im Trend bis 2050 fortgeschrieben, die Energiebereitstellung aber wird mit regenerativen Energien und effizienteren Umwandlungs- und anwendungstechnologien gesichert.

Ähnlich dem Referenzszenario und dem 450 Szenario der IEA wird die weitgehende Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern bis 2050 übernommen. So basiert etwa die Transportleistung im Verkehrsbereich (KFZ) im Jahr 2050 weiterhin zu 60% auf Erdöl und anderen fossilen Quellen, während alternative Kraftstoffe wie Wasserstoff und die Elektromobilität zu etwa 25% (Wasserstoff 2%) Eingang finden. Biokraftstoffe im Verkehrsbereich steigen um den Faktor 14 gegenüber 2005 in Europa und haben im Jahr 2050 einen Anteil im Straßenverkehr von 13%.

Eine ausführlichere Beschreibung erfolgt in Kapitel 4.

2.3.4 Das LTI – Szenario von 1998 (Long Term Integration of Renewable Energy)

In den 1990er Jahren finanzierte die Europäische Kommission erstmals eine Szenariorechnung mit der Zielsetzung, den Energieverbrauch von Europa bis zum Jahr 2050 vollkommen auf Erneuerbare Energieträger umzustellen. Diesem Szenario kommt

inzwischen historischer Charakter zu. Dennoch ist es in seinen wesentlichen Aussagen auch heute noch richtig und wird deshalb hier herausgehoben.

Ausführlichere Beschreibung fehlt noch

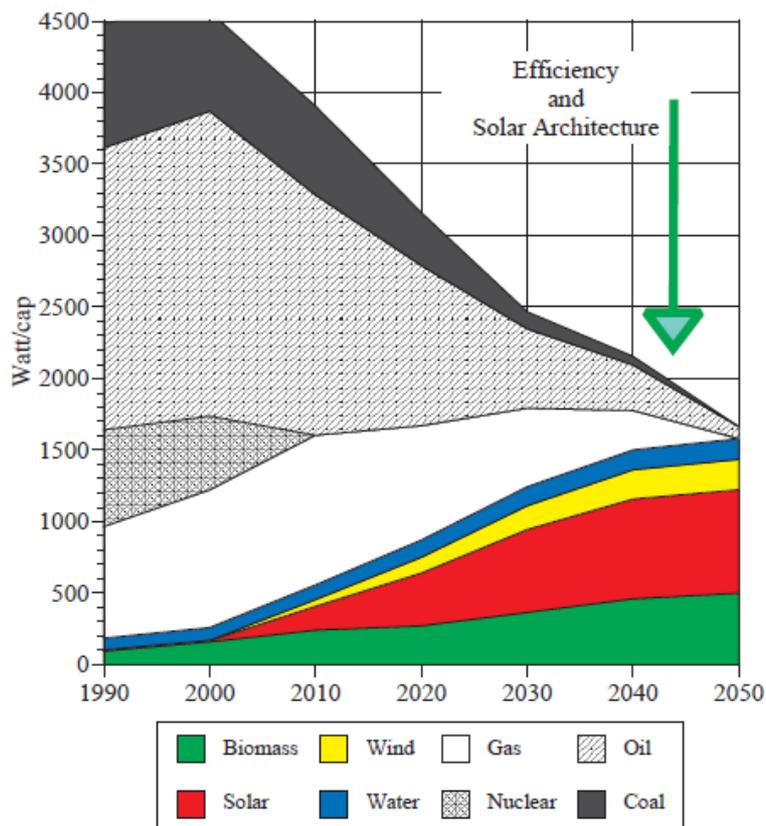


Abbildung 7:Szenario der Entwicklung der europäischen Energieversorgung bei einer Umstellung auf 100% Erneuerbare Energie bis 2050. Es wurde angenommen, dass [Lehmann 1998]

3 POTENZIALE ERNEUERBARER ENERGIEN

Im diesem Kapitel werden die technischen Potenziale aller wichtigen erneuerbaren Energiequellen dargestellt. Neben der Definition „Technisches Potenzial“ finden sich in der Literatur noch die Zahlen zu theoretischen Potenzialen und wirtschaftlichen Potenzialen. Die technischen Potenziale erreichen bei weitem nicht die Höchstwerte der theoretischen Potenzialabschätzungen. Sie orientieren sich vielmehr an Gegebenheiten wie geografischen Besonderheiten und an einschränkenden Faktoren wie Nationalparks und besiedelten sowie landwirtschaftlichen Flächen, die realistischerweise berücksichtigt werden müssen. Daher sind die technischen Potenziale prinzipiell noch erweiterbar, auch wenn dies kaum wünschenswert oder gesellschaftlich durchsetzbar wäre. Die wirtschaftlichen Potenziale sind keine feste Größe, sondern orientieren sich an wirtschaftlichen Kriterien. Dies wird in der Realität natürlich eine große Rolle spielen, kann aber – sofern politischer und gesellschaftlicher Wille zum Aufbau einer erneuerbaren Energieversorgung stärker artikuliert wird – auch schnell in den Hintergrund treten. Zusätzlich kann auch der reale Preisanstieg fossiler oder nuklearer Energiequellen eine signifikante Veränderung bezüglich der wirtschaftlichen Potenziale bewirken. Im Rahmen der Aufgabenstellung dieses Teilberichts wird bewusst das technische Potenzial aufgezeigt, um die Bandbreite realistischer technisch möglicher Optionen darzustellen. Dies bedeutet nicht, dass diese unbedingt ausgeschöpft werden müssen. In einem ganzheitlichen Szenario könnte es immer auch wirtschaftlich günstiger sein, den Energieverbrauch zu reduzieren, anstatt bestehende Strukturen mittels erneuerbarer Energien abzubilden. Andererseits können erneuerbare Energien auch importiert werden, wenn sich dies ökonomisch und politisch darstellen lässt.

Die in den folgenden Grafiken angegebenen Minimal- und Maximalwerte markieren die entsprechenden Bandbreiten der gesichteten Literatur bzw. die Verwendung unterschiedlicher Technologiepfade für die Energiegewinnung und die Wandlung in Endenergieträger. So könnten beispielsweise bei der Fotovoltaik Module mit unterschiedlichen Wirkungsgraden gewählt werden, was vielleicht günstiger oder teurer ist, auf jeden Fall aber zu unterschiedlichen Erträgen führen wird. Bei Biomasse können unterschiedliche Prozesse etwa für die Umwandlung in Kraftstoffe gewählt werden. Hier spielt auch die Anlagengröße eine wichtige Rolle, denn Technologien wie BTL-Anlagen ergeben erst ab einer gewissen Baugröße wirklich Sinn. Der jeweils untere Wert kann immer als relativ problemlos realisierbar angesehen werden, während die Ausschöpfung des maximalen Potenzials ein deutliches politisches oder gesellschaftliches Bekenntnis für den Ausbau der jeweiligen Technologie erfordert, da dies meist auch Auswirkungen auf andere Bereiche hat. So müssten z.B. für die Ausschöpfung des gesamten Offshore-Windenergiepotenzials neue Leitungen zur Energieverteilung (Nord-Süd / Ost-West) aufgebaut werden. Gleiches gilt für den verstärkten Ausbau solarthermischer Kraftwerke

im südlichen Europa, was auf jeden Fall eine Nord-Süd-Achse mit hoher Kapazität erfordern würde.

3.1 Wasserkraft

Die Wasserkraft ist in Europa (und auch weltweit) die erneuerbare Energie mit der längsten Historie. Dies liegt zum einen in ihrer hohen Wirtschaftlichkeit gegenüber fossilen Energien und zum anderen in ihrer positiven Eigenschaft, sehr kontinuierlich Energie zu erzeugen. Zwar sind insbesondere im Rahmen klimatischer Anpassungsprozesse durchaus saisonale Schwankungen möglich und zukünftig auch verstärkt von Bedeutung, trotzdem hat die Wasserkraft eine hohe Vorhersagegenauigkeit.

Aufgrund dieser positiven Eigenschaften ist der Ausbau der Wasserkraft in der EU 27 schon sehr gut entwickelt, entsprechend begrenzt ist daher das Potenzial für den weiteren Ausbau. Bei den Kleinwasserkraftwerken sind noch zahlreiche Anlagen möglich, jedoch bleibt ihr Beitrag insgesamt überschaubar. Eine besondere Rolle nehmen Speicherkraftwerke ein, sie werden zukünftig eine sehr hohe Bedeutung erlangen, da sie für einen Ausgleich bei fluktuierendem Angebot sorgen können. In dieser Betrachtung sind diese Kraftwerke ausgenommen, da sie kein wirkliches Potenzial darstellen und die Energie die dort gespeichert wird, nicht notwendigerweise erneuerbar sein muss.

Bei der Potenzialabschätzung sind weiterhin so genannte unkonventionelle Wasserkraftwerke ausgenommen, da ihr technischer Entwicklungsstand noch keine seriöse Potenzialabschätzung erlaubt. Insbesondere die so genannte Meeresenergie, also zum Beispiel Wellen- und Gezeitenkraftwerke, könnten in der Zukunft einen gewissen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Innerhalb der EU [European Commission 2/2005] wird das Potenzial mit mindestens 48 TWh pro Jahr angegeben. [Salter 2000] hingegen schätzt das Potenzial insbesondere für Wellenkraftwerke auf bis zu 600 TWh/a ab.

Für die konventionellen Klein- und Großwasserkraftwerke lässt sich das folgende Potenzial abschätzen:

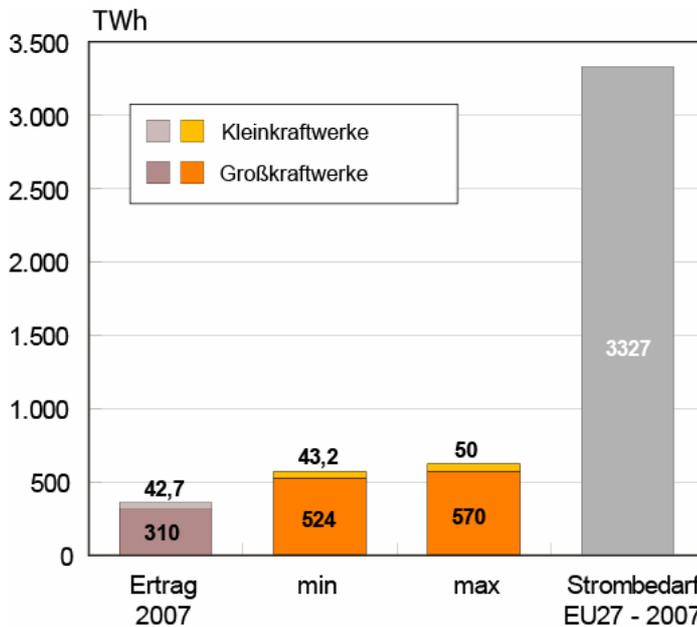


Abbildung 8: Das technische Gesamtpotenzial der Wasserkraft in der EU 27 liegt zwischen 567 TWh/a und 620 TWh/a. Die erste Säule zeigt den Ertrag aus der Wasserkraft (ohne Pumpspeicherkraftwerke, mit existierenden Gezeitenkraftwerken). Die min/max Säulen geben die aus der Literatur entnommene Bandbreite für das Potenzial unter Berücksichtigung aller Naturschutzaspekte an. Die graue Säule zeigt zum Vergleich den EU Strombedarf 2007. [IEA 2009]; [WEC 2001]; [ATLAS 1997]; [Stásky 2005]; [Renewable Energy Country Profile 2002]; [Kaltschmitt 1995]; [ESHA 2004]; [Farinelli 2004]; [Pelikan 2005]

Die folgende Grafik zeigt, wie sich Erträge und Potenziale der Wasserkraft auf die EU 27 Länder verteilen:

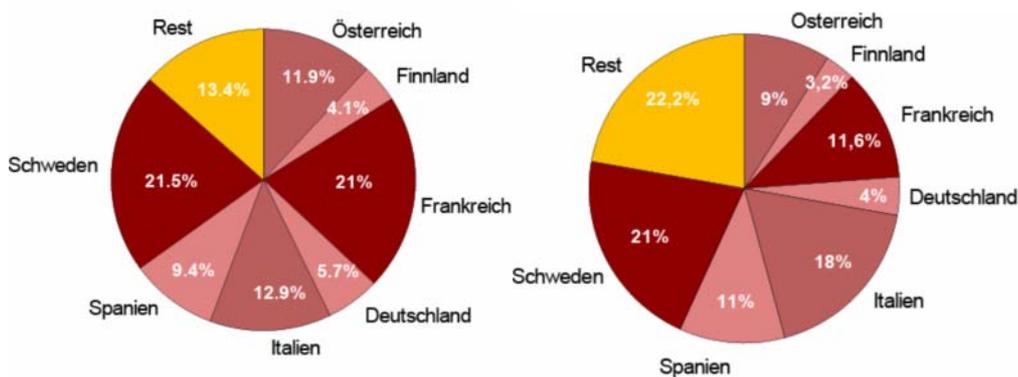


Abbildung 9a-b: Verteilung der Erträge aus der Wasserkraft in der EU 27 für 2007. Die Grafik rechts zeigt den jeweiligen Anteil der Länder am maximalen Potenzial. [IEA, 2009]; [WEC, 2001]; [ATLAS, 1997]; [Stásky, 2005]; [Renewable Energy Country Profile, 2002]; [Kaltschmitt, 1995]; [ESHA, 2004]; [Farinelli, 2004]; [Pelikan, 2005]

3.2 Windenergie

Die Windenergienutzung hat in den letzten 20 Jahren eine beachtliche Entwicklung erfahren. Alleine zwischen 1995 und 2009 ist innerhalb der EU 27 die installierte Leistung

von 2.497 MW auf 74.767 MW um das dreißigfache gestiegen. Damit wurden selbst optimistischste Prognosen bei weitem übertroffen. Die Windenergie kann als gutes Beispiel dafür dienen, mit welcher Dynamik erneuerbare Energietechnologien wachsen können, wenn entsprechende politische Rahmenbedingungen gesetzt werden. Die folgende Abbildung zeigt die wichtigsten Prognosen zur weltweiten Installation von Windenergie und die tatsächliche Entwicklung:

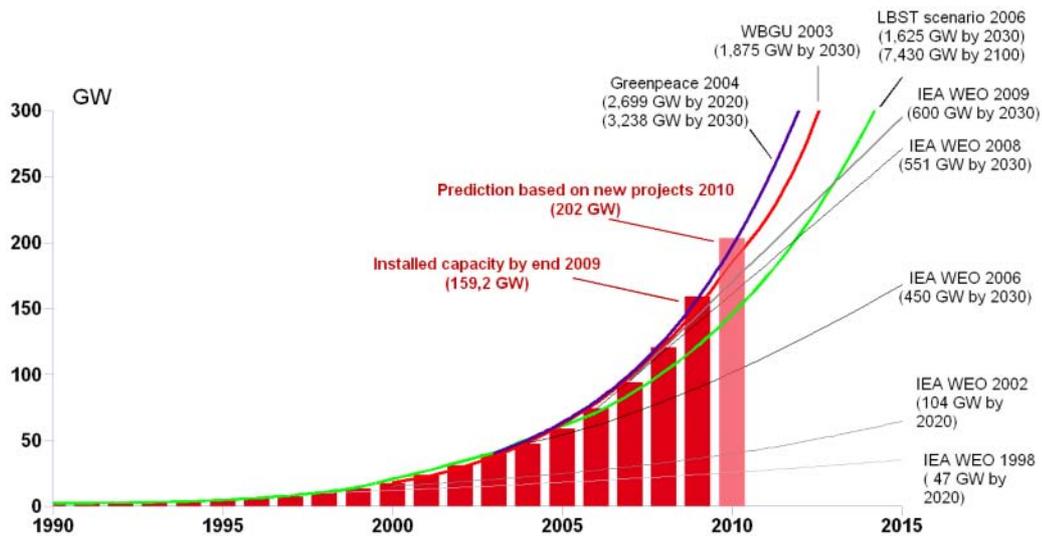


Abbildung 10: Prognose und Realität der weltweiten Installation von Windenergie. Für die Voraussage 2010 wurden alle geplanten Projekte berücksichtigt. [Greenpeace, 2004] liegt bis 2010 sehr dicht an der tatsächlichen Entwicklung. Die IEA musste ihre Vorausschau aus dem „World Energy Outlook“ jedes Jahr nach oben korrigieren und liegt sogar für das Jahr 2009 unter der Realität. [GWEC 1997-2008, 2010]; [GWEC, 2008]; [IEA WEO, 1998-2009]; [WBGU, 2003]

Das weitere Ausbaupotenzial in Europa 27 ist erheblich. Spanien und Deutschland waren Ende 2009 für fast 60% aller in Europa installierten Windkraftanlagen verantwortlich. Dänemark, Frankreich, Portugal und Italien vereinigen zusammen weitere 23% der installierten Leistung. Das bedeutet, dass in den restlichen 21 Ländern zusammen derzeit nur 17% der Windenergie der EU 27 installiert sind. Zusätzlich wird der Offshore-Bereich in den nächsten Jahren stark an Bedeutung gewinnen. Für die Windkraftpotenziale innerhalb der EU 27 ergibt sich das folgende Bild:

