

**Kommentar zum Grünbuch der EU-Kommission
"Hin zu einer europäischen Strategie für
Energieversorgungssicherheit"
in Form von Drei Thesen zur künftigen Energiepolitik der
Europäischen Gemeinschaft**

September 2001



L-B-Systemtechnik

Jörg Schindler, Werner Zittel
L-B-Systemtechnik GmbH
Daimlerstrasse 15, D-85521 Ottobrunn
www.lbst.de

Inhalt

Vorbemerkung.....	4
Kurzfassung	5
Die künftige Verfügbarkeit von Erdöl	7
Die künftige Verfügbarkeit von Erdgas.....	23
Die Rolle der erneuerbaren Energien	33
Die künftige Rolle der Kernenergie.....	51
Literatur	55
Anhang.....	57
Glossary.....	67

Vorbemerkung

Das Grünbuch der Kommission widmet sich vordergründig hauptsächlich dem Thema der Sicherung der künftigen Energieversorgung Europas, insbesondere im Hinblick auf eine zunehmende Importabhängigkeit bei Öl und Gas. Diese Akzentsetzung ist verständlich, da nur so eine Zuständigkeit der Kommission für das Energiethema konstruiert werden kann. In Übereinstimmung mit anderen Kommentatoren sind wir jedoch der Meinung, dass das Papier als Entwurf für eine künftige Energiepolitik Europas gelesen werden soll.

Viele Anmerkungen zum Grünbuch wurden von anderer Seite bereits gemacht. Daher möchten wir uns in dieser Stellungnahme auf wenige Aspekte konzentrieren, die wir einerseits für besonders wichtig halten oder die in den uns bekannten Stellungnahmen anders betont oder anders gesehen werden.

Ein wesentlicher Aspekt unserer Ausführungen ist dabei die Sorge um eine in den nächsten zwei Jahrzehnten aus geologischen Gründen zu erwartende Verknappung von Öl und Gas. Das resultierende Problem ist damit viel ernster als es eine lediglich steigende Exportabhängigkeit Europas darstellen würde. Wir stehen vielmehr vor einem grundlegenden Strukturbruch, der ebenso grundlegende Antworten erfordert.

Kurzfassung

(1) Das Problem der Sicherung der künftigen Energieversorgung Europas läßt sich nicht auf die Frage einer drohenden zunehmenden Abhängigkeit von Importen reduzieren sondern ist nach unserer Einschätzung wesentlich grundlegender und weitreichender. Denn viele Indizien deuten darauf hin, dass wir uns die weltweite Verfügbarkeit von Öl und Gas betreffend einem Strukturbruch nähern. Dieser Strukturbruch ist dadurch gekennzeichnet, dass die Produktion erst regional und dann auch weltweit nicht mehr gesteigert werden kann und dann beginnt zurückzugehen.

Die beginnende Verknappung fossiler Energieträger wird die Energiepreise in den kommenden Jahren tendenziell stark nach oben treiben. In einer Übergangs- und Anpassungsphase, die bereits begonnen hat, muss mit kurzfristigen heftigen Preisausschlägen in beide Richtungen gerechnet werden. Viele Indizien sprechen dafür, dass eine derartige Entwicklung wesentlich wahrscheinlicher ist als anzunehmen, dass das Energiepreisniveau und die Versorgungssituation noch lange auf dem heutigen Niveau - wenn auch mit einigen regionalen und strukturellen Verschiebungen - verharren werden. Die kommenden 20 Jahre werden sicher nicht so verlaufen wie die vergangenen 20 Jahre.

(2) Vor diesem Hintergrund muss es langfristig das Ziel sein, die Energieversorgung weitgehend regenerativ darzustellen. Eine offensive Förderung der erneuerbaren Energieträger ist daher einerseits dringend notwendig und andererseits auch erfolgversprechend. Dies natürlich vor dem Hintergrund, dass die großen Potenziale für eine effizientere Energienutzung in Europa ebenfalls ausgeschöpft werden.

So sind die von der EU als Zwischenziele für Jahr 2010 formulierten Quoten für erneuerbare Energien von 12 % am Primärenergieverbrauch (bzw. 22 % an der Stromversorgung) gegenüber früheren Zielvorstellungen als wichtiger Fortschritt zu begrüßen. Sie sind jedoch immer noch viel zu niedrig, da sie bei Fortsetzung bestehender Trends ohne zusätzliche politische Maßnahmen ohnehin erreicht werden können. Unseres Erachtens sind viel weitreichendere Zielsetzungen erforderlich, die weitergehende politische Maßnahmen zur Forcierung des Einsatzes regenerativer Energieträger und auch zur Reduktion des Energieverbrauchs bedingen.

Je schneller der Energieverbrauch optimiert und der Einsatz regenerativer Energieträger vorangetrieben wird, desto weniger stark werden Verknappungseffekte fossiler Energien zu wirtschaftlichen Verwerfungen führen. Sobald offensichtlich ist, dass der energiepolitische Kompass in eine neue Richtung weist (sei es aus klimapolitischen Gründen oder aus Ressourcensicht), wird der augenblicklich scheinbare Nachteil hoher Aufwendungen für Alternativen in einen direkten ökologischen und ökonomischen Vorteil münden.

(3) Die Kernenergie wird trotz der großen Bemühungen ihrer Lobby eine zunehmend geringere Rolle in der europäischen Energiepolitik spielen.

Eine spürbare Ausweitung der Nutzung der Kernenergie ist nicht vereinbar mit einer zunehmenden Liberalisierung der Energiemärkte, die die Unternehmen zur Risikominimierung zwingt und eher dezentrale Strukturen begünstigt. Eine Ausweitung der Nutzung würde auch die Brütertechnologie notwendig machen, die praktisch als gescheitert angesehen werden kann. Erst recht sehen wir keine künftige Rolle für die Kernfusion: Die um mindestens eine Größenordnung anspruchsvolleren technologischen und wirtschaftlichen Ziele würden - wenn sie denn innerhalb der kommenden 50 Jahre erreichbar werden sollten - eher zu einer Verschärfung denn zu einer Entspannung der Stromversorgungslage führen.

1.0 Die künftige Verfügbarkeit von Erdöl

1.1 Drohende Strukturbrüche

Die künftige Verfügbarkeit von Erdöl ist nur indirekt durch die noch vorhandenen Reserven bestimmt, viel unmittelbarer aber durch die künftigen Produktionsmöglichkeiten. Nicht die Förderung des "letzten Tropfens" Öl ist der entscheidende Punkt sondern das Erreichen des weltweiten Maximums der Ölförderung ("Peak") wird zu einem energiewirtschaftlichen Strukturbruch führen. Die Zeit jährlich wachsender Ölfördermengen wird dann abgelöst durch eine Zeit stetig zurückgehender Fördermengen.