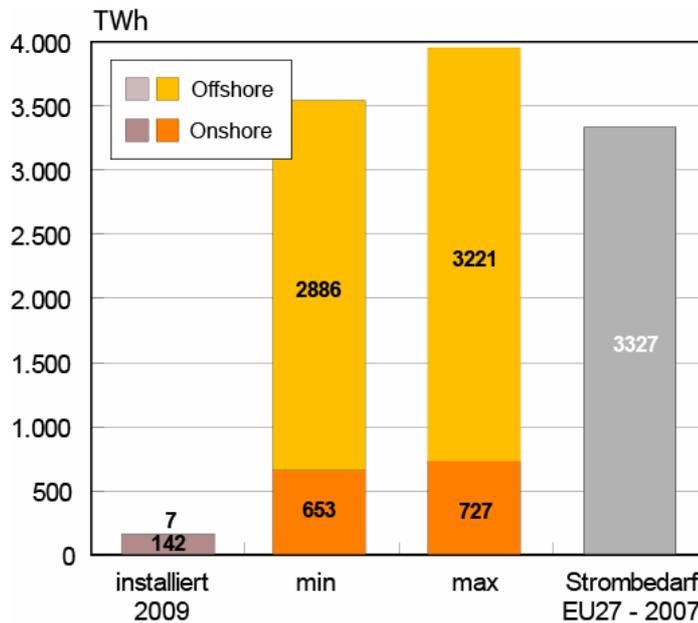


Abbildung 11: Aktueller und möglicher Ertrag aus den Windenergiepotenzialen in der EU 27. Ende 2009 Betrag der Ertrag aus Offshore-Windenergie erst 7 TWh gegenüber 142 TWh aus Onshore-Anlagen. Das Potenzial aufländiger Anlagen beinhaltet auch den Ersatz bestehender durch größere Anlagen (Repowering). [IEA, 2009]; [Van Wijk, 1994]; [Joule, 1995]; [Cyprus, 2001]; [Renewable Energy Country Profile, 2002]; [Windforce 12]; [Quaschnig, 2000]; [Viertel, 2005]; [Olesen, 2004]

Abbildung 11 zeigt, dass das wesentliche Potenzial der Windenergie in Europa im Offshore-Bereich liegt. Selbst der untere Wert des technischen Potenzials könnte theoretisch quantitativ den Strombedarf der EU in 2007 decken. Dies ist einer der Gründe dafür, dass auch andere Sektoren – wie etwa der Transportbereich – von diesem Potenzial profitieren könnten. Innerhalb der EU verteilen sich der Ertrag und das Potenzial wie folgt:

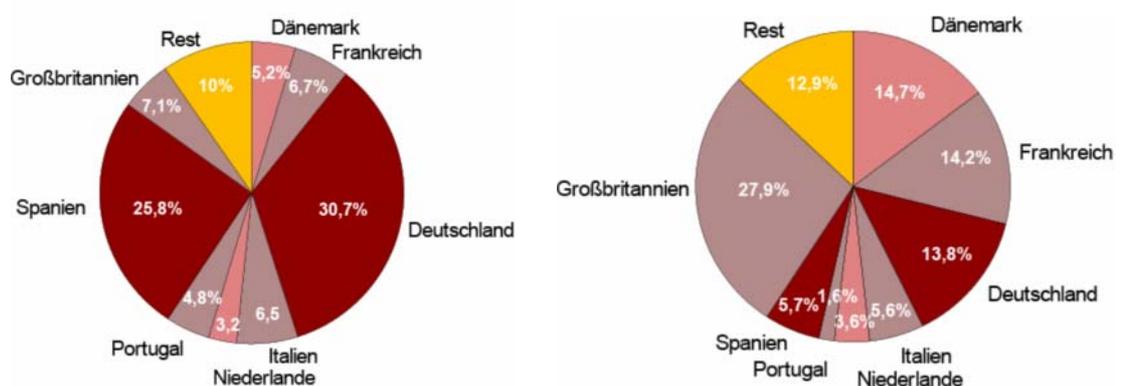


Abbildung 12a-b: Verteilung der Erträge aus Windenergie für die EU 27 Länder für das Jahr 2007 (links). Die Grafik rechts zeigt den Anteil der jeweiligen Länder am maximalen Potenzial. [IEA, 2009]; [Van Wijk, 1994]; [Joule, 1995]; [Cyprus, 2001]; [Renewable Energy Country Profile, 2002]; [Windforce 12]; [Quaschnig, 2000]; [Viertel, 2005]; [Olesen, 2004]

Inwieweit das gesamte Potenzial der Windenergie genutzt werden kann, hängt nicht alleine von der Ökonomie der Windkraftanlagen und ihrer Standorte ab. Obwohl sich bei

einer Verbreitung der Windenergie über ganz Europa Fluktuationen im Angebot leichter ausgleichen lassen, müssten trotzdem Reserveleistungen vorgehalten werden. Betrachtet man die Stromversorgung isoliert, wird sich immer ein Energiemix aus verschiedenen erneuerbaren Technologien als sinnvoll erweisen. Insbesondere die Biomasseverstromung hat ein hohes Ausgleichspotenzial, da sich Biomasse oder Biogas gut speichern lassen. Die Umwandlung von Windstrom in Wasserstoff, der dann als Kraftstoff für Fahrzeuge dient, ist eine geeignete Option, Energie auch über längere Zeiträume zu speichern. Batterien in Elektrofahrzeugen können der Kurzzeitspeicherung dienen bzw. die generelle Abnahme des Stromes sichern. Eine Rückverstromung des Wasserstoffs ist ebenfalls eine Option, insbesondere wenn weitere erneuerbare Stromproduzenten wie die Fotovoltaik oder solarthermische Kraftwerke hinzukommen.

3.3 Sonnenenergie (Strom)

Die Fotovoltaik hat in den letzten 10 Jahren einen Boom erlebt, der in seiner Dynamik sogar die Windenergie übersteigt. Zwischen 2002 und 2006 stieg die Anzahl netzgekoppelter Fotovoltaikanlagen in der EU 27 um 60% jährlich. Aktuell haben im Jahr 2009 insgesamt 14 der 27 EU-Staaten eine Einspeisevergütung für Fotovoltaik zwischen 22 und 46 Eurocent pro kWh, so dass davon auszugehen ist, dass das Wachstum zukünftig nicht mehr alleine von Deutschland generiert wird. Da Deutschland einer der Vorreiter für die Einführung eines Energieeinspeisegesetzes war, hat dies im Jahr 2007 dazu geführt, dass 83% des in der EU erzeugten Sonnenenergiestroms in Deutschland produziert wurde (siehe Abbildung 12). 95% werden in Spanien und Deutschland produziert. Die übrigen 25 Länder zeichnen für nur 5% des Solarstroms verantwortlich. Dies zeigt deutlich, dass insbesondere auch sonnenreiche Länder noch gewaltiges Ausbaupotenzial haben. Insgesamt ergeben sich für die EU 27 die in Abbildung 10 gezeigten Potenziale für Fotovoltaik. Da bei Fotovoltaik ein erheblicher Unterschied zwischen dem theoretischen und dem technischen Potenzial besteht, müssen für das technische Potenzial gewisse Annahmen getroffen werden. In [VES, 2006] wird der folgende Ansatz verfolgt und auch für diese Arbeit übernommen: Es werden vorwiegend vorhandene Dachflächen gewählt, und in begrenztem Maße wird auch die Nutzung von Feifläche berücksichtigt. Von den prinzipiell geeigneten Dachflächen wird angenommen, dass 40% nicht für Fotovoltaik geeignet sind, da sie von Verschattung betroffen sind oder durch andere Restriktionen nicht zur Verfügung stehen. Weiterhin wird angenommen, dass aus konstruktiven und ästhetischen Gründen nur 50% der dann noch übrigen Fläche mit Fotovoltaikmodulen belegt werden können. Da auch die Nutzung solarthermischer Kollektoren berücksichtigt wird, werden weitere 33% Dachfläche für deren Nutzung abgezogen.

Zur Berechnung des tatsächlichen Ertrags werden die Einstrahlungswerte der jeweiligen Länder verwendet. Darüber hinaus gibt es weitere dämpfende Faktoren wie die

Verschmutzung der Anlagen, die, genau wie die Bestrahlungsfläche, abhängig ist vom Neigungswinkel des Daches. [Quaschnig 2000] hat hierzu Verlustfaktoren zwischen 15% und 25% bezogen auf die verschiedenen Dachklassen errechnet.

Für Freiflächenanlagen wird nur die Nutzung von Flächen unterstellt, die nicht einer landwirtschaftlichen Nutzung unterliegen. Typisches Beispiel sind Straßenränder, Lärmschutzwände, Parkplätze etc. [Quaschnig, 2000] hat errechnet, dass alleine entlang von Feldwegen in Deutschland 250 km² Modulfläche installierbar wären, ohne dass dafür Ackerfläche verloren ginge. Dieser Wert entspricht 0,1% der Landfläche von Deutschland (ohne Gewässer). Dies ist eher ein konservativer Wert. Trotzdem soll er dazu dienen, auch für die anderen europäischen Länder eine Potenzialabschätzung von Freiflächenanlagen vorzunehmen. Zwar würden sich in dünner besiedelten Flächenländern wie Spanien oder Frankreich theoretisch weit höhere Potenziale ergeben, jedoch sollen für geeignete Gegenden mit hoher direkter Einstrahlung auch Flächen für solarthermische Kraftwerke reserviert bleiben. Es wird also auch für die anderen 26 Länder von 0,1% der Landfläche, zusätzlich zu den Dachflächen, ausgegangen. Es ergeben sich folgende Potenziale:

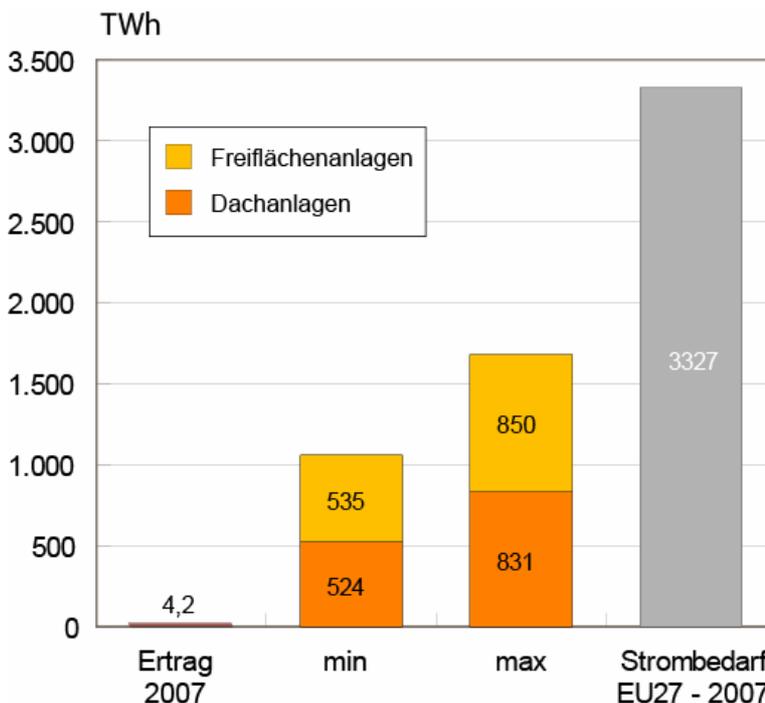


Abbildung 13: Ertrag 2007 und technisches Potenzial für den Beitrag von Solarstrom aus Fotovoltaik in der EU 27. 20% der geeigneten Dachflächen sind mit Fotovoltaik belegt und 0,1% der Landfläche wird für Freiflächenanlagen genutzt (etwa entlang von Autobahnen, Bahnstrecken etc). [IEA, 2009]; [Quaschnig, 2000]; [VES, 2006]

Die folgende Grafik gibt an, wie sich das Potenzial (max. Wert) auf die Länder der EU 27 verteilt:

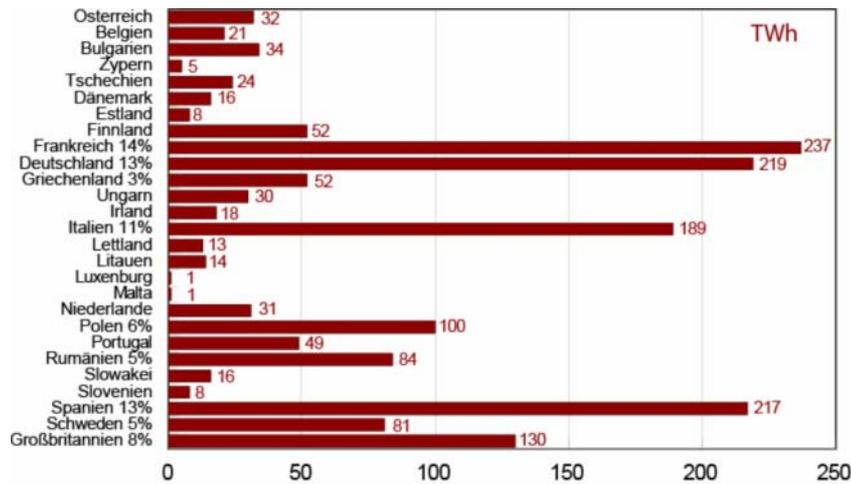


Abbildung 14: Technische Potenziale für den Ertrag aus photovoltaischer Sonnenenergienutzung (max Wert). 20% der geeigneten Dachflächen sind mit Fotovoltaik belegt und 0,1% der Landfläche wird für Freiflächenanlagen genutzt (entlang von Autobahnen, Bahnstrecken etc). [Quaschnig, 2000]; [VES, 2006]

Die in Abbildung 15 gezeigte Ertragsverteilung von Solarstrom aus Fotovoltaik in der EU 27 aus dem Jahr 2007 lässt erkennen, dass sich die Nutzung von Solarstrom aus Fotovoltaik im Europäischen Maßstab noch immer am Anfang befindet. Entsprechende Marktanzreizprogramme in Deutschland, Portugal, Italien und Spanien haben die bisherige Entwicklung entsprechend gefördert.

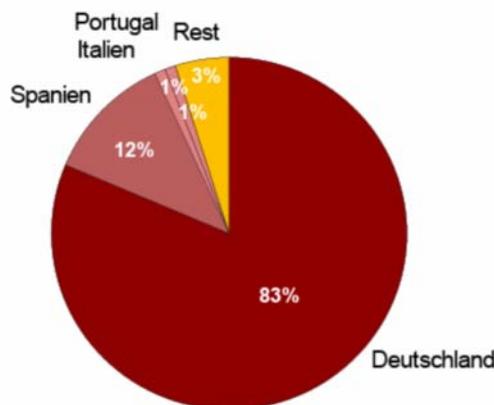


Abbildung 15: Anteile der EU 27 Länder an der photovoltaischen Solarstromerzeugung 2007. 95% des Ertrags konzentrieren sich auf 2 Länder.

Wichtiger Bestandteil der Anreizprogramme ist ein kontinuierlich sinkender Einspeisetarif für Solarstrom. Dies hat bereits zu deutlich gesunkenen Preisen für netzgekoppelte Fotovoltaikanlagen geführt. Spätestens, wenn die so genannte „Grid-Parity“ erreicht wird, also der Zeitpunkt, an dem für den Endverbraucher der Solarstrom vom Dach genau so viel kostet wie der Strombezug vom Energieversorger, wird die Zahl der Anlagen stark zunehmen. Während sich aktuell das Engagement der Betreiber auf die Inanspruchnahme der Einspeisevergütung konzentriert, also eine Art Investment darstellt, wird bei

Annäherung an die Grid-Parity die Deckung des Eigenverbrauchs in den Vordergrund rücken. Zwar wird das Netz zur stabilen Energieversorgung natürlich weiterhin benötigt, doch in der Summe kann sich ein Haushalt rechnerisch über das Jahr dann selbst versorgen. Volkswirtschaftlich wird spätestens ab diesem Zeitpunkt der Aspekt des Zusammenspiels verschiedener erneuerbarer Energieträger zu einem wichtigen Faktor, da der Bedarf an Reserveleistung damit steigt. Da allerdings die Fotovoltaik die bislang teuerste Form der erneuerbaren Energieerzeugung ist, könnte dies ein gutes Geschäft für andere erneuerbare Energieträger sein, die heute bereits kostengünstiger produzieren können und somit auch geringere Vergütungen bekommen. Zusätzlich könnten intelligente Netze den Stromverbrauch durch Preisanreize zeitlich besser steuern.

Die günstigen politischen Rahmenbedingungen der Solarstromerzeugung schaffen auch industriepolitische politische Anreize, wie anhand von Abbildung 16 deutlich wird. Hier ist die Entwicklung der Produktionskapazität für Fotovoltaikmodule in unterschiedlichen Weltregionen seit 1990 dargestellt.

Der Einschub zeigt die Entwicklung der frühen Jahre bis 2003 in anderem Maßstab. Es fällt auf dass:

- Bis 1998 die USA weltweit führend auf dem Gebiet der industriellen Solaranlagenfertigung waren.
- Seit 1996 baut Japan und seit 2000 auch Europa die Produktionskapazitäten mit hohen Wachstumsraten aus.
- Seit 2006/2007 beginnen China und andere asiatische Staaten, die Produktionskapazität auszubauen. Innerhalb von nur drei Jahren ist deren Anteil an der Weltproduktionskapazität von unbedeutend an die Spitze gekommen.

Diesen industriellen Entwicklungen lassen sich auch politische Entwicklungen zuordnen, wiewohl ein kausaler Zusammenhang zwar nahe liegt, aber nicht zwingend nachgewiesen werden kann:

- Im Jahr 1998 kam mit George Bush ein republikanischer Präsident in den USA an die Macht, der sich weitgehend der konservativen Energiewirtschaft insbesondere im Öl- und Gasbereich verpflichtet fühlte. Unter seiner Präsidentschaft wurde weder aus energiepolitischer noch aus industriepolitischer Perspektive Priorität auf regenerative Energieerzeugung gelegt. Dieses politische Klima führte dazu, dass trotz Gaskrise im Winter 2000 und stark gestiegener Energiepreise die Industrie wenig Interesse zeigte, sich hier anzusiedeln.
- Zunächst führte Japan – und mit ein paar Jahren Verzögerung Deutschland – ein effizientes Förderprogramm für die Solarstromerzeugung ein mit industriepolitischer Zielsetzung und dem erklärten Willen, den Anteil an der Solarstromerzeugung deutlich zu erhöhen und entsprechende Wirtschaftszweige zu stärken. Während das japanische

Programm noch weitgehend auf Demonstrationsanlagen setzte und das darauffolgende Markteinführungsprogramm zu geringe Anreize setzte, wurde speziell in Deutschland die Ausdehnung der kostendeckenden Einspeisevergütung auf Solarstromanlagen und die längerfristige Festschreibung im Erneuerbare Energiengesetz zum weltweit erfolgreichsten Instrument, das wirtschaftliche Anreize sowohl für die Käufer als auch für die Hersteller entsprechender Anlagen setzte.

- Last but not least finden asiatische Staaten wie China und Indien zunehmend den Anschluss an die klassischen Industriestaaten. Der rasant steigende Strombedarf kombiniert mit steigendem Ausbildungsniveau bei noch niedriger Kostenstruktur führt zu explodierendem industriellem Produktionsniveau und zu einem „Leapfrogging Effekt“, der die Industriestaaten schnell hinter sich lässt.

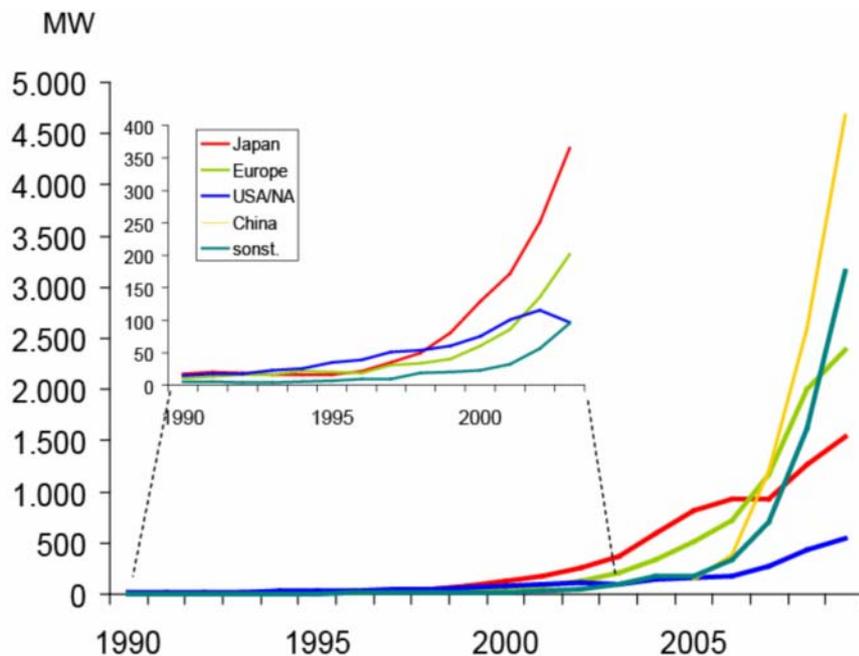


Abbildung 16: Entwicklung der Produktionskapazität von Fotovoltaikmodulen (eigene Recherche anhand unterschiedlicher Quellen, insbesondere [Photon 2010])

3.4 Sonnenenergie (Wärme)

Ausgehend von den Annahmen und Berechnungen für die fotovoltaische Nutzung der Solarenergie (Kapitel 3.3) steht ein Drittel der geeigneten Dachfläche für die solarthermische Nutzung zur Verfügung. Das bedeutet nicht, dass sich die Gewichtung anhand von Marktentwicklungen nicht auch stärker in Richtung der solarthermischen Nutzung verschieben könnte. Die Aufteilung entspricht etwa den Flächenanteilen, die ein Haushalt zur Deckung seines Energiebedarfs benötigt. Da im Zuge weiterer Fortschritte im Bereich Wärmeschutz (aufgrund von gesetzlichen Vorgaben) der Heizenergiebedarf eher zurückgehen dürfte, die Brauchwassererwärmung mittels Solarthermie aber eine hohe

Wirtschaftlichkeit hat, erscheint diese Verteilung für eine Potenzialbetrachtung als sinnvoll. Sollte ein höherer Nutzungsgrad solarthermischer Wärme angestrebt werden, müsste der fotovoltaische Beitrag resultierend aus den Dachflächenpotenzialen (Kapitel 3.3) entsprechend reduziert werden.

Die in der folgenden Abbildung gezeigten Ertragsberechnungen für die Potenziale berücksichtigen bereits Speicherverluste, die insbesondere bei saisonalen Speichern auftreten. Die angegebene Endenergie steht also tatsächlich zur Brauchwassererwärmung bzw. zu Heizzwecken zur Verfügung.

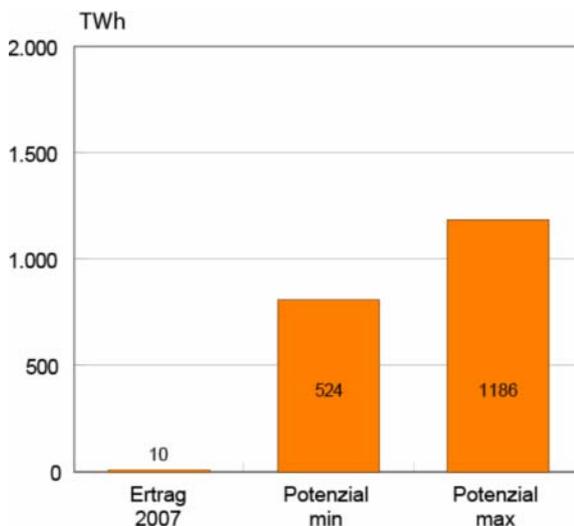


Abbildung 17: Ertrag und potenzielle solarthermische Kollektoren in der EU 27. [IEA 2009]; [Quaschnig, 2000]; [VES, 2006]

Da für solarthermische Dachanlagen eine ertragsorientierte Vergütung – wie bei der Fotovoltaik – nicht sinnvoll ist, da ausschließlich für den Eigenbedarf produziert wird, gewähren einige Länder einen Zuschuss für die Installation der Anlage. In südlichen Ländern wie Griechenland ist die Brauchwassererwärmung über Solarthermie bereits vollständig wirtschaftlich, insbesondere weil eine sehr einfache Anlagentechnik ohne größere Speicher verwendet wird. Diese funktioniert allerdings nur in Gegenden mit hoher direkter Sonnenstrahlung, eine Heizungsunterstützung an kühleren Wintertagen ist bei diesen Anlagen nicht möglich. Insgesamt haben Förderinstrumente und die kommerzielle Nutzung der Brauchwassererwärmung zu folgender Ertragsverteilung in der EU 27 geführt:

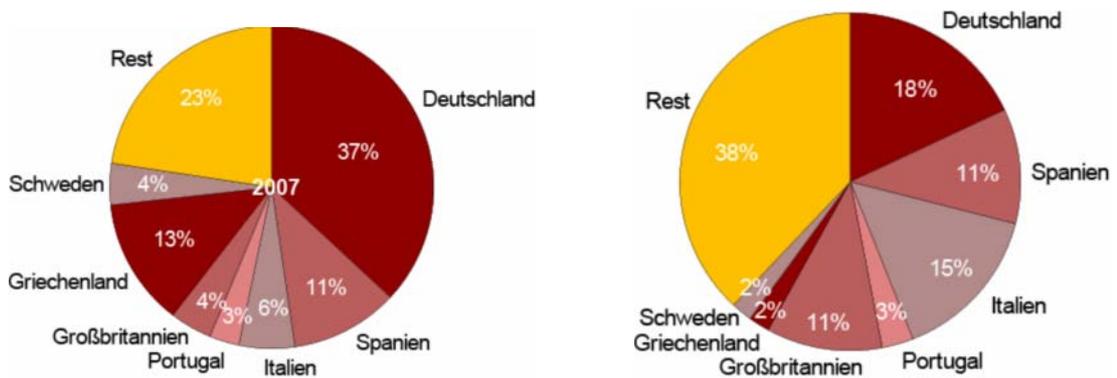


Abbildung 18a-b: Ertrags- und Potenzialanteil solarthermischer Kollektoren in der EU 27. Das Diagramm links zeigt den solarthermischen Ertragsanteil der jeweiligen Länder im Jahr 2007. Das rechte Diagramm zeigt den möglichen Ertragsanteil, ausgehend vom maximalen Potenzial. Es gelten die gleichen Annahmen wie für Fotovoltaik in Kapitel 3.3: 10% der geeigneten Dachflächen sind mit Solarkollektoren belegt, keine Freiflächenbelegung.

Der hohe Anteil in den übrigen EU Ländern liegt darin begründet, dass in einigen großen Ländern wie Polen bislang kaum solarthermische Anlagen installiert sind, wohingegen auf Schweden für 2007 ein vergleichsweise hoher Ertragsanteil entfällt, da die Installation von Anlagen dort seit 1992 bezuschusst wird. [IEA, 2009]; [Quaschnig, 2000]; [VES, 2006]

3.5 Solarthermische Kraftwerke

Solarthermische Kraftwerke nehmen eine Sonderstellung ein, da sie nur in Ländern mit viel direkter Sonnenstrahlung (Globalstrahlung > 1500-1700 kWh/m² und Jahr) technisch sinnvoll sind. Spiegel konzentrieren die Sonnenenergie thermisch und erhitzen ein Wärme-medium, welches über Wärmetauscher Dampf für eine konventionelle Kraftmaschine erzeugt. Die mechanische Energie wird anschließend über einen Generator in elektrische Energie gewandelt. Technisch sind verschiedenste Realisierungen möglich, sowohl Parabolrinnenkraftwerke als auch Turmkraftwerke mit konzentrierenden Heliostaten sind bereits in großem Maßstab gebaut und erprobt worden. Ein großer Vorteil gegenüber der Nutzung von Fotovoltaik in Großkraftwerken besteht darin, dass sich Wärme besser speichern lässt als elektrischer Strom. Werden die Speicher entsprechend dimensioniert, kann ein solches Kraftwerk bis tief in die Nacht hinein Strom erzeugen. Für die Potenzialabschätzung wurde eine Kraftwerksauslegung mit einer Jahresvolllastdauer von 3600 Stunden angenommen. Für die jeweiligen Regionen wurden nach [Klaiß, 1992] Globalstrahlungen zwischen 1500 und 2500 kWh/m² und Jahr angenommen. Die Maximalwerte stammen aus [MED-CSP, 2005]. Beide Studien haben ausschließlich geeignete Landflächen berücksichtigt. So sind alle Waldflächen, landwirtschaftlichen Nutzflächen, Siedlungen etc. nicht einbezogen, ebenso sind alle nicht ebenen Flächen ausgeschlossen.

In der EU 27 kommen folgende Länder als Standorte für diese Technologie infrage: Spanien, Portugal, Malta, Italien, Griechenland und Zypern.

In der folgenden Grafik sind die Erträge für 2007 und die Potenziale aus den 6 möglichen Ländern aufgezeigt. Zusätzlich wurde das Potenzial der Türkei ergänzt, da eine Kooperation mit diesem Nicht-EU-Land zukünftig nicht unwahrscheinlich ist. Für die zusammenfassenden Betrachtungen wurde dieses Potenzial allerdings nicht berücksichtigt.

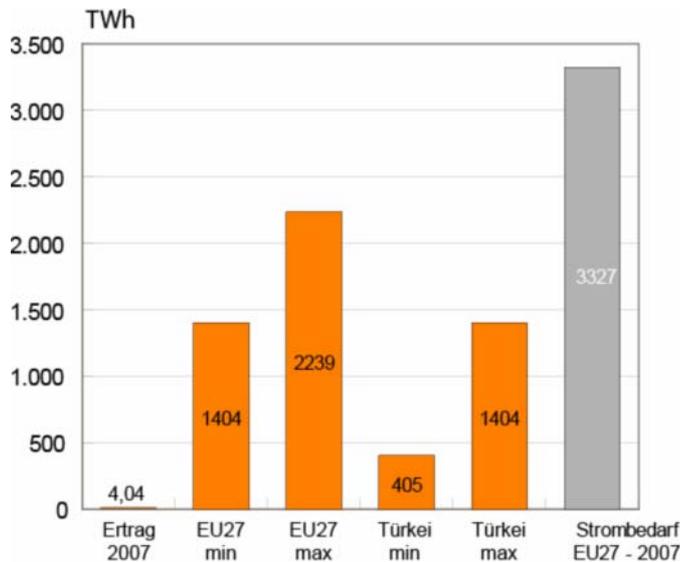


Abbildung 19: Ertrag (2007) und technisches Potenzial solarthermischer Kraftwerke in der EU 27 und der Türkei. Die Auslegung erfolge mit Wärmespeichern, wodurch eine Volllaststundenzahl von 3600 h/a erreicht wird. [IEA, 2009], [KLAIB, 1992]; [MED-CSP, 2005]

Die Potenziale innerhalb der EU 27 verteilen sich wie folgt auf die infrage kommenden Länder:

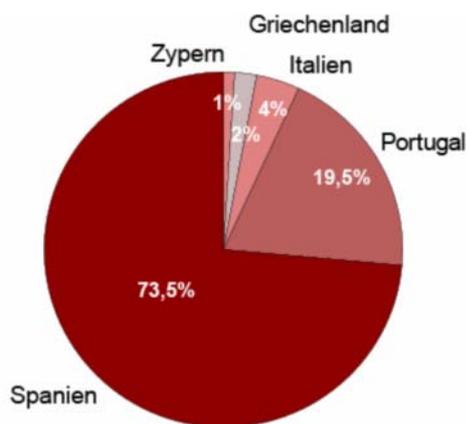


Abbildung 20: Verteilung des Maximalpotenzials für Energie aus solarthermischen Kraftwerken innerhalb der EU 27 [KLAIB 1992]; [MED-CSP, 2005]

Spanien und Portugal verfügen zusammen über mehr als 90% des Potenzials für solarthermische Kraftwerke, aus denen sich selbst bei Nutzung des Minimalpotenzials fast die Hälfte des Strombedarfs der EU 27 decken ließe, entsprechende Leitungskapazitäten vorausgesetzt.

Im Rahmen einer Mittelmeerstudie hat [MED-CSP, 2005] auch das Potenzial nordafrikanischer Mittelmeeranrainer abgeschätzt. Diese verfügen aufgrund der sehr hohen Globalstrahlung und ihrer vergleichsweise dünnen Besiedelung über ein enormes Potenzial. Alleine das minimale Potenzial deckt fast 3-mal den gesamten Endenergieverbrauch der EU 27. Über entsprechende Kooperationen ließen sich zumindest Teile davon erschließen und über entsprechende Handelsabkommen ein Ausgleich für wegfallende fossile Energielieferungen generieren. Die Potenziale sollen hier nur aufgezeigt werden, sie finden bei der zusammenfassenden Betrachtung keine Berücksichtigung.

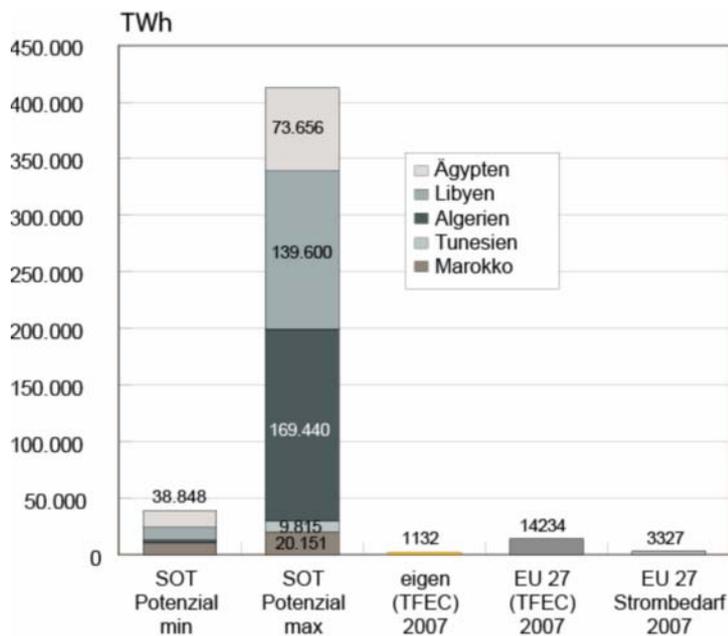


Abbildung 21: Potenzial für die Energieerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken in den nordafrikanischen Mittelmeeranrainerstaaten. Die ersten beiden Säulen geben das minimale und das maximale Potenzial an. Es gelten die gleichen Grundbedingungen wie in Europa, keine Ackerflächen, keine Siedlungsflächen, Wälder etc. Die dritte Säule markiert den aktuellen gesamten Eigenverbrauch der betreffenden Länder einschließlich aller Sektoren wie Industrie und Transport. Die vierte Säule gibt den gesamten Endenergieverbrauch der EU 27 Länder 2007 an und die fünfte Spalte den Bedarf an elektrischer Energie in 2007. [IEA, 2009], [KLAIB, 1992]; [MED-CSP, 2005]

3.6 Geothermie (Strom und Wärme)

Bei der Geothermie lässt sich grundsätzlich zwischen der oberflächennahen und der tiefen Geothermie unterscheiden. Die oberflächennahe Geothermie (Tiefe < 400m), deren Wärme aus gespeicherter Sonnenenergie und teilweise aus einem Wärmestrom aus der Tiefe besteht, wird in dieser Studie nicht berücksichtigt. Ihr Potenzial lässt sich vorwiegend über Wärmepumpen erschließen und trägt damit zur Effizienzverbesserung dieser Anlagen bei. Insbesondere bei Niedrigenergiehauskonzepten stellt die elektrische Wärmepumpe eine sehr effiziente Methode zur Hausheizung und zur Bereitung von Warmwasser dar, insbesondere im Zusammenspiel mit solarthermischen Kollektoren.

Für die EU 27 soll im Rahmen dieser Potenzialerschaffung nur die tiefe Geothermie (Tiefe > 400m) betrachtet werden.

Im Gegensatz zur direkten Nutzung von Wind- oder Sonnenenergie stellt die Geothermie eine Besonderheit dar, da sie streng genommen keine wirklich nachhaltige Energieform ist, da die Wärme in den meisten Fällen einem Reservoir oder einem Wärmestrom entnommen wird, der über die Zeit abkühlt. Weiterhin gibt es sehr verschiedene geologische Gegebenheiten, die es schwierig machen, die nachhaltige Energiemenge quantitativ abzuschätzen. Grundsätzlich werden drei Reservoirtypen unterschieden: Heißwasser-Aquifers, Störungszonen und kristallines Gestein. Bei den Aquifers wird wiederum unterschieden in Poren-Wasserleiter, Kluft-Wasserleiter und Karsthohlräume. Heißwasser-Aquifers werden bereits heute zur Bereitstellung von Wärme genutzt, z.B. in Erding bei München.