Der Peak der weltweiten Ölproduktion ist ein einmaliges historisches Ereignis. Man hat ihn bisher nicht erlebt und wird ihn nach seinem Eintreten nie mehr erleben. Wegen der Singularität des Ereignisses haben die Menschen kein intellektuelles oder emotionales Sensorium ausgebildet, das den Umgang mit diesem Ereignis vorbereiten könnte.

Der Peak sendet auch keine Signale im Voraus (schon gar nicht mit einem Vorlauf von 10, 20 oder 30 Jahren). Es gibt daher auch keine langfristigen Signale, auf die die Rohstoffmärkte und die Verbraucher reagieren könnten. Die Märkte werden ausschließlich durch kurzfristige Signale beeinflusst. Dies macht es so gefährlich, allein auf die Preise zu schauen.

1.2 Der zeitliche Verlauf der Ölförderung

Man kann den zeitlichen Verlauf der Ölförderung einer Förderregion in drei Phasen einteilen: die Phase der kontinuierlichen Ausweitung der Produktion ("pre-peak"), die Phase der Stagnation der Förderung ("at peak" oder "plateau") und die Phase der stetig abnehmenden Produktion ("decline").

Diese drei Phasen der Ölförderung stellen einen allgemein gültigen Trend dar. Sie werden im Folgenden am Beispiel der norwegischen Ölproduktion näher erklärt. Anschließend wird die weltweite Situation kurz skizziert.

Bild 1 zeigt die Ölförderung in Norwegen, wobei die Förderrate jedes einzelnen produzierenden Feldes in der Reihenfolge der Produktionsaufnahme dargestellt ist.

Phase 1: "pre-peak"

Keine Firma der Welt hebt sich die Ölfelder mit den günstigsten ökonomischen Eigenschaften für die Zukunft auf. Daher werden die größten und ergiebigsten Felder als erstes in die Produktion gebracht. Diese Felder haben die größten Produktionsraten und die längsten Produktionsdauern. In der Frühphase ist die Ausweitung der Produktion relativ einfach durch den Anschluß weiterer Felder oder das Anschließen von weiteren Fördersonden innerhalb eines bestehenden Feldes möglich.

Phase 2: "at peak" (Plateau)

Mit fortschreitender Produktion sinkt der Druck im Ölfeld und es steigt der Wasserpegel. Die Zähigkeit des Öls beginnt das Förderprofil zu bestimmen. Die Entnahmerate aus einem Ölfeld wird geringer. Der Zubau weiterer Fördersonden in einem bestehenden Feld führt zur verstärkten Druckabnahme und damit nur noch kurzfristig zu einer Ausweitung der Produktion. Moderne Produktionsmethoden (Erhöhung des Druckes durch Einpressen von Wasser oder Gas, Reduktion der Zähigkeit des Öls durch Erhitzung oder durch chemische Additive), die seit nunmehr fast 20 Jahren erfolgreich angewendet werden, können den Produktionsabfall etwas hinauszögern und abmildern, aber nicht verhindern.

Sobald die großen Ölfelder über das Produktionsmaximum sind, müssen ständig neue Felder angeschlossen werden, um den Produktionsrückgang der bereits angeschlossenen Ölfelder auszugleichen. In dieser Phase wird es zunehmend schwieriger, die Produktion noch auszuweiten. Da zunehmend die schlechteren, kleineren Felder in die Produktion gelangen, beschleunigt sich mit der schnelleren Erschöpfung dieser kleineren Felder der Zwang zum Anschluß von immer mehr neuen Feldern. In Norwegen begann diese Phase etwa im Jahr 1995 oder 1996.

Phase 3: "Decline"

Mit zunehmendem Produktionsfortschritt wird der Produktionsrückgang in den produzierenden Feldern so stark, dass er durch den Anschluß neuer Felder nicht mehr kompensiert werden kann. Damit geht die Produktion in der jeweiligen Förderregion in die unvermeidliche Phase des Produktionsrückgangs. Es liegt an der von den staatlichen oder privaten Firmen verfolgten Strategie, wie stark dieser Produktionsrückgang ausfällt: je länger man versucht, das Produktionsmaximum zu halten, um so grösser ist der anschließende Rückgang. In Bild 1 ist das Produktionsprofil von Norwegen dargestellt. Vermutlich wird dort im Jahr 2001 die Produktion beginnen zurückzugehen. Statoil erwartet einen Rückgang um ca. 3 % [FT Aug 07 2001].

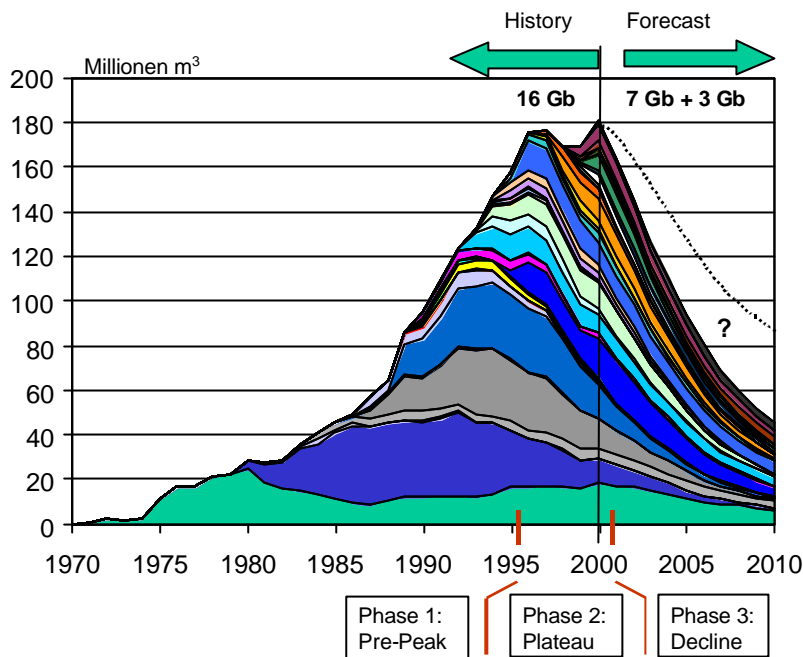


Bild 1: Norwegische Ölproduktion - Produktionsverlauf der einzelnen Felder. Die gestrichelte Linie zeigt einen wahrscheinlichen künftigen Produktionsverlauf unter Berücksichtigung bekannter, aber noch nicht produzierender Ölfelder. Es wurde eine förderbare Ölmenge von 26 Gb zugrunde gelegt. (Quellen: [Norwegian Petroleum Directorate]; künftiger Produktionsverlauf: Analyse der LBST)

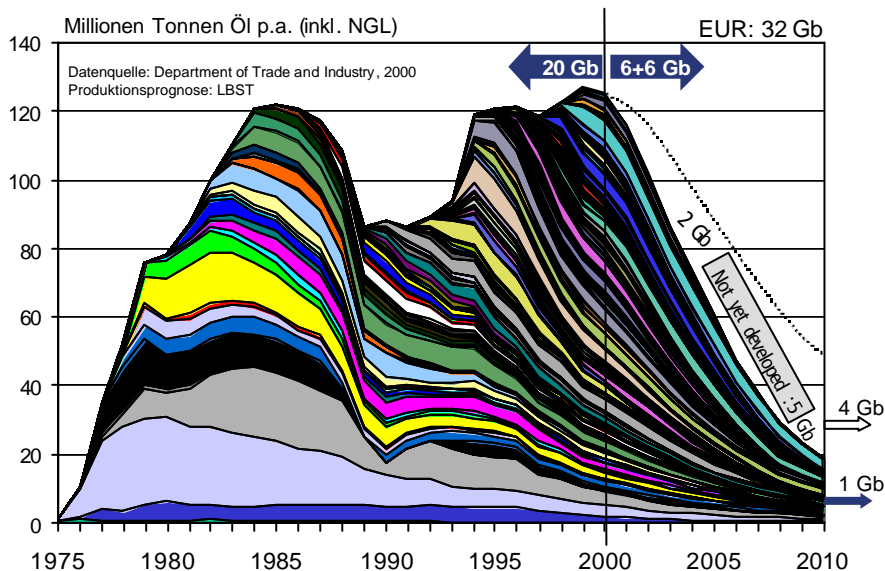


Bild 2: UK- Ölproduktion - Produktionsverlauf der einzelnen Felder. Die gestrichelte Linie zeigt einen wahrscheinlichen künftigen Produktionsverlauf unter Berücksichtigung bekannter, aber noch nicht produzierender Ölfelder. Es wurde eine förderbare Ölmenge von 32 Gb zugrunde gelegt.

In Bild 2 ist das Produktionsprofil von Großbritannien gezeigt. Dort ist das Produktionsmaximum im Jahr 1999 erreicht worden. Alle großen Felder befinden sich längst im Decline. Im Jahr 2000 konnte erstmals der Produktionsrückgang in den alten Feldern nicht mehr durch den Anschluß neuer Felder ausgeglichen werden. Seither geht die Produktion zurück: im Jahr 2000 gegenüber 1999 um 8 %; in den ersten vier Monaten des Jahres 2001 gegenüber dem Vergleichszeitraum 2000 um 13%. Der Produktionseinbruch nach 1985 war durch administrative Eingriffe nach einem Unfall bedingt. Aufgrund der bekannten Ölfunde konnte man damals im Unterschied zu heute eine künftig wieder steigende Produktion erwarten.

Durch "Überaktivität" kann kurzfristig der Produktionsrückgang gestoppt werden, jedoch geht nach allen Erfahrungen der Rückgang anschließend nur noch schneller vonstatten. Dies kann man am Beispiel der Produktion in den USA sehen, die in Bild 3 dargestellt ist. Im Jahr 1970 war dort das Produktionsmaximum erreicht. Auch die Ausweitung der Produktion in Alaska konnte den Rückgang in den alten Feldern nur kurze Zeit aufhalten. Anfang der 80er Jahre erfolgte aufgrund der hohen Ölpreise eine Überaktivität im Anschluß neuer Fördersonden. Dies zeigt sich in dem leichten Produktionsanstieg der "lower 48" Staaten im Kerngebiet der USA. Doch bereits nach einigen Jahren fiel die Produktion jetzt sogar mit noch stärkerer Rate ab, so dass sie sich wieder der Decline-Rate annäherte, die man nach dem Produktionsrückgang der 70er Jahre erwarten konnte.

Auch das erste Halbjahr 2001 konnte die bestehenden Trends (nämlich rückläufige heimische Ölproduktion und steigende Importe) nicht umkehren - trotz ökonomischer Randbedingungen, die den Anstieg des Ölverbrauchs hemmen und die Exploration und Produktion begünstigen und trotz den Ankündigungen einer neuen Energiepolitik durch die neue Regierung zur Förderung der Ausweitung der amerikanischen Ölproduktion.

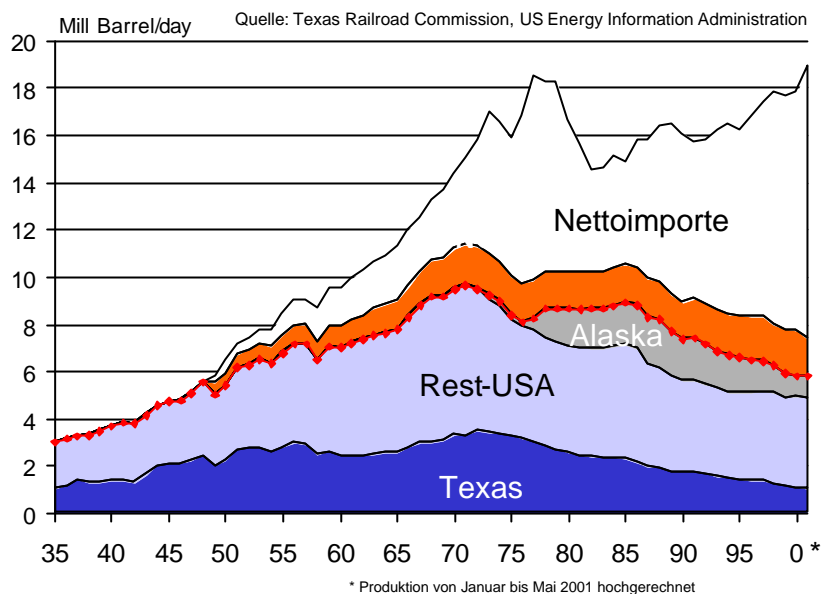


Bild 3: USA-Ölproduktion - Die Werte für das Jahr 2001 wurden aus den Daten der ersten fünf Monate anteilig für das gesamte Jahr hochgerechnet

1.3 Indizien für das nahende Produktionsmaximum

Wie man aus den Tabellen im Anhang 1 im Detail ansehen kann, erreichen zunehmend mehr Staaten das Produktionsmaximum und erleben trotz hervorragender ökonomischer Randbedingungen den Rückgang ihrer Produktion.

Ungefähr um das Jahr 2000 ist das gemeinsame Produktionsmaximum der Staaten außerhalb der OPEC zu erwarten.

Heute ist der Anteil der Nahost-OPEC-Staaten mit 33% ungefähr so groß wie Anfang der 70er Jahre, als sie durch ihre Marktmacht einen Ölpreisschock auslösen konnten. Im Unterschied zu den Ölpreiskrisen der 70er Jahre wird aufgrund der begrenzten Ressourcen außerhalb der OPEC-Staaten der Produktionsanteil der Nahost-OPEC jedoch künftig nicht wieder zurückgehen, sondern nur noch zunehmen.