Störungszonen sind Bruchzonen oder Bruchflächen, die auch im kristallinen Gestein auftreten können. Störungszonen erhöhen das hydraulische Leitvermögen von Gesteinsschichten beträchtlich. Das Energiepotenzial bei kristallinen Gesteinen wird über das so genannte „Hot-Dry-Rock“ (HDR)-Verfahren erschlossen. Das Verfahren nutzt das Hydraulic-Fracturing, das ursprünglich für die Gewinnung von Erdöl und Erdgas entwickelt wurde. Dabei werden große Mengen von Wasser (bis zu 100 l/s) unter hohem Druck verpresst. Durch den hohen Druck werden im Gestein bestehende Risse vergrößert und neue Risse erzeugt. Dadurch entsteht quasi ein unterirdischer Wärmetauscher.

Allerdings birgt die Methode des „hydraulic fracturing“ auch ökologische Risiken, die nicht ausgeblendet werden dürfen. Dennoch sind sie hier deutlich niedriger als in der Erdölindustrie: Während in geothermischem Zusammenhang „nur“ Klüfte im Gestein geschaffen werden, um den Wärmeübertrag zum zirkulierenden Wasserkreislauf zu erhöhen, werden in der Kohlenwasserstoffindustrie zusätzlich viele, teils biozide und kanzerogene Chemikalien beigegeben, um gezielt das Öl oder Gas in den Mikroporen des Gesteins auszutreiben. Dieser Aspekt wird ausführlich im Teilbericht zu Erdgas besprochen.

Innerhalb der EU wird die Geothermie bisher vor allem in Italien zur Stromerzeugung genutzt (Larderello: 3,606 TWh/a; Travale: 1,109 TWh/a; Mt. Amiata: 0,625 TWh/a) [Bertani, 2005]. Insgesamt wurden im Jahr 2007 innerhalb der EU etwa 5,7 TWh Strom aus Geothermie erzeugt [IEA, 2009].

Weitere Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung existieren in Österreich (Altheim) und Deutschland (Neustadt-Glewe). Im Gegensatz zu geothermischen Kraftwerken in Regionen mit aktiven Vulkanen (z.B. Italien, Island) sind in Deutschland und Österreich die verfügbaren Temperaturen erheblich niedriger (maximal 220°C). Konventionelle Dampfturbinenprozesse mit Wasserdampf als Arbeitsmedium sind bei diesen Temperaturniveaus nicht möglich. Mit dem Organic Rankine Cycle (ORC) und dem Kalina-Prozess, gibt es zwei in der Erprobung befindliche Technologien, die aufgrund ihrer

Arbeitsmedien bei diesen Temperaturen über Kraftmaschinen Strom erzeugen können. Die Wirkungsgrade sind zwar sehr gering, jedoch spielt bei der Geothermie die Wärmeentnahme ohnehin eine wesentlich größere Rolle als die Stromerzeugung, und die Verluste verursachen keine Emissionen.

Die Dominanz der Wärmeentnahme erschwert die Abschätzung und Quantifizierung der Potenziale. Prinzipiell lässt sich die Wärme in gewissen Grenzen in beliebiger Geschwindigkeit entnehmen, dafür würde aber die Quelle entsprechend schneller abkühlen. Der Faktor Zeit ist also ein Einflussfaktor. [Stefansson, 2005] schätzt zwar auch das nachhaltige Potenzial ab, dies begrenzt aber die Nutzung der Geothermie stark auf Formationen mit vulkanischer Aktivität. Ein Beispiel soll den quantitativen Unterschied verdeutlichen: In Italien schätzt [Stefansson, 2005] das nachhaltige Potenzial zur Stromerzeugung auf 21,4 TWh pro Jahr. Für Deutschland wurde von [TAB, 2003] ein Potenzial zur Stromerzeugung von 320 TWh/a ermittelt, der Großteil (95%) unter Nutzung der HDR-Technologie. Angenommen wurde dabei, dass sich diese Energiemenge für etwa 1000 Jahre entnehmen ließe. Dies ist jedoch keine gesicherte Erkenntnis und auch die HDR-Technologie ist erst in der Erprobung.

Da man bei der Stromerzeugung aus Geothermie in den meisten Fällen von einem Gesamtwirkungsgrad um die 10% ausgehen kann, spielt die Wärmenutzung eine wichtigere Rolle, sie ist bei bestehenden Anlagen um den Faktor 10 – 20 höher als die Stromerzeugung. Die Wärmeverluste bei der Stromerzeugung können nicht einer thermischen Nutzung zugeführt werden, da die Wärmekraftmaschine eine bestimmte Mindesttemperaturdifferenz benötigt. Die Wärme wird daher über Kühltürme an die Umgebung abgegeben.

Bereits bestehende Anlagen sind derzeit auf 30 Jahre Nutzungsdauer ausgelegt und ökonomisch kalkuliert. Während dieser Zeit sinkt die Temperatur im Reservoir ab. Wie stark die Abkühlung sein wird, lässt sich noch nicht exakt vorhersagen. Durch den Einsatz von Wärmepumpen bzw. über ein zufeuern (etwa von Biomasse) lässt sich die Nutzung aber zeitlich ausdehnen. Sehr vorteilhaft sind bei der Geothermie die gute Regelbarkeit und die erzielbare hohe Volllaststundenzahl, die einem heutigen Grundlastkraftwerk gleicht. Im Sommer kann der Wärmestrang in seiner Kapazität deutlich herabgesetzt werden, um das Reservoir zu schonen.

Für die EU 27 wurde gemäß [VES, 2006] das aus der Literatur entnommene Potenzial für die geothermische Stromerzeugung als technisches Potenzial angenommen. Für die Wärmenutzung liegt das Potenzial mindestens um den Faktor 10 höher. Problematisch ist bei diesem Wert, dass der (sehr hohe) auf Deutschland entfallende Anteil von etwa 300 TWh/a auf dem Erfolg der HDR-Technologie beruht. Gelingt es nicht, dieses Potenzial zu erschließen, sinkt das Potenzial auf den relativ sicheren Wert aus den Aquifers ab. Gelingt wiederum die Realisierung des Potenzials nach [TAB, 2003] mittels der HDR-Technologie, so würde sich auch das Potenzial für die anderen 26 EU-Ländern deutlich erhöhen.

Wendet man die Methodik nach [Kaltschmitt, 1997] auf die EU 27 an, würde sich das in Abbildung 22 aufgezeigte Potenzial nochmal mindestens verdreifachen (Wärme und Strom).

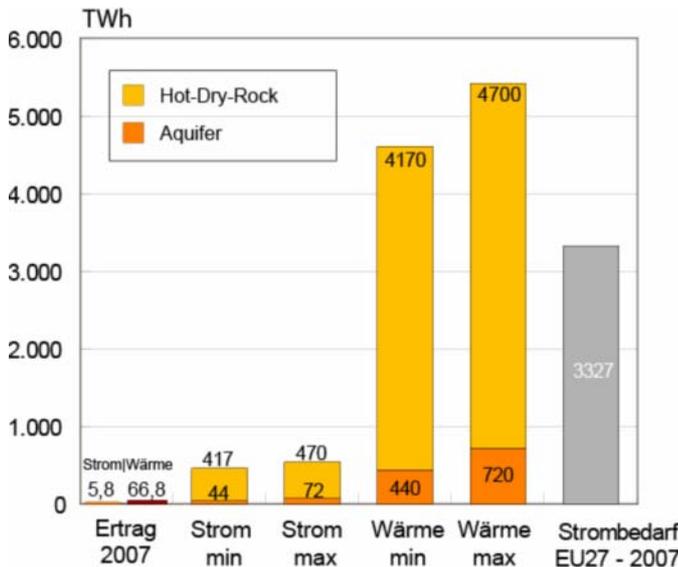


Abbildung 22: Potenzial und Ertrag (2007) für die geothermische Strom-/Wärmeerzeugung in der EU 27. Die Säulen 5 und 6 markieren zusätzlich das Wärmepotenzial. Säule 7 markiert den Strombedarf der EU 27 im Jahr 2007. Die Wärme ist nicht ohne weiteres in Strom überführbar, die Verluste würden >90% betragen. [IEA, 2009]; [TAB, 2003]; [Kaltschmitt, 1997]; [VES, 2006]; [AEA, 2005]; [Bartos, 2003]; [Fritsch, 2005]; [Geothermal Energy Association, 2003]; [MED-CSP, 2005]; [Stefansson, 2005]; [ALLPLAN, 2005]

Abbildung 23 gibt die Verteilung der Potenziale auf die EU 27 Länder wieder. Da sich in der Literatur die oben bereits erwähnte Situation für die Betrachtung der Potenziale der HDR-Technologie ergibt, muss das Bild als verzerrend gewertet werden, denn wenn sich die Potenziale in Deutschland realisieren lassen, steigen gleichzeitig die Potenziale der anderen Länder, für die diese Annahme in dieser Betrachtung nicht getroffen wurde.

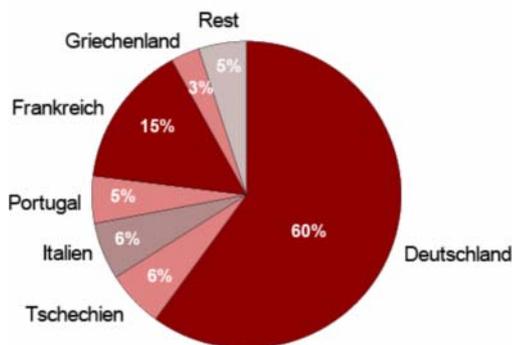


Abbildung 23: Verteilung der Potenziale für die geothermische Strom-/Wärmeerzeugung in der EU 27. [IEA, 2009]; [TAB, 2003]; [Kaltschmitt, 1997]; [VES, 2006]; [AEA, 2005]; [Bartos, 2003]; [Fritsch, 2005]; [Geothermal Energy Association, 2003]; [MED-CSP, 2005]; [Stefansson, 2005]; [ALLPLAN, 2005]

3.7 Biomassenutzung (Strom und Wärme)

Neben der Windenergie und der direkten Nutzung der Solarenergie spielt die energetische Verwendung von Biomasse eine wichtige Rolle. Ähnlich der frühen Wind- und Wasserkraftnutzung wurde Biomasse traditionell schon immer zum Heizen bzw. in der Metallverarbeitung genutzt. Auch heute noch wird in der EU 27 ein großer Teil der Biomasse zu Heizzwecken in wenig effizienten traditionellen Öfen und Kaminen eingesetzt. Eine modernere Variante dieser Art der Waldenergieholznutzung sind Pelletheizungen. Holzpellets wurden ursprünglich im Wesentlichen aus Abfallholz aus Sägewerken und der Holzindustrie hergestellt, durch die gestiegene Nachfrage wird zusätzlich immer mehr Waldenergieholz verarbeitet. In größerem Maßstab werden keine Pellets verwendet, sondern billigere Holzhackschnitzel verfeuert. Meist geschieht dies in regionalen oder industriellen Heizkraftwerken. Daneben gibt es auch reine Heizwerke bzw. reine Kraftwerke ohne Wärmenutzung.

Weitere Formen der Biomassenutzung sind die Vergärung von feuchter bzw. flüssiger Biomasse zu Biogas (z.B. Gülle aus der Tierhaltung) bzw. der dezidierte Anbau von Energiepflanzen. Dies können Ölpflanzen wie Raps und Sonnenblumen oder stärkehaltige Pflanzen wie Zuckerrüben oder Mais sein. Ölpflanzen dienen aktuell vor allem der Gewinnung von Biodiesel, während aus den stärkehaltigen Pflanzen Ethanol gewonnen wird. Beides dient der Verwendung als Kraftstoff im Transportbereich.

Da langfristig das Potenzial der Abfallbiomasse nicht ausreichen wird, muss im forstwirtschaftlichen Rahmen dem Wald zusätzliches Holz entnommen werden. Langfristig nachhaltig darf dem Wald nur soviel Holz jährlich entnommen werden wie im gleichen Zeitraum nachwächst. Nutzungskonkurrenten sind dabei die Papierindustrie sowie die Nutzholzindustrie.

Daneben lassen sich auch lignocellulosehaltige Energiepflanzen auf so genannten Kurzumtriebsplantagen anbauen. Angebaut werden z.B. schnell wachsende Bäume wie Pappeln und Weiden oder große Gräser wie Hanf und Miscanthus. Prinzipiell lassen sich auf den gleichen Böden entweder Kurzumtriebsplantagen anlegen oder andere Energiepflanzen anbauen. Im Sinne einer nachhaltigen Bewirtschaftung sind zusätzlich Fruchtfolgen (z.B. Weizen / Raps) einzuhalten. Generell muss der Nahrungskreislauf so weit als möglich geschlossen werden um eine Auslaugung der Böden zu vermeiden.

Die große Herausforderung der Biomassenutzung ist die hohe Nutzungskonkurrenz bei gleichzeitig begrenztem Angebot an fruchtbaren Böden. Die wichtigste Konkurrenz ist die zur Nahrungsmittelproduktion. Speziell wenn sich z.B. durch Weizenanbau weniger Gewinn erwirtschaften lässt als mit Energiepflanzen, kann deren Anbau ansteigen und zu steigenden Nahrungsmittelpreisen und damit zu sozialem Unfrieden führen. Dies ist insbesondere wichtig, wenn der Austausch länderübergreifend zwischen reichen und ärmeren Ländern erfolgt.

Aber auch auf der Nutzerseite ist eine zunehmende Konkurrenz absehbar. Derzeit sind durch EU-Vorgaben und nationale Beimischungspflichten insbesondere die Biokraftstoffe für den PKW-Einsatz gefragt. Daneben stellen sich unter anderem die Seeschifffahrt, die Binnenschifffahrt, die Luftfahrt sowie der Schwerlastverkehr auf, durch Biokraftstoffe zukünftig Emissionen zu senken und vom Erdöl unabhängiger zu werden. Gleichzeitig versprechen die Biokraftstoffe der 2. Generation (BTL, Synfuels) aus lignocellulosehaltiger Biomasse (also vornehmlich Holz, Reststroh und Kurzumtriebsprodukte) zukünftig einen Beitrag zur PKW-Kraftstoffversorgung zu liefern. Und auch die Wasserstoffwirtschaft baut zu einem gewissen Anteil auf Wasserstoff aus Biomasse und kann dies durch die hohe Effizienz der Brennstoffzelle ökonomisch (gegenüber BTL) auch gut begründen. Da lignocellulosehaltige Produkte bislang vorwiegend im stationären Bereich eingesetzt werden, wird es in diesen Bereichen zu Nutzungskonkurrenzen kommen.

Es zeichnet sich bereits ab, dass nicht allen Endnutzern, die heute auf die Verfügbarkeit von Biomasse spekulieren, diese in Zukunft auch zur Verfügung stehen wird. Sofern politische Richtlinien greifen, werden sich die politisch motivierten Anwendungen durchsetzen. In einem von Ökonomie geprägten Umfeld, wird sich die jeweils wirtschaftlichste Anwendung durchsetzen, denn steigende Nachfrage wird zu höheren Rohstoffpreisen für Biomasse führen. Da die stationäre Nutzung kaum Wirkungsgradverluste bei der Bereitstellung (und bei der Nutzung) des Endenergieträgers (Pellets, Hackschnitzel) hat, wird sich die mobile Anwendung ökonomisch immer schwer tun, da etwa 50% energetische Verluste allein bei der Bereitstellung von flüssigen Kraftstoffen auftreten (BTL) und die Nutzung im konventionellen Verbrennungsmotor ebenfalls mit großen Verlusten verbunden ist. Stationäre KWK-Anlagen können dagegen den Energiegehalt der Biomasse fast zu 90% nutzen. Trotzdem könnte der Einsatz im mobilen Bereich durch politische Rahmenbedingungen – wie etwa der Beimischungspflicht oder steuerliche Anreize – quasi erzwungen werden, ungeachtet der ökonomischen Gegebenheiten.

Eine zusätzliche Rolle (und Konkurrenz) könnte der Biomasse im Rahmen einer hauptsächlich auf erneuerbaren Energien basierenden Energiewirtschaft zufallen. Wind- und Solarenergie unterliegen kurzfristigen und saisonalen Fluktuationen. Biomasse – als Feststoff, als Biogas oder als Pflanzenöl – verfügt über sehr gute Speichereigenschaften und stellt somit eine der Optionen für die Befuerung von Reservekraftwerken dar. Biomasse könnte also in einem fortgeschrittenen Ausbauszenario für erneuerbare Energien einen sehr hochwertigen und damit hoch vergüteten Strom erzeugen.

Da sich aufgrund der geschilderten und komplexen Konkurrenzsituationen – auf der Angebotsseite und auf der Nutzerseite – seriös keine zukünftigen Angebots- oder Nutzerstrukturen (oder beliebige Mischformen) ableiten lassen, sollen im Rahmen dieser Arbeit Grenzbetrachtungen durchgeführt werden. Es wird dabei unterstellt, dass die gesamte zur Verfügung stehende Biomasse jeweils nur einer möglichen Nutzung

zugeführt wird. Damit markiert dieser Wert gleichzeitig das maximal erzielbare Potenzial innerhalb der jeweiligen Nutzungs-/Erzeugungskette. Auch wenn dies in der Realität so nicht umgesetzt werden würde, so erlaubt dieser Ansatz doch den Vergleich der verschiedenen Nutzungskonzepte und einen Rückschluss darauf, welchen Beitrag Biomasse überhaupt leisten kann. Betrachtet wurden folgende Anwendungen/Ausgangsstoffe:

- A. Strom- und Wärmeerzeugung (im BHKW) aus Holz, Restholz, Reststroh, Biogas aus Reststoffen und Energiepflanzen (Kurzumtrieb).
- B. Strom- und Wärmeerzeugung (im BHKW) aus Holz, Restholz, Reststroh, Biogas aus Reststoffen und Energiepflanzen für Biogas.
- C. Biokraftstoff (BTL) aus Holz, Restholz, Reststroh, Biogas aus Reststoffen, und Energiepflanzen (Kurzumtrieb).
- D. Biogas Kraftstoff aus Holz, Restholz, Reststroh, Biogas aus Reststoffen, und Energiepflanzen für Biogas.
- E. Wasserstoff aus Holz, Restholz, Reststroh, Biogas aus Reststoffen, und Energiepflanzen (Kurzumtrieb).
- F. Wasserstoff aus Holz, Restholz, Reststroh, Biogas aus Reststoffen, und Energiepflanzen für Biogas.