Die Tabelle 1 zeigt die Zuordnung aller wichtigen Förderländer der Welt zu den drei im vorigen Abschnitt definierten Phasen. Alle Staaten wurden den jeweiligen Phasen ihrer Ölproduktion zugeordnet. Die Zuordnung erfolgte nach eigener Einschätzung gemäß dem historischen Produktionsverlauf und dem Anteil Reserven/Funde (= Noch vorhanden). Die Basiszahlen sind der Industriedatenbank entnommen. Die detaillierte Zuordnung der einzelnen Staaten ist im Anhang aufgeführt.

Regionen	Produktion 2000 Mio Barrel/Tag	Anteil an Welt- produktion %	Kumulierte Funde Gb	Reserven 2000 Gb	Noch vorhanden %
Decline	37,8	51,4	897	337	38
At Peak	12,4	16,8	293	156	53
Pre-Peak	23,4	31,8	840	610	73
Total	73,6	100	2026	1103	54

Tabelle 1: Produktion des Jahres 2000 sowie Summe der bisherigen Funde und nach Abzug der bereits erfolgten Produktion noch vorhandene Reserven.

Nur etwa 30 % der Ölproduktion kommen aus wenigen Staaten, die ihre Produktion möglicherweise noch deutlich ausweiten können (Pre-Peak). Diese verfügen über mehr als die Hälfte der verbleibenden Weltölreserven und haben ihre eigenen Reserven erst zu einem Viertel verbraucht. Weltweit wurde fast die Hälfte der bekannten Vorräte bereits verbraucht.

Szenarien zur künftigen Erdölproduktion

Zur Diskussion der Frage inwieweit künftig eine Ausweitung der Erdölproduktion noch möglich ist, teilen wir die Öl-produzierenden Länder entsprechend Tabelle 1 in drei Gruppen ein, die den jeweiligen Produktionsphasen entsprechen und treffen Annahmen über die künftig möglichen oder notwendigen Produktionsraten. Die Projektionen beziehen sich auf die Jahre 2005, 2010 und 2020.

Wir beschränken uns auf zwei Szenarien: das erste geht von einem konstanten Verbrauch während der nächsten zwei Jahrzehnte aus, das zweite von einem (moderaten) Wachstum der Nachfrage. Diese Szenarien sind bewußt einfach gehalten, um die Nachvollziehbarkeit (in Verbindung mit den Basisdaten im Anhang) zu erleichtern und dem Leser eine eigene Einschätzung zu ermöglichen.

Szenario 1

Dieses Szenario geht von folgenden Annahmen aus: konstanter weltweiter Verbrauch. Der Produktionsrückgang der im Decline befindlichen Länder wird mit 2,5 % p.a. angenommen. Der Decline in den Staaten "At Peak" setzt erst im Jahr 2006 ein (das dürfte eine sehr optimistische Annahme sein). Die fehlenden Mengen sollen durch eine Steigerung der Produktion in den "Pre-Peak" Staaten und durch die Förderung von non-conventional oil (NC) ausgeglichen werden.

Jahr	2000	2005	2010	2020
Decline	37,8	33,3	29,3	22,8
At Peak	12,4	12,4	10,8	8,4
Pre-Peak + NC	23,4	28	33,5	42,4
Summe	73,6	73,6	73,6	73,6

Tabelle 2: Szenario 1 - Durchschnittliche tägliche Produktion in Millionen Barrel pro Tag

Szenario 2

Annahmen: Das künftige Verbrauchswachstum wird mit 1,5 % p.a. angenommen (das entspricht etwa dem durchschnittlichen Wachstum seit 1975). Der Produktionsrückgang der Länder im Decline wird mit 2,5 % p.a. angenommen. Der Decline in den Ländern am Peak setzt erst im Jahr 2006 ein. Die fehlenden Mengen sollen durch steigende Produktion in den "Pre-Peak" Staaten und durch die Produktion von non-conventional oil (NC) ausgeglichen werden.

	2000	2005	2010	2020
Decline	37,8	33,3	29,3	22,8
At Peak	12,4	12,4	10,8	8,4
Pre-Peak + NC	23,4	33,9	45,7	68,9
Summe	73,6	79,5	85,8	100,1

Tabelle 3: Szenario 2 - Durchschnittliche tägliche Produktion in Millionen Barrel pro Tag

Beide Szenarien dürften sehr optimistisch sein, da der Produktionsrückgang der Länder im Decline mit nur 2,5 % p.a. angenommen wurde. Dies entspricht dem mittleren Produktionsrückgang in den USA nach Überschreiten des Maximums der jeweiligen Förderregion. In den Offshore-Gebieten ist allerdings ein Rückgang von 5 - 10 % p.a. eher wahrscheinlich. In Alaska hat sich die Produktion seit 1989 halbiert, in Großbritannien ging die Produktion bereits im ersten Jahr nach Überschreiten des Maximums um 8% zurück, und für Norwegen wird ein ähnlicher Rückgang erwartet.

Bild 4 zeigt die Produktionsentwicklung der einzelnen Regionen gemäß den beiden Szenarien grafisch.

Szenario 1 zeigt den notwendigen Produktionszuwachs der "Pre-Peak"-Staaten, um die heutige Weltproduktion über die nächsten zwei Jahrzehnte aufrecht zu erhalten.

Im Szenario 2 muss - um den Decline in den entsprechenden Regionen auszugleichen - die Produktion in den Regionen vor dem Peak (einschließlich Ausweitung der Nutzung von non-conventional oil) im Mittel um mehr als 2 Mio Barrel Tagesproduktion (oder 6 - 7 % p.a.) jährlich über 20 Jahre gesteigert werden!