Verschiedene weitere Randbedingungen wurden nach [CONCAWE, 2007] definiert. So wird für Holz und Restholz der maximale Wert nachwachsenden Holzes in Europa angesetzt, inklusive der Holzmengen, die heute für die Heizung von Wohnhäusern verwendet werden. Das verfügbare Reststroh entspricht etwa zu 50% der Menge, die an Reststroh in der Landwirtschaft anfällt. Der restliche Teil wird als Einstreu in der Tierhaltung benötigt oder muss zur Sicherung des Nährstoffkreislaufs auf den Feldern verbleiben. Feuchte und flüssige Biomasse (Bioabfall und Gülle aus der Tierhaltung) kann nur in der Biogasanlage sinnvoll verwertet werden, so dass ein gewisses Potenzial an Biogas in allen Szenarien genutzt wird.

Für die Bestimmung der Erträge für Energiepflanzen (Kurzumtrieb oder Pflanzen für Biogas bzw. Pflanzenöl) wurde folgender Ansatz gewählt: Zur Verfügung stehen nur Landflächen,

- die aus der Überproduktion von Weizen stammen. Nach [Kaltschmitt, 1997] lässt sich energetisch auf den Landflächen z.B. der 1,57 fache Ertrag durch Kurzumtrieb erwirtschaften;
- die aus Stilllegungsflächen reaktivierbar sind;
- sowie Landflächen die nach der „EU Zuckerreform“ nicht mehr für den Anbau von Zuckerpflanzen genutzt werden.

Weiterhin wird eine vorhersehbare Ertragssteigerung von etwa 20% angenommen. Explizit nicht berücksichtigt wurden Flächen, die heute anderweitig landwirtschaftlich genutzt werden, etwa Weideflächen oder naturnahes Brachland. Da auch im Nahrungsmittelanbau Fruchtfolgen unter Einbeziehung von Energiepflanzen stattfinden können, wurde angenommen, dass auch die Ackerflächen für Energiepflanzen zyklisch für den Nahrungsmittelanbau genutzt werden. Daraus entsteht aber in der Summe kein zusätzliches Potenzial.

Für die Kraftstoffpfade, insbesondere die gasförmigen (CNG bzw. CH₂), aber auch für BTL, kann das Potenzial als komprimiert ab Tankstelle angesehen werden. Da die Produktion der Kraftstoffe immer in einem Kuppelprozess erfolgt und je nach Prozess bis zu 10% mehr Strom erzeugt wird, als die Anlage selbst benötigt, wird ein Stromüberschuss ins Netz eingespeist. Andererseits wird für die Pipelineverteilung bzw. die Kompression an der Tankstelle Netzstrom verwendet, so dass streng genommen, zu den Kraftstoffpotenzialen noch einige Prozent Überschussstrom hinzuaddiert werden müssten.

Es ergibt sich das folgende Bild für das Potenzial der Biomassenutzung in der EU 27:

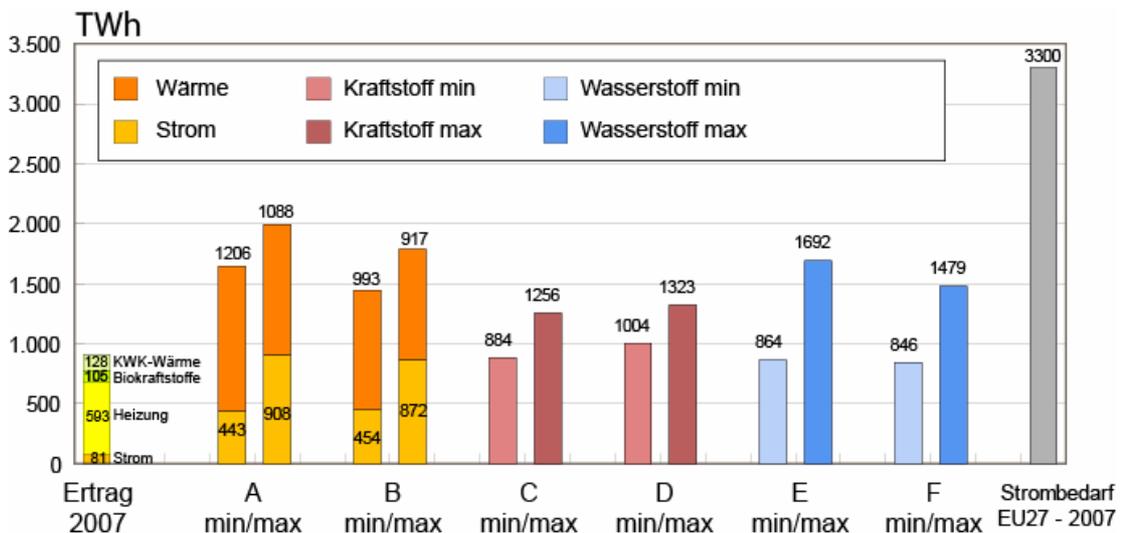


Abbildung 24: Endenergiepotenziale für Biomasse in der EU 27 für verschiedene Anwendungsgebiete. Es wird jeweils die 100%ige Verwendung der Biomasse für das jeweilige Anwendungsgebiet angenommen, die Balken sind also nicht addierbar! A- KWK mit Anbau von Energiepflanzen (Kurzumtrieb); B- KWK mit Anbau von Pflanzen für Biogas; C- Kraftstoffproduktion von BTL aus Energiepflanzen (Kurzumtrieb); D- Kraftstoffproduktion mit Biogas und Energiepflanzen für Biogas; E- Wasserstoffproduktion aus Biomasse mit Energiepflanzen (Kurzumtrieb); F- Wasserstoffproduktion von Biomasse aus Energiepflanzen für Biogas; [IEA 2009]; [CONCAWE, 2007]; [Kaltschmitt, 1997]

In der Grafik nicht dargestellt ist die Nutzung von Ölpflanzen. Die Werte liegen für die KWK-Nutzung etwas niedriger als bei der KWK Nutzung von Biogas (B) und erheblich niedriger als in Fall (A). Gleiches gilt für den Einsatz als Rohstoff zur Kraftstoffproduktion. Würde der Kurzumtrieb bzw. der Anbau von Pflanzen für Biogas durch Ölpflanzen ersetzt

werden, läge die verfügbare Endenergie teilweise deutlich unter den Werten von (C) und (D). Für die Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff muss noch der wesentlich höhere Wirkungsgrad in der Endnutzung in der Brennstoffzelle berücksichtigt werden. Dieser liegt gut doppelt so hoch wie der Wirkungsgrad der Endnutzung der Kraftstoffe aus den Balken (C) und (D) in konventionellen Motoren. D.h. die erzielbare Transportleistung ist um den Faktor 2 höher als bei den flüssigen Biokraftstoffen. Umgekehrt, also bei gleicher Verkehrsleistung, halbiert sich der Endenergiebedarf im Transportbereich, wenn die Brennstoffzelle eingesetzt wird.

Geografisch verteilen sich die Biomassepotenziale auf die 27 EU-Länder wie folgt:

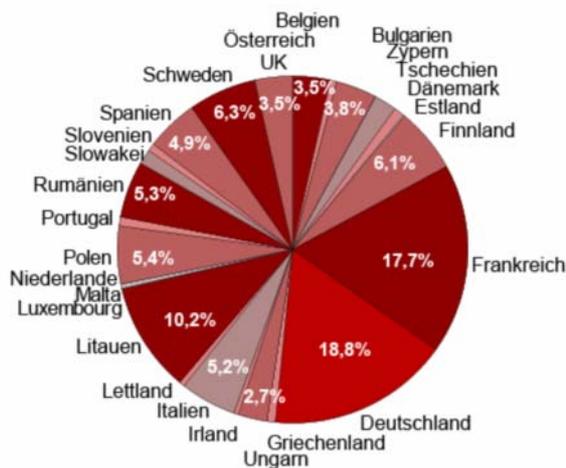


Abbildung 25: Verteilung der Biomassepotenziale auf die EU 27 Länder. [FfE, 1998]; [Kaltschmitt, 2001]; [VTT, 2001]; [CONCAWE, 2007]

Neben der Flächenverfügbarkeit und der Bodengüte spielen auch klimatische Faktoren für die Höhe der Biomassepotenziale eine wichtige Rolle. Die höchsten Erträge sind möglich in den Flächenländern der gemäßigten Klimazonen. Nicht alle Klimazonen sind gleichermaßen für den Anbau spezifischer Energiepflanzen geeignet. Dies ist aber über die unterschiedlichen Ertragshöhen der 27 betrachteten EU-Länder in den Potenzialangaben berücksichtigt.

4 EFFIZIENZPOTENZIALE

Die Senkung des Energieverbrauchs soll einen wesentlichen Beitrag zur Treibhausgasreduktion und somit zum Erreichen der Klimaziele; zur Verminderung der fossilen Importe und somit zur Energiesicherheit sowie zum nachhaltigen Wachstum leisten. Die Senkung des Energieverbrauchs setzt sich aus zwei Teilgrößen zusammen, zum einen der verhaltensbestimmten oder durch die ökonomischen Rahmenbedingungen beeinflussten Nachfrage, die sich in geringeren Fahrleistungen, geringeren Wohnungsgrößen oder etwa einer niedrigeren Raumtemperatur beziehungsweise in einem verminderten Output infolge der Wirtschaftskrise oder in Reaktionen auf Energiepreisschwankungen äußert. Diese veränderte Nachfrage kann zeitlich schwanken und sich sogar in ihrer Richtung über die Zeit wieder ändern.

Nachhaltige Einsparungen zum anderen gründen überwiegend auf der Erschließung technischer Effizienzpotenziale. Die Steigerung der Energieeffizienz eines Prozesses bedeutet eine Outputerhöhung bei gleichem Energieeinsatz bzw. eine Absenkung des Energieeinsatzes bei demselben Output.

Ex post sind diese beiden Bestimmungsfaktoren durch Beobachtung des Energieverbrauchs nicht voneinander zu trennen. Ex ante werden die Effizienz- und Einsparpotenziale in der Literatur entweder mit einem Ansatz zum Verlauf des Endenergieverbrauchs oder des Primärenergieeinsatzes (top down) oder einem konkreten Maßnahmenmix in den energieeinsetzenden Sektoren (bottom up) geschätzt. Der Bottom-up-Ansatz erlaubt dann Effizienzpotenziale von verhaltensbestimmten Verbrauchsrückgängen zu trennen.

Im top-down-Ansatz werden typischerweise zielorientierte Projektionen zukünftiger Energieverbräuche entwickelt und einer von der Entwicklung wirtschaftlicher und demographischer Rahmendaten getriebenen Referenzentwicklung gegenüber gestellt. Die Differenz der Energieverbräuche gibt dann die notwendige Energieeinsparung zur Erreichung eines bestimmten Klimaschutzziels, wie zum Beispiel die Erderwärmung auf maximal 2°C zu beschränken oder den Treibhausgasausstoß auf 450 ppm zu begrenzen.

Bei bottom-up-Ansätzen hingegen werden sektorspezifisch technische Effizienzpotenziale definiert und entsprechend ihrer Verwendbarkeit aggregiert.

Beide Verfahren sind mit Unsicherheit verbunden. Die top-down-Ansätze können Effizienz nicht von verhaltensbedingter oder ökonomisch bedingter Energieeinsparung bzw. einem temporären Minderverbrauch trennen und hängen zudem stark von der unterstellten Referenz ab.

Bottom-up-Modelle wiederum unterstellen eher eine starre Wirtschafts- und Verhaltensstruktur und setzen auf diese die ermittelten technisch wirtschaftlichen Potenziale auf. Im Rahmen von bottom-up-Untersuchungen wird weiterhin in der Literatur zwischen

technischen Potenzialen und wirtschaftlichen Potenzialen unterschieden. Während erstere die technische Machbarkeit ausloten, umfassen letztere nur diejenigen Potenziale, die sich im Laufe der Lebensdauer einer Investition durch die Einsparungen wieder amortisiert haben. Diese Definition hängt natürlich wiederum kritisch von den unterstellten Energiepreisen ab.

4.1 Weltweite Effizienzpotenziale

Zur Abschätzung der möglichen Effizienzsteigerung und der Energieeinsparpotenziale weltweit werden typischerweise Basisprojektionen mit möglichen alternativen Verläufen verglichen. Die aktuellsten Szenarien zur weltweiten Endenergienachfrage finden sich im World Energy Outlook (WEO 2009) und bei UBA (2009b). WEO 2009 enthält ein Referenzszenario und ein Zielerreichungsszenario für 450 ppm. Das Referenzszenario zeigt eine Entwicklung auf, wie sie unter Fortführung der bislang beobachtbaren Trends denkbar ist. Es versteht sich selbst explizit nicht als Prognose (WEO 2009, S. 73), sondern hält emissionsmindernde weitere Politiken für notwendig und denkbar. Allerdings enthält es wesentliche, bereits bestehende Zielvorgaben und Politikmaßnahmen, die bis 2009 implementiert sind. Tabelle 1 zeigt einen Überblick.

Region	Politikmaßnahme	Erläuterungen
USA	Verstärkte CAFE Standards	Flottenverbrauch von Fahrzeugen bis 1,7 t bei ca. 6 l/km, PKW ca. 6,7 l/km ab 2016
China	Kernkraftwerke	Ausbau
EU	20-20-20 Paket	Vgl. Kap. 4.1
G20	Anreizpaket	\$ 242 Mrd. für CO ₂ -arme Technologien, Effizienz und Stromerzeugung
Kanada	Abwrackprämie	92 Mio. CAD über 4 Jahre für sauberere Fahrzeuge
Japan	Wiedereinführung der PV Förderung	JPY 70.000 pro kW für PV

Nach WEO 2009 S. 173

Tabelle 1: Beispiele aktueller Politikmaßnahmen, die im Referenzszenario bereits enthalten sind

Der weltweite Primärenergieverbrauch steigt nach dem WEO-2009-Referenzszenario bis 2030 um 40% verglichen mit 2007. Dies entspricht einem jährlichen Anstieg von durchschnittlich 1,5%. China und Indien sind die Regionen mit dem stärksten Anstieg, gefolgt vom Nahen Osten.

Deutlich stärker als der Primärenergieverbrauch steigt der Stromverbrauch mit 80% bis 2030. Auch hier finden sich in China die stärksten Anstiege. Insgesamt fallen die Anstiege im Energieverbrauch weltweit etwas geringer aus als noch im WEO 2008 angenommen,

was auf die wirtschaftlichen Auswirkungen der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise zurückzuführen ist. In den OECD-Ländern ist dieser Rückgang deutlich stärker ausgeprägt als in den Schwellenländern. Das zielorientierte 450-ppm-Szenario soll die zukünftigen CO₂-Emissionen auf ein Niveau reduzieren, das die globale Erwärmung auf 2°C begrenzt. Der Anstieg des Primärenergieverbrauchs in diesem Szenario halbiert sich auf 20% bis 2030. CO₂-Minderung und Primärenergieeinsparung sind in diesem Szenario vor allem auf einen Energieträgerwechsel zu erneuerbaren Energien unter stärkerer Nutzung der Kernkraft in einigen Regionen zurückzuführen.

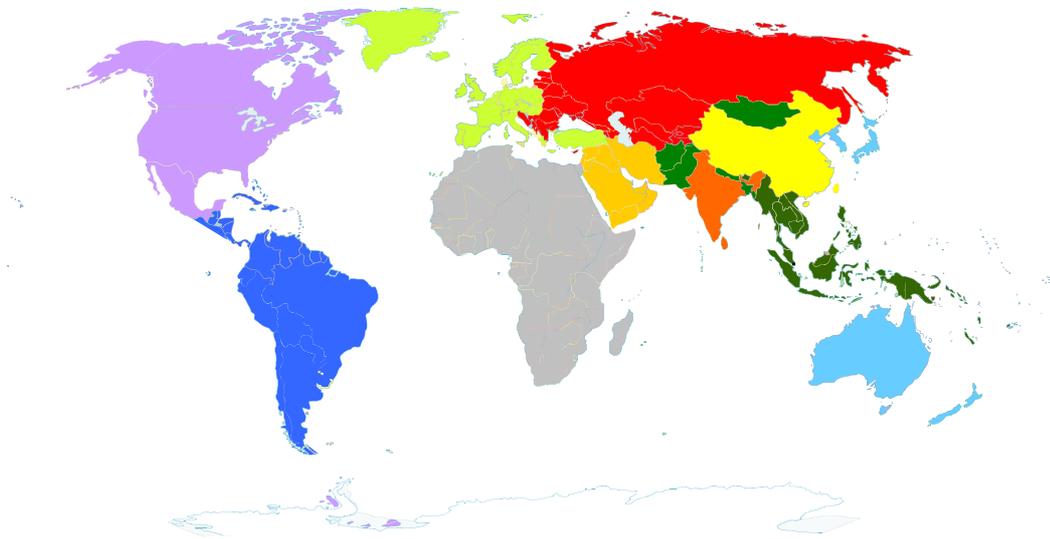


Abbildung 26: Regionen nach WEO 2009: OECD Nordamerika, Lateinamerika, Afrika, Naher Osten, OECD Europa, Transitionsländer, China, Indien, Übriges Asien, OECD Pazifik.

Ein weltweites zielorientiertes Szenario wurde von DLR et al. 2007 für EREC / Greenpeace unter dem Namen Energy [r]evolution entwickelt und seitdem regelmäßig überarbeitet. UBA (2009b) stellt eine Erweiterung dieses Szenarios um explizit modellierte Effizienzpotenziale dar. In UBA (2009b) werden drei Szenarien entwickelt. Neben einer Referenzentwicklung treten ein Szenario unter Ausschöpfung der technischen Potenziale (technical) und ein Szenario, das die jetzige Entwicklung ohne zusätzliche Maßnahmen trendmäßig fortschreibt (frozen).

Abbildung 27 zeigt den Endenergieverbrauch in den angesprochenen Szenarien in der Entwicklung bis 2030. Die drei Szenarien von UBA (2009b) sind grau unterlegt, WEO 2009 ist rot unterlegt, WEO 2008 in etwas hellerem Rot. Der Rückgang des Endenergie-

verbrauchs durch die Finanzkrise ist deutlich erkennbar, ebenso wie die Rückkehr zum ursprünglichen Pfad am Ende des Beobachtungszeitraums. Das Referenzszenario aus UBA 2009 bleibt etwas hinter der WEO-2009-Referenz zurück. Das technische Potenzial für Endenergieeinsparungen ist ganz erheblich, es ergibt sich aus der Differenz zwischen der dunkelgrauen und der hellgrauen Fläche.

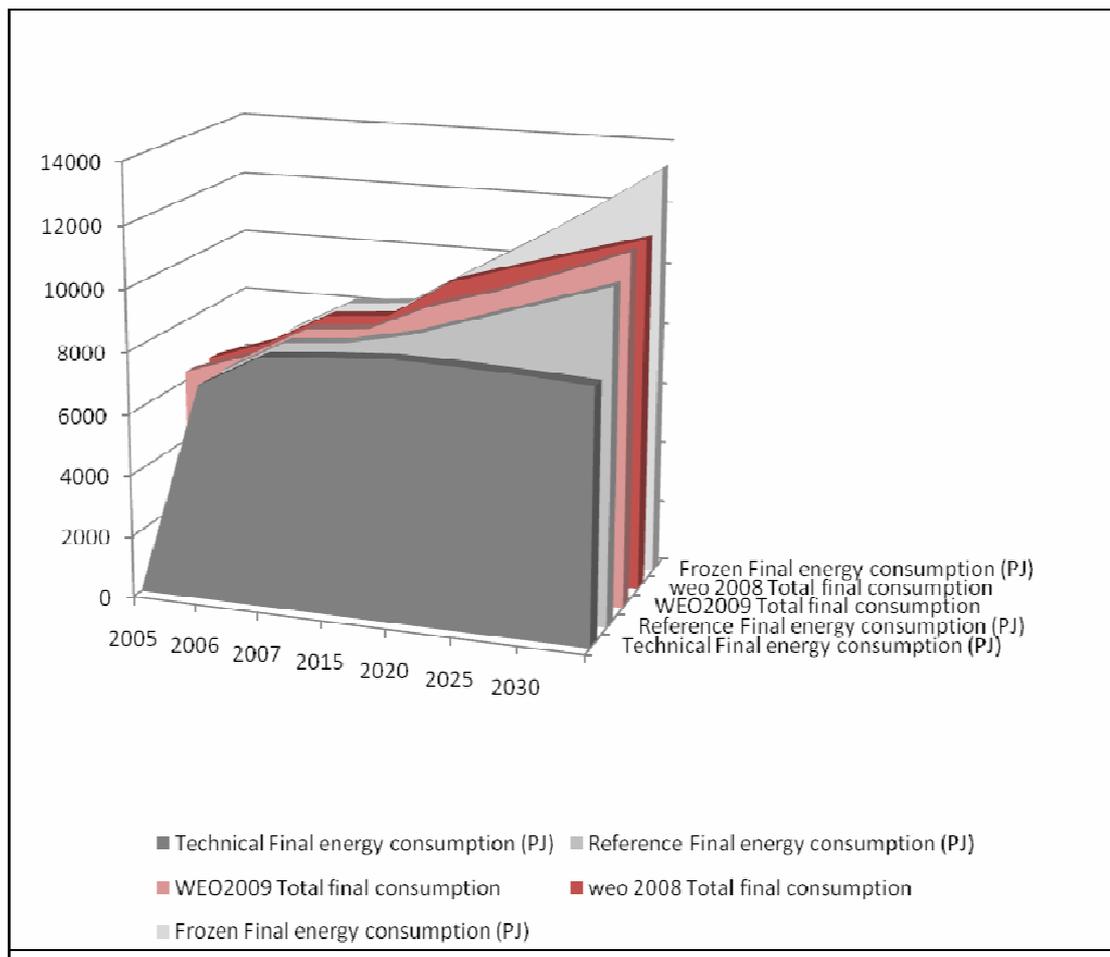


Abbildung 27: Vergleich des Endenergieverbrauchs in WEO2009, WEO2008, UBA 2009, eigene Zusammenstellung

Bei einer weltweiten Betrachtung sind sowohl die einzelnen energieverbrauchenden Sektoren von besonderem Interesse als auch die spezifischen Entwicklungen in den einzelnen Weltregionen. IEA hat 2007 einen eigenen Band zur Untersuchung der Entwicklung in China und Indien herausgebracht (WEO 2007).

UBA 2009 führt die Einsarpotenziale auch nach Regionen auf. Die technischen Potenziale (vgl. Tabelle 2) liegen in OECD-Europa bei den Gebäuden am höchsten, gefolgt von OECD Nordamerika. Im Sektor Industrie weist der Nahe Osten die höchsten jährlichen Einsarpotenziale auf, gefolgt von China und Indien. Hier lässt sich vermuten, dass der hohe Anteil an Importenergie zu Weltmarktpreisen in den Industrieländern bereits zur

Realisierung von erheblichen Einsparpotenzialen geführt hat. Insgesamt liegen die größten Potenziale im Verkehr, was vor dem Hintergrund zunehmender Verkehrsleistungen weltweit bedeutet, dass hier zum einen dringender Umsetzungsbedarf vorliegt, zum anderen aber auf die Möglichkeit der Energieeinsparung hindeutet. Die geringsten Effizienzgewinne werden im Umwandlungsbereich gesehen.

Region	Gebäude und Landwirtschaft	Industrie	Verkehr	Umwandlungsbereich
OECD Europa	2,6	2,2	2,9	1,1
OECD Nordamerika	2,5	2,3	3,0	0,9
OECD Pazifik	2,0	2,2	2,8	1,0
Transformationsländer	2,0	2,3	2,8	2,3
China	2,0	2,6	2,4	1,5
Indien	2,2	2,6	2,4	1,6
Übriges Asien	2,0	2,4	2,6	0,9
Naher Osten	2,2	2,8	2,9	1,9
Lateinamerika	2,2	2,5	2,9	1,7
Afrika	1,8	2,3	2,8	1,7
Welt	2,2	2,4	2,8	1,4

Nach UBA 2009b

Tabelle 2 Zusammenfassung der technischen Potenziale (in %/a) je Sektor und Region

Effizienzpotenziale bedeuten, dass sich derselbe Output mit einem geringeren Energieaufwand herstellen lässt. Bei einer insgesamt weiter wachsenden Weltwirtschaft kann die Realisierung von Effizienzpotenzialen nur den Anstieg der wirtschaftlichen Leistung vom Anstieg des Energieeinsatzes entkoppeln, jedoch nicht einen Rückgang des Energieeinsatzes bewirken. Daher bleibt auch im Technical Szenario bei Realisierung aller Potenziale der Endenergieverbrauch nur nahezu konstant.

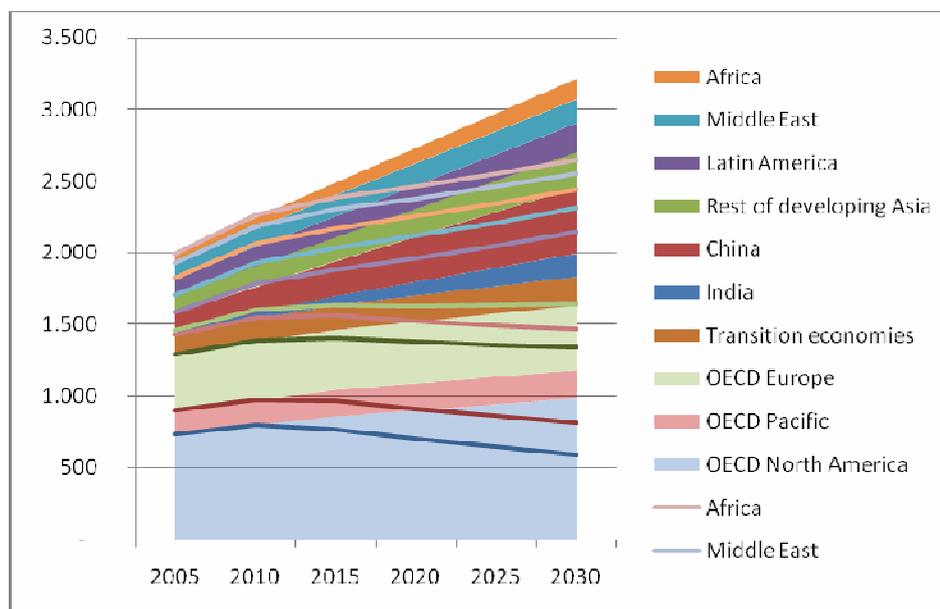


Abbildung 28: Vergleich des Referenzszenarios (Flächen) und des Technical Szenarios (Linien) für den Verkehrssektor, UBA 2009, eigen Darstellung

Beim Verkehr, dem Bereich mit dem größten Einsparpotenzial, ist diese Wechselwirkung besonders deutlich. Das Referenzszenario schätzt einen Anstieg von über 60% gegenüber 2007, im Technical Szenario unter Ausnutzung teilweise erheblicher Potenziale steigt der Energieverbrauch immer noch deutlich gegenüber 2007 an.

4.2 EU-Ziel

4.2.1 Das 20% Effizienzziel

Europa hat sich verpflichtet, seinen Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20% zu verringern (KOM(2006)545, KOM(2005)265, KOM(2008) 772). Das Effizienzziel ist eingeflossen in ein umfassendes Energiekonzept der EU (KOM(2008) 30). Im Januar 2008 verabschiedete die Kommission die Mitteilung an den Rat und das Parlament mit dem Titel „20 und 20 bis 2020 - Chancen Europas im Klimawandel“, die die Verpflichtung auf eine Reduktion der Treibhausgase auf 20% unter das Niveau von 1990 und die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch auf 20% bis 2020 enthält. Diese beiden Verpflichtungen sind untrennbar mit dem Effizienzziel und miteinander verbunden, da zum Erreichen des ersten Ziels nur eine Kombination von Energieeinsparung und CO₂-armer Energiebereitstellung führen kann und sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtverbrauch bemisst, zu dieser Bemessungsgrundlage umgekehrt also steigt bzw. fällt. Andererseits sind die Ziele auch in gewissem Umfang komplementär zueinander: Eine Überschreitung des Effizienz-Ziels kann die Anstrengungen zur Erreichung des EE-Ziels in gewissem Umfang kompensieren.

Umgekehrt erleichtert eine Überschreitung des EE-Ziels die Erreichung des CO₂-Ziels, ohne dass das Effizienzziel davon beeinflusst wird.

Der Effizienz-Verpflichtung liegen eine Reihe von Potenzialabschätzungen zugrunde. Ausgangspunkt der Zielfestlegung ist das Grünbuch zur Energieeffizienz (KOM (2005) 265) und die damit angestoßene Debatte. Dort wird das 20%-Ziel abgeleitet aus den damaligen Projektionen für den europäischen Energieeinsatz bis 2020 und den Kenntnissen über Effizienzpotenziale in Industrie, im Gebäudebereich und im Verkehr. Der Gesamtverbrauch in 2005 betrug etwa 1725 Mio. t RÖE (72.222 PJ). Schätzungen wiesen darauf hin, dass bei Fortsetzung der damaligen Trends, der Primärenergieverbrauch bis 2020 auf 1900 Mio. t RÖE (79.549 PJ) steigen würde. Mittels einer 20%-igen Einsparung, ausgehend von dieser Projektion, hätte man wieder den Wert von 1990 (1520 Mio. t RÖE, 63.639 PJ) erreicht.

Das 20%-Ziel ist somit relativ zu einer in 2005/2006 entwickelten Basisprojektion zu sehen. Diese Basisprojektion (PRIMES „business as usual“ baseline projection) wurde 2007 aktualisiert auf 1968 Mio. t RÖE Primärenergieverbrauch der EU 27 in 2020. Somit beträgt die notwendige Einsparung zum Erreichen des 20%-Ziels 394 Mio. t. RÖE, und diese Einsparung würde nicht mehr exakt zum Energieverbrauch 1990 zurückführen.

Diese Überlegungen zeigen die Schwierigkeit der Zielüberprüfung eines relativ zu einer Basisprojektion definierten Ziels. Das Effizienzziel ist – im Gegensatz zum Ziel für erneuerbare Energien – gewissermaßen ein Nettoziel, das durch die Differenz zwischen zwei Szenarien definiert ist. Zwischen dem Verlauf der Basisprojektion von 2007 und aktuellen Projektionen sind jedoch vielfache Wege der Zielerreichung möglich, zumal letztlich die Beobachtung des Primärenergieverbrauchs sowohl Effizienzsteigerungen als auch ein Nachlassen der Wirtschaftstätigkeit, des Transportaufkommens und einen Anstieg der Außentemperatur beinhaltet. Darüber hinaus wirken sich die Energiepreisschwankungen der letzten Jahre zwar zum einen auf die Realisierung möglicher Effizienzpotenziale aus, bewirken jedoch zum anderen auch kurzfristige Nachfrageschwankungen.

Gerade die vergangenen zwei Jahre haben gezeigt, dass Projektionen für den Primärenergieverbrauch an der weltweiten gesamtwirtschaftlichen Entwicklung gespiegelt werden müssen.

Bevor auf die einzelnen Maßnahmen und die wichtigsten Effizienzpotenziale eingegangen wird, soll das Ziel kurz an den wichtigsten aktuellen Referenzszenarien gespiegelt werden. Für die Entwicklung des Energieverbrauchs in Europa (EU 27) weist das WEO-2009-Referenzszenario eine Steigerung von 5% auf. UBA2009 sieht im Frozen Szenario eine erhebliche Steigerung von fast 30%, im Referenzszenario einen leichteren Anstieg und im Technical Szenario einen Rückgang um ca. 10% im Endenergieverbrauch. Mit dieser

Reduktion im Endenergieverbrauch ist das Primärenergieverbrauchsziel deutlich überschritten.

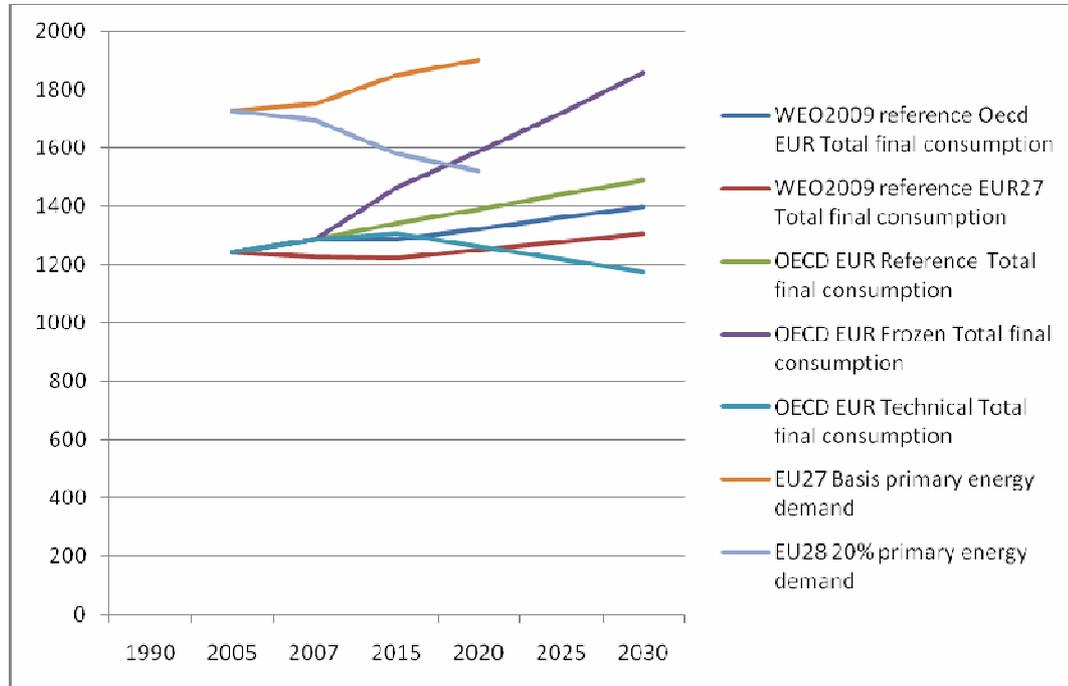


Abbildung 29: Vergleich verschiedener Szenarien zum Europäischen Endenergieverbrauch (eigene Zusammenstellung aus WEO2009, UBA 2009b).

4.2.2 Potenziale in einzelnen Sektoren

Um die zur Zielerreichung notwendigen unterstützenden Maßnahmen abzuleiten, hat die EU-Kommission die Effizienzpotenziale in einzelnen Energieverbrauchssektoren untersuchen lassen. In KOM(2008) 772, Annex 1 wird eine Übersicht über die einzelnen Sektoren, die Einsparpotenziale im Vergleich zur Referenz des 20%-Ziels und die geplanten Maßnahmen zur Realisierung dieser Ziele gegeben. Die größten Potenziale liegen bei den Energiedienstleistungen und im Gebäudebereich.

Energieeffizienz in Gebäuden

Die Energieeffizienz in Gebäuden stellt das größte Potenzial in Europa dar, wobei es auch hier deutliche Unterschiede in den Mitgliedsstaaten aufgrund von unterschiedlichen Witterungsverhältnissen und Altersstrukturen im Gebäudebestand gibt. Insgesamt liegt das Potenzial bei 130 Mio. t RÖE

ECodesign

Die Eco Design-Richtlinie umfasst eine Vielzahl von Bereichen. Neben Beleuchtungsanlagen (Umstieg von der herkömmlichen Glühlampe, Auslaufen des Verkaufs herkömmlicher Lampen) ist besonders die Kennzeichnung weißer Ware ein Bestandteil der

Richtlinie. Die Potenziale werden von der Kommission auf fast 100 Mio. t RÖE gegenüber der Referenz geschätzt.