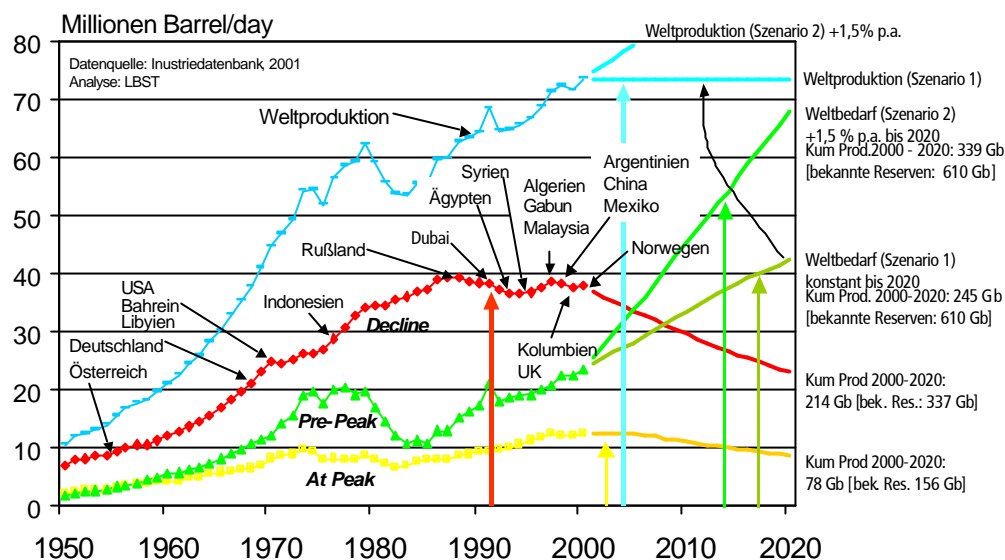


Bild 4: Entwicklung der Weltölproduktion. Alle Förderstaaten sind entsprechend ihrem Produktionsstadium einer der Gruppen "decline", "at peak" oder "pre-peak" zugeordnet. Bei der Gruppe der Länder im Decline (rote Kurve) sind die Zeitpunkte des Erreichens des Fördermaximums für wichtige Staaten eingetragen. Die farbigen Pfeile markieren für jede Gruppe das Jahr des aggregierten "mid-depletion" Punktes, in dem die Hälfte des vorhandenen Öls verbraucht wurde oder sein wird. [Quelle: Industriedatenbank]

Wie wahrscheinlich ist eine derartige Entwicklung? Um besser beurteilen zu können, was das bedeutet, möge man sich die folgenden Einschätzungen vergegenwärtigen:

- Die US-EIA hält für das Kaspische Meer unter optimistischen Bedingungen eine Produktionsausweitung bis zum Jahr 2010 um 2,7 Mio Barrel Tagesproduktion auf insgesamt 4 Mio Barrel Tagesproduktion und auf 6 Mio Barrel Tagesproduktion bis 2020 für möglich [US-EIA 2001].
- Für die Tiefseeproduktion vor Angola wurde bis vor kurzem von der Industrie eine Produktionsausweitung bis 2015 auf etwa 2,5 Mio Barrel Tagesproduktion erwartet. Das wäre eine Ausweitung um 1,8 Mio Barrel pro Tag innerhalb von 15 Jahren. Bereits heute werden diese Prognosen als zu optimistisch eingestuft [Luanda 2000]
- In Summe lassen alle kanadischen Ölsandaktivitäten bis zum Jahr 2010 eine Produktionsausweitung auf 2 Mio Barrel Tagesproduktion erwarten. Dies entspricht einer Ausweitung um ca. 1,6 Mio Barrel Tagesproduktion innerhalb von 10 Jahren.

- Summiert man diese für möglich gehaltenen Produktionsausweitungen zu 6 Mio Barrel pro Tag, so verbleibt eine Menge von über 15 Mio Barrel Tagesproduktion, die im Szenario 2 bis 2010 aus anderen Quellen kommen muss.

Sollte diese Quelle der Nahe Osten sein, so müssten dort innerhalb der kommenden 10 Jahre die Produktionskapazitäten fast verdoppelt werden. Das ist heute angesichts der langen Vorlaufzeiten und der bisher getätigten Investitionen nicht vorstellbar.

- Zu beachten ist auch, dass die im Szenario 2 angenommene Produktionssteigerung mit 1,5 % p.a. weit unter dem im letzten IEA Energy Outlook 2000 angesetzten Produktionsanstieg liegt. Bis zum Jahr 2020 wird dort eine Ausweitung der Produktion auf ca. 120 Mio Barrel Tagesproduktion erwartet.
- Selbst der Vorsitzende von BP, John Browne, erklärte am Rande des Davos-Treffens der G8-Minister im Frühjahr 2001, dass er die maximale Produktionskapazität der Welt bei etwa 90 Mio Barrel Tagesproduktion erwarte.

Wir haben große Zweifel, dass selbst die von John Browne genannte Maximalkapazität von 90 Mio Barrel Tagesproduktion erreichbar sein wird und erwarten die maximale jährliche Produktion eher in der Gegend von durchschnittlich 80 Mio Barrel /Tag.

Die Erfahrung zeigt, dass eine Ölregion ungefähr dann das Produktionsmaximum überschreitet, wenn etwa die Hälfte des insgesamt förderbaren Öls gefördert worden ist. Allerdings sind diese Zahlenangaben sehr weich, da die entsprechenden Basiszahlen nur sehr unzureichend bekannt sind. Zusammen mit den obigen Betrachtungen erscheint es für uns sicher, dass der Peak der Erdölproduktion sich bereits abzeichnet.

Stützt man sich auf die (großzügigen) Abschätzungen der USGS, so war in den USA das Produktionsmaximum bereits nach dem Verbrauch von ca. 1/3 der als insgesamt förderbar angegebenen Ölmengen (EUR) erreicht. Würde man diese Relation auf die weltweite Situation übertragen, so sollte bei einer von der USGS geschätzten EUR von ca. 3000 Gb nach dem Verbrauch von etwa 1000 Gb das weltweite Produktionsmaximum erreicht werden. Mit Ende 2003 werden etwa 1000 Gb Öl produziert sein.

Colin Campbell schätzt die insgesamt förderbare Ölmenge (konventionelles Erdöl inklusive NGL und Schweröl) auf ca. 2000 - 2200 Gb. Er prognostiziert das weltweite Fördermaximum ungefähr für das Jahr 2005, wobei das seiner Förderprognose zugrunde liegende Hubbert-Modell das Produktionsmaximum bei der Entnahme von etwa der Hälfte des verfügbaren Öles erwartet.

1.4 Unterschiedliche Behandlung der Reserven in Public-Domain-Statistiken und der Industriedatenbank

Die unterschiedlichen Einschätzungen bezüglich der künftigen Verfügbarkeit von Erdöl basieren im wesentlichen auf einer unterschiedlichen Betrachtung und Darstellung der Reservesituation.

Die "ökonomische Sichtweise" ist geprägt durch die jährlichen Statistiken aus der Mineralölindustrie:

Jedes Jahr zum Jahresende veröffentlicht die Mineralölindustrie Statistiken zur Reserverlage [BP]. Das dort in der Regel ausgewiesene Reservewachstum basiert auf zwei Faktoren:

- Zum einen werden die im laufenden Jahr gemachten Neufunde als Erweiterung der Reserven bewertet.
- Zum zweiten werden die in bereits produzierenden Feldern insgesamt zu erwartenden Ölmengen dem Produktionsfortschritt folgend laufend höher bewertet. Diese Höherbewertung hat ihre Ursache in einer anfänglichen bewußten Unterbewertung in den Jahresberichten der Firmen. Dadurch ist automatisch garantiert, dass im Laufe der Zeit die als sicher nachgewiesenen Reserven steigen.