Kraft-Wärme-Kopplung

Die verstärkte Nutzung ausgekoppelter Wärme würde eine erhebliche Ineffizienz in der Stromerzeugung beseitigen. Immerhin beträgt das erschließbare KWK mit 23 Mio. t RÖE mehr als 60% des deutlich schwieriger zu erschließenden Potenzials von effizienteren PKW.

Fahrzeuge

Im Verkehr strebt die EU einen CO₂-Ausstoß von 130 mg/km an. Der Verkehrsbereich ist der energieverbrauchende Sektor mit der höchsten Importabhängigkeit, da kein EU-Land über ausreichende Ölreserven verfügt, um Benzin und Diesel in ausreichenden Mengen zur Verfügung zu stellen. Somit kommt diesem Sektor unter dem Aspekt der Energiesicherheit eine hohe strategische Bedeutung zu. Allerdings unterscheiden sich die Länder der Europäischen Union ganz erheblich bezüglich des Energieverbrauchs je gefahrenen Kilometer. Deutschland liegt an fünft letzter Stelle mit beinahe 30 mg CO₂/km mehr als Portugal. UBA 2009b sieht für Europa ein deutliches Potenzial von 28% bis 2030. Auch die EU-Kommission schätzt das Potenzial auf 36 Mio t RÖE (151 PJ) gegenüber der Referenz.

4.3 Energieeffizienz in Deutschland

4.3.1 Nationale Szenarien

An publizierten Szenarien liegen für Deutschland aktuell der Energiereport IV (EWI/Prognos 2005) mit der Ergänzung um die Kanzleramtsszenarien (2% Variante), die Politiksznarien für den Klimaschutz (UBA 2009) und die Leitstudie 2009 (BMU 2009) vor. Abbildung 30 zeigt eine Übersicht über den Primärenergieverbrauch, den Endenergieverbrauch und die Bruttostromerzeugung in diesen Szenarien. Aus den Politiksznarien werden sowohl das „Mit-Maßnahmen-Szenario“ (MMS), das den Charakter einer Referenz aufweist, als auch das „Strukturwandelszenario“ (SWS) berücksichtigt, das ambitioniertere Maßnahmen über die bestehenden Politiken hinaus berücksichtigt.

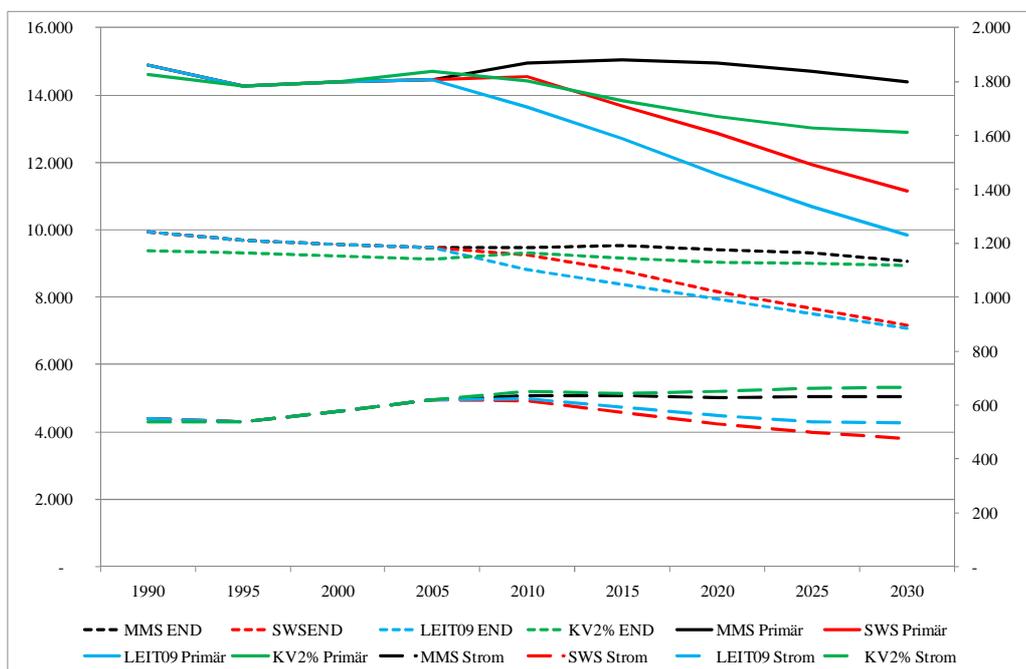


Abbildung 30: Vergleich ausgewählter Größen in Politikscenarien, Leitszenario und Energiereport IV (KV2%), Stromerzeugung in GWh auf der rechten Achse, Primär und END in PJ auf der linken Achse, eigene Zusammenstellung.

	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
MMS								
Endenergieeinsatz	- 0,03	- 0,04	- 0,05	- 0,05	- 0,04	- 0,06	- 0,07	- 0,10
Primärenergieeinsatz	- 0,04	- 0,03	- 0,03	0,00	0,01	0,00	- 0,01	- 0,04
Stromerzeugung	- 0,02	0,05	0,11	0,13	0,13	0,12	0,13	0,13
SWS								
Endenergieeinsatz	- 0,03	- 0,04	- 0,05	- 0,07	- 0,13	- 0,22	- 0,30	- 0,39
Primärenergieeinsatz	- 0,04	- 0,03	- 0,03	- 0,02	- 0,09	- 0,16	- 0,25	- 0,34
Stromerzeugung	- 0,02	0,05	0,11	0,11	0,04	- 0,04	- 0,10	- 0,16
Leitszenario 2009								
Endenergieeinsatz	- 0,03	- 0,04	- 0,05	- 0,13	- 0,19	- 0,25	- 0,32	- 0,40
Primärenergieeinsatz	- 0,04	- 0,03	- 0,03	- 0,09	- 0,17	- 0,28	- 0,39	- 0,51
Stromerzeugung	- 0,02	0,05	0,11	0,12	0,07	0,02	- 0,02	- 0,03
2% KV								
Endenergieeinsatz	- 0,00	- 0,01	- 0,02	- 0,01	- 0,02	- 0,04	- 0,04	- 0,05
Primärenergieeinsatz	- 0,02	- 0,01	0,01	- 0,01	- 0,06	- 0,09	- 0,12	- 0,13
Stromerzeugung	- 0,00	0,06	0,13	0,17	0,16	0,17	0,18	0,19

Eigene Berechnungen nach EWI/Prognos (2005), BMU(2009), UBA(2009).

Tabelle 3: Änderungen ausgewählter Größen, Bezugsjahr 1990.

In Tabelle 3 sind die in den einzelnen Szenarien unterstellten End- und Primärenergieeinsparungen, bzw. die Einsparung bei der Stromerzeugung zusammengefasst. In den Referenzszenarien (MMS, KV2%) zeigt sich eine Endenergieeinsparung gegenüber 1990 von ca. 5% (KV2%), beziehungsweise 10% im Szenario MMS. Das zielorientierte Leitszenario und das Strukturwandelszenario schreiben deutlich stärker sinkende Endenergieverbräuche fort. Die größten Unterschiede zwischen den Szenarien liegen in der Fortschreibung des Primärenergieeinsatzes. Hier reicht die Bandbreite der Änderungen in Bezug auf 1990 von 4% (MMS) über 13% (KV2%) bis 34% (SWS) und bis zu über 51% im Leitszenario. Anders ausgedrückt projiziert das Leitszenario eine Halbierung des Primärenergieeinsatzes bis 2030 gemessen an 1990. Das Leitszenario geht von langfristig sinkenden Haushaltszahlen aus und einem Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 1,45% bis 2020, das danach auf 1% im Durchschnitt sinkt. Es unterstellt die Wirkung der bundesdeutschen Effizienzstrategie mit 3%/a Effizienzsteigerung, wodurch bis 2020 eine Verdopplung der Energieproduktivität erzielt wird.

4.3.2 IKEP und nationaler Energieeffizienzplan

Zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Energieeinsparung liegen mehrere Programme der Bundesregierung vor, die durch Forschungsergebnisse und Studien begleitet werden. Die Treibhausgasemissionen sollen bis 2020 gegenüber 1990 um 40 % sinken. Im selben Zeitraum soll sich die volkswirtschaftliche Energieproduktivität verdoppeln; hierzu ist eine Steigerung der Energieproduktivität von mehr als 3 % pro Jahr erforderlich. Zu erwähnen sind das Integrierte Energie- und Klimaprogramm (IEKP) von 2007 und der Nationale Energieeffizienzplan von 2008. Darüber hinaus werden im Zuge der Nationalen Klimaschutzinitiative neue Maßnahmen entwickelt, die bestehende Effizienzpotenziale realisieren sollen.

Das Wuppertal-Institut (WI 2006) weist für Deutschland in den nächsten zehn Jahren durch den Einsatz energieeffizienter Techniken ein technisches Potenzial von 160 Mio. Tonnen Treibhausgasreduktion aus. Das wirtschaftliche Potenzial (Gewinn über die Lebensdauer der genutzten Technologie) wird mit 120 Mio. Tonnen CO₂-Emissionen berechnet. Davon entfallen rund 70 Mio. Tonnen CO₂ auf die wirtschaftlichen Stromsparpotenziale von rund 110 TWh.

McKinsey (2008) schätzen das wirtschaftliche Potenzial bis 2020 auf 127 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente. Die Prognos-AG (2008) schätzt das technische Einsparpotenzial an Endenergie (Strom, Brenn- und Kraftstoffe) bis 2016 auf rund 400 TWh. Das wirtschaftliche Potenzial beträgt rund 340 TWh.

Ifeu, Fraunhofer ISI, Prognos und GWS (2009) ermitteln ein wirtschaftliches Potenzial im Vergleich zur Referenz (2% Kanzleramtsvariante) von 837 PJ Endenergie, das entspricht etwa 10% des heutigen Endenergiebedarfs. Die Stromeinsparung der Maßnahmen beläuft sich gegenüber dem Referenzszenario auf rund 260 PJ im Jahr 2020; das entspricht einer

Einsparung gegenüber der Referenz von 14 % des Strombedarfs 2005 oder der Stromerzeugung in etwa zehn großen Kraftwerken. Eine wichtige Kenngröße in diesem Zusammenhang ist die Energieproduktivität. Sie steigt in dem entwickelten Szenario um mehr als 90 %, d.h. die Erschließung der identifizierten Einsparpotenziale würde zu einem erheblichen Teil zum Ziel der Verdopplung der Energieproduktivität bis 2020 beitragen. Insgesamt wurden in der Kompaktstudie 33 Energieeffizienz- und Energiesparmaßnahmen definiert, welche über die Referenz hinaus bis 2020 die zu erschließenden kosteneffizienten Potenziale und erforderlichen Investitionen in den Sektoren Private Haushalte (PHH), Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), Industrie und Verkehr umfassen. Einige Maßnahmen wie die Gebäudesanierung wurden bereits im Rahmen des Integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung (IEKP) begonnen. Grundlage für die betrachteten Maßnahmen sind marktverfügbare und wirtschaftliche Technologien, die im Rahmen üblicher bzw. leicht beschleunigter Ersatzzyklen eingesetzt werden. Die technologische Bandbreite ist vielfältig: neben energiesparenden Gebäuden, effizienten Geräten, Heizungsanlagen, raumluftechnischen Anlagen, Prozessen und Antrieben werden auch kostengünstige Maßnahmen wie Schulungen zum energieeffizienten Verhalten, etwa im Verkehr berücksichtigt.

Die durch das zusätzliche Maßnahmenbündel vermiedenen CO₂-Emissionen betragen 77 Mio. t im Jahr 2020 (im Unterschied zur Referenzentwicklung). Weitere, in dieser Studie nicht berücksichtigte Klimaschutzmaßnahmen, lassen eine Einhaltung des 40% Klimaschutzziels realisierbar werden.

Wirtschaftliche Potenziale, wie in der Studie beschrieben, können somit als Untergrenze weiterer Potenziale gewertet werden. Bei steigenden Energiepreisen oder einer stärkeren Berücksichtigung externer Effekte des Einsatzes fossiler Energien können in Zukunft weitere Potenziale erschlossen werden.

5 ERGEBNISSE UND FAZIT

Kapitel 5 wird noch überarbeitet

Der in Kapitel 2.3 dargestellte Endenergiebedarf von 14.234 Terrawattstunden für die 27 Länder der Europäischen Union wird in diesem Kapitel den für die 27 Länder ermittelten technischen Potenzialen für die verschiedenen erneuerbaren Energietechnologien gegenübergestellt. Die technischen Potenziale geben das sicher nutzbare Potenzial für die Region an. Anders als beim wesentlich höheren theoretischen Potenzial werden nur geeignete Standorte unter Berücksichtigung aller existierenden Restriktionen berücksichtigt. Zusätzlich sind die Systemwirkungsgrade (z.B. bei der Wandlung von Biomasse zu Kraftstoff) zur Bereitstellung der Endenergie berücksichtigt. Angegeben ist also die wirklich nutzbare Endenergie.

In einem zweiten Schritt werden zusätzlich die ermittelten Effizienzpotenziale dem Endenergiebedarf beaufschlagt. Dies geschieht in mehreren Stufen und führt zu einem reduzierten Endenergiebedarf. Dieser wird ebenfalls den Potenzialen erneuerbarer Energieträger gegenübergestellt.

Abbildung 31 zeigt analog zu Kapitel 3.2 den Endenergiebedarf der EU 27 Länder und die Aufteilung in die verschiedenen Endenergieformen bzw. Verwendungsarten in 2007. Daneben findet sich der für die beiden IEA Szenarien projizierte Endenergieverbrauch für die Jahre 2020 und 2030 mit gleicher Aufteilung der Energienutzung.

Dem gegenübergestellt sind die jeweiligen Minimal- / Maximalwerte der verschiedenen Potenziale der erneuerbaren Energien aufsummiert und zunächst unabhängig von der Art der gelieferten Energie. Die weiteren Säulen geben die Verteilung der Potenziale auf die wesentlichen Endenergien an. Die Säulen 8 und 9 zeigen das Szenario nur elektrische Energie und Wärme während die Balken 10 und 11 eine Kombination kennzeichnen, die neben Strom und Wärme auch Biokraftstoff aus Biomasse liefert. Da der Wirkungsgrad für die Bereitstellung flüssiger Biokraftstoffe etwas niedriger ist, wird der maximal mögliche Endwert von 12.182 TWh damit nicht mehr ganz erreicht.

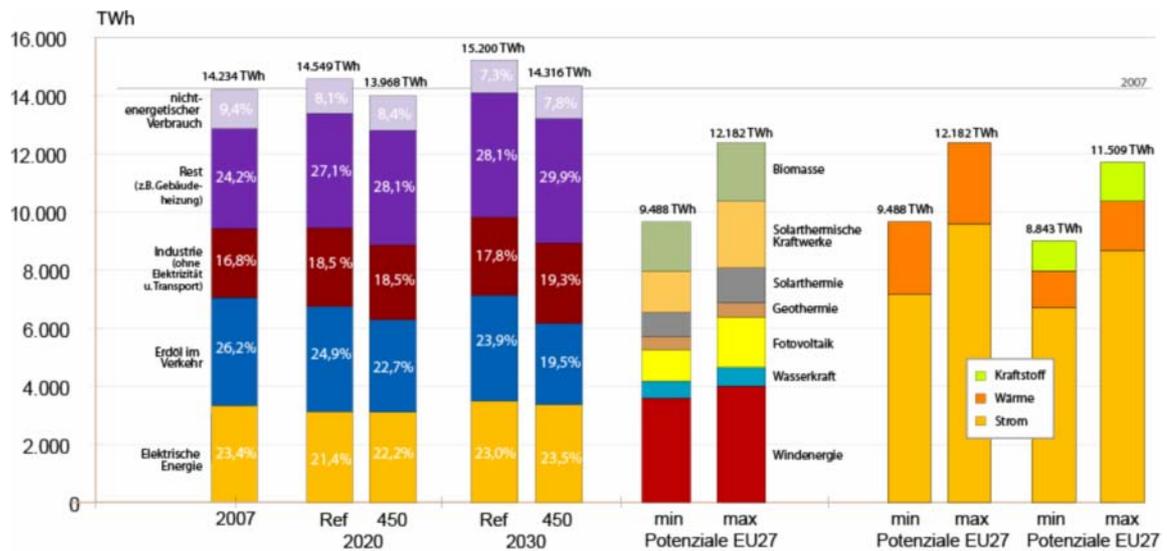


Abbildung 31: Endenergiebedarf, Energiesektoren und Potenziale erneuerbarer Energien für die EU 27. Die Säulen 2 und 3 entsprechen der Summation der in Kapitel gezeigten minimalen und maximalen Potenziale. Die weiteren Säulen zeigen eine mögliche Aufteilung in verschiedene Endenergien (Strom, Wärme, Kraftstoffe) [IEA, 2009] sowie die angegebenen Quellen in Kapitel 3.

Die Gegenüberstellung des heutigen Endenergiebedarfs mit den Potenzialen für erneuerbare Energien innerhalb der EU 27 zeigt, dass der Bedarf der reinen Nutzenergie alleine aus Quellen die innerhalb der EU 27 liegen, zu decken wäre. Der nicht-energetische Verbrauch ließe sich dann allerdings nicht mehr vollständig decken, zumindest dann nicht, wenn nicht zusätzliche Effizienzmaßnahmen umgesetzt werden. Für den Endanwender würde dieses „Szenario“ keinerlei Verzicht bedeuten, da praktisch die gleiche Energiemenge zur Verfügung steht. Wenn zusätzlich ökonomische Faktoren Berücksichtigung finden, könnte sich ein anderes Bild ergeben, denn Effizienzmaßnahmen, also ein Minderverbrauch, könnten in einem volkswirtschaftlichen Gesamtansatz weniger kosten als die Erschließung aller technischen Potenziale.