Nachdem aufgrund der anfangs zu gering angegebenen Reserven das Reservewachstum teilweise sehr stark ist, führt dies in der Nettobilanz oft zu einem scheinbaren Wachstum der Reserven. Dadurch ist das langwährende Reservewachstum bedingt, das die sicher nachgewiesenen Reserven scheinbar seit mehr als 40 Jahren wachsen läßt.

Doch diese in kaufmännischem Zusammenhang benutzten Zahlen unterscheiden sich teilweise deutlich von den firmeninternen Schätzungen, wieviel Öl man denn noch fördern könne.

Die geologische Sichtweise ist geprägt durch die Anforderungen der Explorateure, ein Gefühl für wahrscheinliche künftige Funde zu entwickeln:

Hier wird deutlich zwischen der Höherbewertung von produzierenden Ölfeldern und tatsächlichen Neuentdeckungen unterschieden. Höherbewertungen bereits lange bekannter Felder werden dem Jahr der Entdeckung des Ölfeldes zugeschrieben und nicht, wie in den Firmenstatistiken, dem Jahr der Höherbewertung.

Die Begründung für diese geologisch orientierte Sichtweise ist einfach:

Will man aus der Erfolgsrate der vergangenen Ölfunde auf das künftig mögliche Erfolgspotenzial in einer Ölregion schließen, so ist es wichtig, die historische Entwicklung der Ölfunde zu betrachten. In allen Ölregionen zeigt sich dabei dasselbe Muster: In den frühen Explora-

tionsjahren wird mit relativ wenig Aufwand das meiste Öl gefunden; in späteren Jahren kommen nur noch geringe Ölmengen hinzu, so dass sich die Erfolgskurve einem asymptotischen Wert nähert. Aus einer Extrapolation vergangener Daten kann man mit einiger Verlässlichkeit auf künftige Explorationserfolge schließen. Die Höherbewertung eines längst bekannten Feldes und dessen Rückdatierung auf das Jahr des Fundes führt dazu, dass das Potenzial für künftige Funde eher geringer wird.

Ein wesentlicher Grund, warum die Höherbewertung bekannter Felder nur einen geringen Einfluß auf die Einschätzung des Zeitpunktes des weltweiten Produktionsmaximums hat, ist, dass die Höherbewertung meist bei alten großen Ölfeldern erfolgt, die schon lange produzieren. Oft haben diese Ölfelder ihr Produktionsmaximum bereits überschritten. So ergibt sich die paradoxe Situation, dass die Ölproduktion trotz steigender Reserven in den einzelnen Ölfeldern zurückgeht. Damit hat in diesen Fällen eine Höherbewertung keinen Einfluß auf die Produktionsrate. Dies läßt sich an vielen Beispielen belegen. Exemplarisch sei dies im Folgenden für das größte Feld der englischen Nordsee (Forties) gezeigt.

Jahr	1980	1984	1987	1997	1999
Produktion (Mb/d)	182	156	128	41	28
Geschätzter Förderbarer Inhalt (Gb)	1,8	2,0	2,4	2,5	2,7

Tabelle 4: Produktionsdaten und vom Betreiber kommunizierter geschätzter förderbarer Inhalt des Ölfeldes "Forties"

Aber auch die Ölproduktion der USA geht seit mehreren Jahrzehnten kontinuierlich zurück (siehe Bild 3), obwohl das Potenzial des insgesamt förderbaren Öls laufend höher bewertet wird.

1.5 Anmerkungen zur Debatte um das Ressourcen-Thema

Die Debatte um die künftige Verfügbarkeit von Öl und Gas ist geprägt von zwei unterschiedlichen Positionen.

Ökonomisch orientierte Beobachter, die sich vor allem auf die Angaben in Firmenberichten und persönliche Informationen aus den Wirtschaftsabteilungen der Ölfirmen stützen, sehen den Marktmechanismus als ausreichend an, der das künftige Finden und Fördern von Öl in ausreichendem Umfang sicherstellt. Daher sind sie der Meinung, dass auch langfristig Engpässe vermieden werden können. Preisanstiege werden als kurzfristig gesehen, die solange anhalten, bis Ungleichheiten in Angebot und Nachfrage durch die Marktkräfte - unterstützt von dem Wundermittel "Technologie" - wieder ausgeglichen werden.

Demgegenüber argumentieren andere Experten mit einem geologischen Hintergrund, dass dem historischen Maximum der Ölfunde notwendigerweise auch bald ein Maximum der Produktion folgen müsse. Diese Autoren, die selbst lange Jahre in der Exploration tätig

waren, beziehen Ihre Informationen aus eigenen Erfahrungen, aus dem Austausch mit Kollegen sowie der Analyse von Statistiken aus der Explorationsszene.

Der Dissens in den Sichtweisen läßt sich am Beispiel der beiden folgenden Äußerungen auf den Punkt bringen:

" The potential significance of the alternative theory of the origin of additional oil and gas potential is self-evident with respect to the issues of the longevity of hydrocarbons' production prospects and to production costs in the 21st century. Instead of having to consider a stock reserve already accumulated in the finite number of so called oil and gas plays, the possibility emerges of evaluating hydrocarbons as essentially renewable sources in the context of whatever demand developments may emerge" Peter Odell, Ökonom [Odell 2001]

"Geologists look for oil, engineers produce oil, economists sell oil. Beware of economists who tell you how much is there." Colin J. Campbell, Geologe

Es ist in diesem Zusammenhang auch nützlich, einen näheren Blick auf die Argumentationsmuster, die Interessenlagen und Motive hinter den unterschiedlichen Standpunkten zu werfen.

1.5.1 Das Interesse der Industrie mit Blick auf Kunden und Shareholder

Von Seiten der Ölindustrie werden immer wieder beruhigende Meldungen zur künftigen Verfügbarkeit von Mineralöl veröffentlicht. Die Industrie hat ein natürliches finanzielles Interesse an einer derartigen Kommunikation:

- Das Signal schwindender Ressourcen könnte die Konsumenten dazu veranlassen, den Ölverbrauch schneller zu drosseln, als es aus Ressourcensicht notwendig wäre. Die Industrie würde dann im buchstäblichen Sinne des Wortes auf ihren Ölvorräten "sitzen bleiben". Das wäre sicher schlecht für das Geschäft.
- Das Signal schwindender Ressourcen und damit der Hinweis auf "diminishing assets" könnte die Anteilseigner und Geldgeber (Shareholder) veranlassen, künftig Investitionen aus dieser Branche abzuziehen und in neue Geschäftsfelder umzuleiten. Das wäre ebenfalls schlecht für das Geschäft.
- Optimal für das Geschäft wäre es, wenn der Kunde bei geringer werdenden Produktionsraten und steigenden Preisen nicht schnell auf Alternativen ausweicht. Damit lassen sich kurz- und mittelfristig die höchsten Gewinne bei geringstem Einsatz realisieren. Somit wäre es eine gelungene Kommunikation, dem Kunden in einer solchen Situation die aktuellen Probleme immer als vorübergehend darzustellen, die sich langfristig lösen lassen, und damit den Kunden von einer Abkehr vom Öl abzuhalten.

Die genannten Motive sind für sich ausreichend, eine Ressourcenproblematik niemals zuzugeben, sondern immer lieber von wachsenden Reserven zu sprechen. Das muss aber keineswegs bedeuten, dass man sich nicht trotzdem intern auf künftige Geschäftsfelder vorbereitet.

1.5.2 Institute mit einer ökonomischen Ausrichtung

Ökonomen orientieren sich gerne an den Mechanismen von Angebot und Nachfrage, die tendenziell zu einem Ausgleich von Marktungleichheiten führen. Der optimale Preis bildet sich im Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage. Schwankungen in die eine oder andere Richtung führen zu Preisverschiebungen, die wiederum als Motor dienen, die Nachfrage oder das Angebot entsprechend auszuweiten, bis wieder ein Gleichgewicht herrscht.

In diesem Sinne wird eine Ölverknappung auf dem Markt zu Preisanstiegen führen, welche ihrerseits die Ölfirmen veranlassen, mehr in die Exploration zu investieren und damit das Produktionsangebot wieder zu erhöhen. Der Argumentation, dass die Ölexploration bei geringer werdenden Vorkommen weniger ergiebig wird, wird entgegengehalten, dass man dann eben noch mehr explorieren müsse. Wird der Preis hoch genug, dann sorgen Marktmechanismen für ein sanftes Einphasen von Alternativen.

Kurz gefaßt regelt der Markt alles, es bedarf keiner übergeordneten politischen Regelungen.

Dagegen ist kritisch einzuwenden, dass dieser qualitativ plausible Prozess der Anpassung des Angebots an die Nachfrage über die Preise nie zu einer Vorhersage von kritischen Versorgungssituationen führt. Diese simple Sichtweise berücksichtigt nämlich nicht die in der realen Welt auftretenden sich ändernden physischen Voraussetzungen (Rohstoffvorräte) und die teilweise sehr langen zeitlichen Anpassungsvorgänge und führt immer zu der Erwartung sich einstellender befriedigender Versorgungssituationen und ist damit im Ergebnis "naiv optimistisch". Innerhalb dieses Weltbildes ist es Sache der Ingenieure und Techniker, die Voraussetzungen der ökonomischen Annahmen zu garantieren. Wie das geschehen soll, liegt außerhalb der Betrachtung, wird aber als gegeben und als selbstverständlich machbar vorausgesetzt.

1.5.3 Ökologisch orientierte Institute

Die durch unseren Umgang mit fossilen Energieträgern verursachte Gefahr eines globalen anthropogen bedingten Temperaturanstieges dominiert die gegenwärtige Diskussion um die Einführung von Erneuerbaren Energieträgern und die Notwendigkeit einer Abkehr von fossilen Energieträgern.

Gerade bei ökologisch orientierten Wissenschaftlern und Politikern kann man manchmal beobachten, dass sie eine aktuelle Debatte über drohende Versorgungsgpässe bei Öl und

Gas für abwegig halten. Man hat sogar den Eindruck, als würde die Ressourcenthematik für sie ein Ärgernis darstellen, da man zu befürchten scheint, dass diese Debatte vom eigentlich vorrangig aus der Klimaproblematik herrührenden Handlungsdruck ablenkt. Man fürchtet wohl, wenn sich in einigen Jahren die Ölpreise wieder auf einem niedrigen Niveau bewegen und sich die Kassandrarufer nach einem Ende des Ölzeitalters wieder einmal als unsinnig erwiesen haben werden - wovon man offensichtlich überzeugt ist - , dass dann der politische Handlungsdruck wieder für lange Zeit nachläßt und die Anstrengungen für eine Reduzierung von Energieverbrauch und Emissionen um viele Jahre zurückgeworfen werden.

Doch Klimapolitik und Vorsorge auf der Ressourcenseite sind keine Gegensätze sondern erfordern Maßnahmen genau in derselben Richtung und verstärken den gemeinsamen Handlungsdruck, aber auch die Bereitschaft zum Überdenken der Energiepolitik.

1.6 Frühere Untersuchungen zur Reichweite der Ölvorräte

Häufig wird argumentiert, dass die Verknappung von Öl schon oft vorhergesagt worden sei und sich jedesmal als total verfrüht erwiesen hätte. Dabei wird einmal auf den Bericht des Club of Rome "Die Grenzen des Wachstums" verwiesen und zum zweiten auf die Reichweite der sogenannten "sicher nachgewiesenen Reserven", die ja seit vielen Jahrzehnten immer ungefähr 40 Jahre betrage.

Die Reichweitendiskussion ist aus vielen Gründen unsinnig. Einmal, da hier nicht mit der P-50 Reserve ("proved and probable"), sondern nur mit der sogenannten "sicher nachgewiesenen Reserve" gerechnet wird, die jedoch deutlichen Höherbewertungen unterliegt. Zum andern weil die Reichweite bei statischem Verbrauch keine wirklich relevante Größe darstellt.

Der Club of Rome benutzte in seiner Veröffentlichung als damals bekannte "gesicherte" Reserve 72,5 km³, dies entspricht etwa 456 Gb. In den Reichweitenberechnungen wurde das fünffache dieses Wertes als Grundlage genommen, das sind 2280 Gb ([Club of Rome] siehe dtv Taschenbuchausgabe Seite 48). Dieser Wert entspricht (wenn vielleicht auch eher zufällig) sehr genau den Abschätzungen für die EUR, die auch heute noch gültig sind.

Die bis heute einzige, auch einer breiten Öffentlichkeit bekannt gewordene ausführliche Analyse stellt jedoch der 1980 fertiggestellte Bericht an den US-Präsidenten "Global 2000" dar [Global 2000]. Die dort von den Ölfirmen abgeschätzten förderbaren Ölmengen entsprechen auch heutigem Wissen. Ebenfalls wurde dort abgeschätzt, wann bei unterschiedlichen Produktionswachstumsraten das weltweite Produktionsmaximum zu erwarten sein werde. Die tatsächliche Wachstumsrate seit 1975 betrug im Mittel 1,3 %. Trägt man diese in die Grafik von 1980 ein, so ergibt sich das weltweite Produktionsmaximum für das Jahr 2002 oder 2003.

Das deckt sich sehr gut mit einigen (auch unseren) Einschätzungen, wonach das Produktionsmaximum "irgendwann" im ersten Jahrzehnt zu erwarten sei - bedingt durch die Unsicherheiten der Datenlage bezüglich der Produktionsmöglichkeiten und die unbekanntene Entwicklung der künftigen Nachfrage ist eine exakte Aussage nicht möglich. Campbell nennt als sein "best estimate" das Jahr 2005.