Deutlich sichtbar wird in den Säulen 8 bis 11 die zunehmende Dominanz von elektrischem Strom als verfügbarem Endenergieträger. Dies hat Vorteile, die Energie ist über Leitungen gut verteilbar, auch wenn das existierende Stromnetz hierfür erweitert werden muss. Ein Nachteil des elektrischen Stroms ist die schlechte Speicherbarkeit, insbesondere über saisonale Zeiträume. Hierzu bedarf es entsprechender Speichertechnologien, insbesondere die großtechnische Kavernenspeicherung von Wasserstoff stellt eine mögliche Option dar.

Der Übergang auf elektrische Mobilität, sei es durch schienengebundene Verkehrssysteme, Batterieautos/ Pedelecs oder wasserstoffbasierte Fahrzeuge, kommt einem erneuerbaren Energieszenario grundsätzlich entgegen. Die Produktion und die Versorgung von Tankstellen mit Wasserstoff über geeignete Speicher entkoppelt erneuerbare Primärenergie vollständig vom nutzerbedingten Verbrauch. In gewissen Grenzen ist dies auch über Batteriefahrzeuge möglich, sofern über intelligente Netze die Ladung der

Batterien zeitlich steuerbar ist und über eine breite Ladeinfrastruktur immer genügend Fahrzeuge gleichzeitig am Netz angeschlossen sind.

Für die Geothermie wurde für die EU 27 in dieser Arbeit nur ein Bruchteil der Potenziale berücksichtigt, da das Hot-Dry-Rock Verfahren bislang nicht verlässlich zur Verfügung steht. Vor allem für die Wärmeversorgung könnte sich damit das Potenzial aus dieser Technologie mehr als verzehnfachen.

Zusätzlich besteht die Option des Imports von erneuerbaren Energien. In Europa haben insbesondere Norwegen und die Türkei große Potenziale. Selbst wenn man nur einen Teil dieser Potenziale nutzen würde, könnte der Endenergiebedarf von 2007 damit vollständig gedeckt werden, selbst ohne weitere Effizienzsteigerungen. Norwegen hat zusätzlich großes Speicherpotenzial, wodurch z.B. Windstrom in Zeiten großen Angebots teilweise in Pumpspeichieranlagen gespeichert werden kann. Zusätzlich verfügt Norwegen über ein großes Windenergiepotenzial welches Norwegen selbst nicht benötigt, da der vorhandene Strom aus Wasserkraft praktisch den gesamten Inlandsbedarf deckt. Selbst bei Einführung von Elektromobilität würde Norwegen sich aus Wasserkraft praktisch selbst versorgen können.

Daneben sind die Mittelmeeranrainerstaaten eine zusätzliche Option für den Import von erneuerbarer Energie. Wie in Abbildung 19 gezeigt wird, übersteigt alleine das technische Potenzial den Endenergieverbrauch der EU 27 um das 3-30 fache. Insbesondere die Anbindung der südlichen Länder in Europa – und damit in begrenztem Maße auch die Anbindung von Nordeuropa über das europäische Verbundnetz – könnte eine wichtige Option zur Netzstabilisierung ohne massiven Speicherbedarf darstellen.

6 LITERATUR (POTENZIALE ERNEUERBARER ENERGIEN)

- [AEA 2005] Geothermal Energy – Power from deep down; Österreichische Energieagentur - Austrian Energy Agency 2005; <http://www.eva.ac.at/projekte/ren-in-a08.htm>
- [ALLPLAN 2005] Farghadan, M.; Percl, O.; Bachmann, G.; Berger, H.; Cremer, P.; Eisenhut, Th.; Kollegger, A.; Tagwerker, Chr.: Marktpotenzialstudie bei der Umsetzung des Umwelt-Acquis in den neuen EU-Mitgliedsländern bzw. Beitrittskandidaten unter besonderer Berücksichtigung von Joint Implementation Potenzialen; Projekt Nr. 5141; ALLPLAN GmbH, Wien, April 2005
- [ATLAS 1997] The European Commission, Directorate-General (DG) Energy and Transport: Future Potenzial; ATLAS; funded by the non nuclear programme of the 4th Framework Programme for Research and Technological Development; http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/hydfpot1.html
- [Bartos 2003] Dvorakova, V.; Czech geological survey; Bartos, J., Czech Environmental Information Agency: Geothermal energy potenzial in the Czech Republic (draft version); 2003
- [Bertani 2005] Bertani, R., Enel – Generation and Energy Management Division – Geothermal Production, Pisa, Italy: World Geothermal Generation 2001-2005: State of the Art; Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, 24-29 April 2005
- [BP 2010] BP Statistical Review of World Energy 2010, jährlich erscheinende Energiestatistik – www.bp.com
- [CONCAWE 2007] EUCAR, CONCAWE, JRC – Well to Wheel Reports 2007, 2006, 2005 and 2003 - <http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW.html>
- [Cyprus 2001] Market Survey for the Identification of Training Needs for Technicians of Solar And Wind Renewable Energy Applications – Cyprus; 1 March 2001;
- [EC 2/2005] European Commission: Key advantages of Ocean Energy Systems technology;

http://europa.eu.int/comm/research/energy/nn/nn_rt/nn_rt_oes/article_1131_en.htm

- [EIA 2010] Energy Information Agency (USA), Annual Energy Outlook 2010 - www.eia.doe.gov
- [FfE 1998] Dreier, T.; Geiger, B.; Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, TU München (IfE); Saller, A., Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE): Ganzheitliche Prozeßkettenanalyse für die Erzeugung und Anwendung von biogenen Kraftstoffen; Studie im Auftrag der Daimler Benz AG, Stuttgart und des Bayerischen Zentrums für Angewandte Energieforschung e.V. (ZAE); Mai 1998
- [Energy 2000] A Plan of Action for Sustainable Development, Dänisches Energieministerium, April 1990
- [Eurostat 2007] Energy - Yearly statistics 2007, Eurostat, Brussels - <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>
- [ESHA 2004] Lithuania Hydropower Association; European Small Hydropower Association
- [ESTEC 2005] Earth & Space Based Power Generation Systems - a study for the European Space Agencies ESA/ESTEC, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, 2005
- [EWEA 2010] Fakten zur Windenergie, European Wind Energy Association, Februar 2010, siehe www.ewea.org
- [Farinelli 2004] Farinelli, U., International Institute for Industrial Environmental Economics, University of Lund, Lund, Sweden: Renewable energy policies in Italy; Energy for Sustainable Development, Volume VIII No. 1, March 2004
- [Fritsch 2005] Fritsch, D., Electricité de France; Gérard, A., GEIE Exploitation Minière de la Chaleur; Graff, J., J., Electricité de Strasbourg; Lutz, Ph., Electricité de France: Géothermie des Roches Fracturées: projet Soultz; Bulletin N° 7, L'énergie du sous-sol – la Géothermie en Ile-de France, Avril 2005
- [GEA 2003] Geothermal Energy Association 2003, International Geothermal Development Directory & Resource Guide; A Directory Published by The Geothermal Energy Association, Washington, D.C. USA, February 2003

- [GermanHy 2009] Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und in Abstimmung mit der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), Berlin 2009 – www.germanhy.de
- [Greenpeace, DLR 2008] The Energy [R]evolution - a sustainable global energy outlook, Greenpeace 2008 – www.greenpeace.org
- [GWEC 1997-2009] Global Wind Energy Council, Global Wind Report 1997-2009 - <http://www.gwec.net>
- [IEA 2009] Energy Statistics of OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD Countries 2009 Edition, International Energy Agency, Paris, France – www.iea.org
- [IEA 2008] IEA Statistics – Renewables Information 2008, International Energy Agency, Paris, France – www.iea.org
- [IEA 1970-1985] Energy Balances of OECD Countries, International Energy Agency, Paris, France – www.iea.org
- [IEA 1971-1987] World Statistics and Balances, International Energy Agency, Paris, France – www.iea.org
- [IEA-WEO 2008] World Energy Outlook 2008, International Energy Agency, Paris, France – www.iea.org
- [IEA-WEO 2009] World Energy Outlook 2009, International Energy Agency, Paris, France – www.iea.org
- [Joule 1995] Matthies et al, Germanischer Lloyd, Hamburg; Garrad et al., Garrad Hassan and Partners, Bristol; Scherweit et al; Windtest KWK, Kaiser-Wilhelm-Koog: Study of Off-shore Wind Energy in the EC - Joule I; co-funded by the Commission of the European Communities (CEC) in the framework of the JOULE I programme under contract no. JOUR-0072 and by the Bundesminister für Forschung und Technologie (BMFT) under ref. No. 0329118 A, and was partly carried out under contract to the Energy Technology Support Unit (ETSU) as part of the Department of Trade and Industry's (DTI) Renewable Energy programme; Verlag Natürliche Energie 1995
- [Kaltschmitt 1995] Kaltschmitt, M.; Fishedick, M.: Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund, Möglichkeiten und Grenzen; 1.

- Auflage 1995, C.F. Müller Verlag GmbH, Heidelberg; ISBN 3-7880-7524-4
- [Kaltschmitt 1/1997] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.: Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; 2. Auflage; Springer 1997; ISBN 3-540-63219-0
- [Kaltschmitt 2001] Kaltschmitt, M; Hartmann, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse - Grundlagen, Techniken und Verfahren; Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York; 2001; ISBN 3-540-64853-4
- [Kissinger 1982] Henry Kissinger: Memoiren, 1973-1974, Teil 2, Bertelsmann Verlag, München, 1982
- [Klaiß 1992] Eds. Klaiß, H.; Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Studiengruppe Energiesysteme, Stuttgart; Staß, F., Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stuttgart: Solarthermische Kraftwerke im Mittelmeerraum, Band 2: Energiewirtschaft, Solares Angebot, Flächenpotential, Laststruktur, Technik und Wirtschaftlichkeit, Springer Verlag 1992
- [KOM 2006] Kommission der Europäischen Gemeinschaft: Eine europäische Strategie für eine nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie, Grünbuch, SEK(2006)317, Fassung vom 8.3. 2006
- [MED-CSP 2005] Trieb, F., et al.: Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region; Final Report by German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Section Systems Analysis and Technology Assessment; Study commissioned by Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Germany; 16 April 2005
- [Mikat 1990] Paul Mikat et al: Bericht der Experten-Kommission zur Erarbeitung einer Konzeption für eine nationale Kohlepolitik im Rahmen der zukünftigen europäischen Energiepolitik und insbesondere in der Entwicklung einer konsensfähigen Anschlussregelung nach 1995 für die Verstromung deutscher Kohle, sog. Mikat-Kommission, Zwischenbericht vom 21. März 1990, Essen.

- [Olesen 2004] Gunnar Boye Olesen: Vision for a sustainable energy development for Poland 2000 – 2050 - A national vision based on INFORSE's Vision 2050; 1 December 2004
- [Pelikan 2005] Pelikan, B., Institut für Wasserwirtschaft Universität für Bodenkultur, Wien: Entwicklung von Kleinwasserkraftprojekten - eine europaweite Herausforderung: Workshop Kleinwasserkraft: Kooperation Tschechien - Österreich; 8. Juni 2005, Landhaus St. Pölten
- [Quaschnig 2000] Quaschnig, V., Berlin: Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert; Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6: Energietechnik; VDI Verlag GmbH Düsseldorf 2000
- [REC Profile 2002] Renewable Energy Country Profile, Version 0.6b; prepared for the European Bank for Reconstruction and Development (EBRD) by Black & Veatch International (BVI); 27 September 2002
- [Rubin 2008] Rubin, Jeff; Buchanan, Peter; What's the Real Cause of the Global Recession?, CIBC World Markets, StrategEcon – October 31, 2008
- [Salter 2000] Salter, S., Edinburgh University: Wave Power Study 2000; 10. August 2000
- [Schmidt Bleek 1994] Schmidt Bleek, Friedrich, Wieviel Umwelt braucht der Mensch? MIPS. Das Maß für ökologisches Wirtschaften, Verlag Birkhäuser 1994
- [Strásky 2005] Strásky, D.: Situation der Kleinwasserkraft in Tschechien, St. Pölten, 8. Juni 2005
- [Stefansson 2005] Stefansson, V., Orkustofnun, Reykjavik, Iceland: World Geothermal Assessment; Proceeding World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005
- [TAB 2003] Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R.; Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland, Sachstandsbericht; TAB-Arbeitsbericht Nr. 84; Deutscher Bundestag, Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung, A-Drs. 15(17)70; Februar 2003
- [van Wijk 1994] van Wijk, A.: Solar and Wind Electricity – Potenzial in Europe; Energy Technologies to reduce CO₂-Emissions in Europe; Conference Proceedings; IEA 1994

- [VES 2006] Erneuerbare Kraftstoffpotenziale (BTL, Ethanol und Wasserstoff) in der EU 25+, Studie für die Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie (VES), Werner Weindorf, Werner Zittel, Jörg Schindler, Dezember 2006,
- [Viertel 2005] Viertel, R.; Kaltschmitt, M.; Tetzlaff, G.: 3000-12000 Quadratkilometer für Offshore-Parks - Windstromerzeugung in der Nord- und Ostsee - Windangebotscharakteristik und Potenziale in der Ausschließlichen Wirtschaftszone; Erneuerbare Energien, März 2005; S. 27-31
- [VTT 2001] Vesterinen, P.; Alakangas, E.; VTT Energy: Export & import possibilities and fuel prices of biomass in 20 European countries - Task 2; AFB-NET - Part 1, Final Report; January 2001
- [WBGU 2003] Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen – www.WBGU.de
- [WEC 2001] World Energy Council (WEC): Survey of energy resources: hydropower; 2001; <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/hydro/hydro.asp>
- [WEO 2009] siehe: [IEA-WEO 2009]
- [Windforce 12] Wind Force 12 - A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020; EWEA, Greenpeace; May 2004

7 LITERATUR (EFFIZIENZPOTENZIALE)

- [UBA (2009)] Krewitt, W., Nienhaus, K., Kleßmann, C., Capone, C., Stricker, E., Graus, W., Hoogwijk, M., Supersberger, N., von Winterfeld, U., Samadi, S., (2009) Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply, Studie im Auftrag des Umweltbundesamts. UBA-Fachberichte 001323/E
- [UBA (2009b)] Politikszenerarien für den Klimaschutz V.
- [BMU (2009)] Nitsch, J., Wenzel, B., Leitstudie 2009
- [BMU (2009b)] Pehnt, M., Seefeld, F., Schlomann, B., Lutz, C., Wünsch, M., Lehr, U., Lambrecht, U., Fleiter, T., Potenziale und volkswirtschaftliche Effekte einer ambitionierten Energieeffizienzstrategie für Deutschland
- [WI (2006)] Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen. Studie im Auftrag der E.on.
- [KOM(2008) 772] Energieeffizienz: Erreichung des 20% Zieles, Mitteilung der Kommission, Brüssel 13.11.2008
- [Weizsäcker et al. 1995] Ernst U. von Weizsäcker, Amory B. Lovins, L. H. Lovins (1995): *Faktor vier.*
- [Lovins 1989] Lovins, A. (1989), The Negawatt Revolution - Solving the CO₂ Problem, Keynote Address by Amory Lovins at the Green Energy Conference, Montreal 1989
- [KOM(545) (2006)] Aktionsplan für Energieeffizienz: Das Potenzial ausschöpfen
- [KOM(2008) 30] 20 und 20 bis 2020 - Chancen Europas im Klimawandel, Brüssel, den 23.1.2008
- [EWI/Prognos (2006)] Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognosen 2030. Im Auftrag des BMWi.
- [EWI/Prognos (2005)] Energiereport IV, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums, Köln, Basel.
- [McKinsey&Company (2008)] Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland, erstellt im Auftrag von "BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz", Berlin.

[Prognos/EWI (2007)]

Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 – Endbericht,
Basel,Köln.



LUDWIG-BÖLKOW-SYSTEMTECHNIK GMBH

Die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) ist ein Beratungsunternehmen für Energie und Umwelt. Unsere internationalen Kunden aus Industrie, Finanzsektor, Politik und Verbänden unterstützen wir bei Fragen zu Technologie, Strategie und Nachhaltigkeit.

Drei Jahrzehnte kontinuierlicher Erfahrung des interdisziplinären Teams renommierter Experten bilden die Basis der umfassenden Kompetenz der LBST.

Die LBST bietet ihren Kunden:

SYSTEM- UND TECHNOLOGIESTUDIEN	Technologiebewertung und Due Diligence; Energie- und Infrastrukturkonzepte; Machbarkeitsstudien;
NACHHALTIGKEITSBERATUNG	Lebenszyklus-Analysen; Carbon Footprint Analysen; Bewertung natürlicher Ressourcen (Energie, Mineralien, Wasser); Nachhaltigkeitsbewertung (Sustainability Due Diligence);
STRATEGIEBERATUNG	Produktportfolioanalysen, Identifizierung neuer Produkte; Marktanalysen; Kommunale Energiekonzepte
KOORDINATION	Projektmanagement, -begleitung und -bewertung;
ENTSCHEIDUNGSVORBEREITUNG	Studien, Briefings, Expertenkreise, Trainings.

Besondere Arbeitsschwerpunkte liegen in den Bereichen Energie (erneuerbare Energie, Energiespeicherung, Wasserstoff und Brennstoffzellen) und Verkehr (Kraftstoffe und Antriebe, Infrastruktur, Mobilitätskonzepte), sowie bei umfassenden Nachhaltigkeitsanalysen.

Ein konsequenter Systemansatz ist Kennzeichen aller Arbeiten. Nur dadurch, dass wirklich alle relevanten Elemente einer vernetzten Welt berücksichtigt werden, können wir unseren Kunden eine vollständige Grundlage für ihre Entscheidungen geben.

Mit ihrem tiefen Verständnis gesellschaftlicher und technologischer Entwicklungen sowie ihrer Unabhängigkeit hilft die LBST ihren Kunden mit objektiven und fundierten Informationen bei der Sicherung ihrer Zukunft.

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

Daimlerstraße 15 · 85521 München–Ottobrunn
Telefon +49 89 6081100 · Fax +49 89 6099731
Email: info@lbst.de · Web: <http://www.lbst.de>