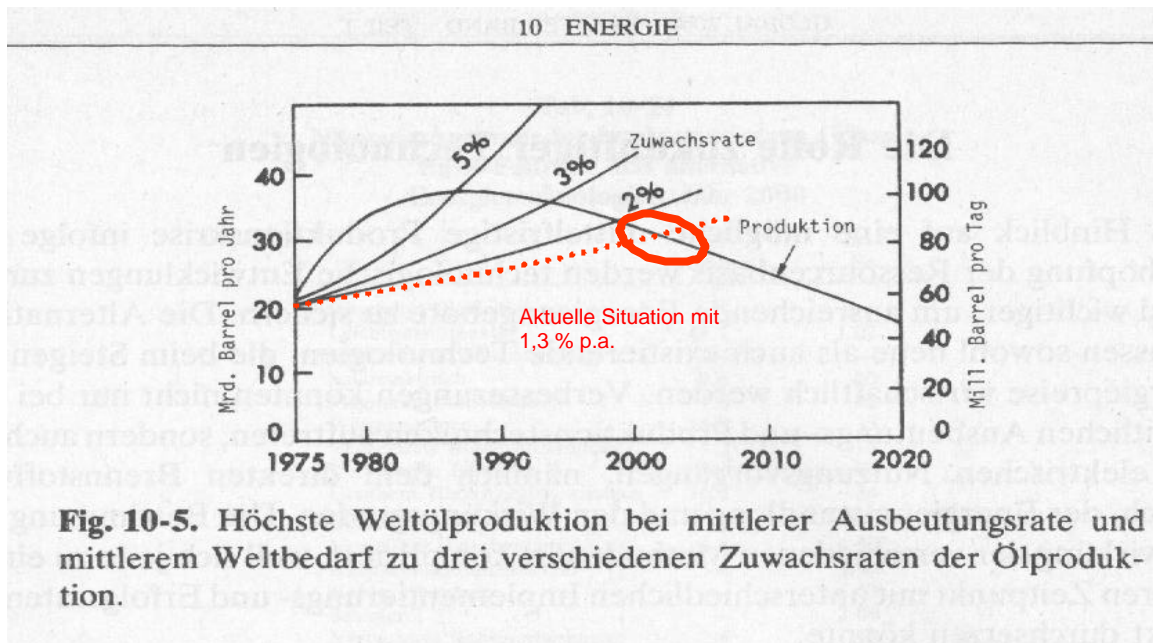


Bild 5: Die Grafik zeigt das Jahr der Maximalproduktion in Abhängigkeit von der jährlichen Produktionssteigerung. Das Bild wurde 1980 in "Global 2000" veröffentlicht und basiert auf dem Kenntnisstand des Jahres 1975. Die gepunktete Kurve mit 1,3% p.a. Zuwachs wurde nachträglich eingezeichnet. Sie gibt die aktuelle Situation wieder und läßt das Produktionsmaximum im Jahr 2002/2003 erwarten.

2.0 Die künftige Verfügbarkeit von Erdgas

2.1 Zusammenfassung der künftigen Versorgungssituation

Der Erdgasverbrauch kann zwar kurz- und mittelfristig noch ausgeweitet werden, aber langfristig (über mehr als zwei bis drei Jahrzehnte) kann Erdgas keinen Ersatz für fehlendes Erdöl bilden.

Heute wird das von der EU verbrauchte Erdgas zu etwa 2/3 innerhalb der EU produziert und etwa 1/3 wird importiert, vor allem aus Norwegen, Russland und Algerien.

Als erstes wird die Erdgasproduktion innerhalb der EU in Großbritannien zurückgehen - vermutlich bereits innerhalb der kommenden 5 Jahre.

Holland als zweiter wesentlicher Produzent kann den Eigenverbrauch wohl noch für deutlich mehr als ein Jahrzehnt bereitstellen, wird aber dafür den Export drastisch einschränken müssen. Bereits heute wird ja ein (wenn auch noch kleiner) Teil der Exportverpflichtungen durch aus Russland zugekauftes Erdgas erfüllt.

Die Gasproduktion Norwegens, die heute etwa halb so groß wie die Produktion von Großbritannien ist, kann noch deutlich ausgeweitet werden. Doch bei einer angenommenen Verdreifachung der norwegischen Produktion würden dessen Produktionsmöglichkeiten wohl innerhalb der kommenden 15-20 Jahre das Maximum überschreiten und zurückgehen.

Die langfristig große Hoffnung für Europa bilden die Gasvorräte Russlands, die zwar am wenigsten gut belegt sind, dafür aber als immens groß angenommen werden. Eine genauere Analyse führt uns zu der Einschätzung, dass

- Die russischen Gasvorräte überschätzt werden.
- Bereits zur Aufrechterhaltung der bestehenden Produktion neu investiert werden muss (die drei größten Gasfelder Urengoy, Medvezhdye und Yamburg, die etwa 1/3 allen russischen Gases beinhalten und fast 90 % der heutigen russischen Gasproduktion stellen, sind zu 67 %, 78 % und 46 % bereits erschöpft).
- Zur Ausweitung der Produktion deutlich in die Erschließung der verbleibenden großen Felder investiert werden muss - diese liegen in geographisch ungünstigen Gebieten, so dass die Erschließung aufwendiger sein wird als in der Vergangenheit.
- Ein großer Teil der neuen Produktionsmöglichkeiten in kleinen Feldern liegt, die etwa die Hälfte der noch verbleibenden Reserven beinhalten - sofern diese Felder abseits der großen Transportpipelines liegen wird deren Erschließung sehr teuer werden,

- Zunehmend neue Gasverbraucher in Konkurrenz zum Export in die EU- Staaten auftreten werden (der Eigenverbrauch Russlands wird wieder steigen, neue Verbraucher wie die Türkei, China, Korea oder Japan werden zunehmend russisches Gas nachfragen).

Es erscheint uns unter günstigsten Bedingungen vorstellbar, dass Russland seine Produktion noch für etwa 15 Jahre um 2-3 % p.a. ausweiten kann. Das aber erfordert die zügige Erschließung neuer Felder mit hohem Investitionsaufwand und beruht weiterhin auf der Voraussetzung, dass die Einschätzung der Feldgrößen der bekannten noch erschließbaren Felder richtig ist - beides kann heute nicht als sicher angesehen werden.

2.2 Die Produktionsmöglichkeiten innerhalb der EU

Bild 6 zeigt die Gasproduktion in Europa. Innerhalb der EU sind Holland und Großbritannien die wichtigsten Produzenten. Sie stellen heute etwa 2/3 des benötigten Gases, der Rest kommt aus Russland, Norwegen und Algerien. Innerhalb der kommenden 10 Jahre wird von EUROGAS eine Verbrauchssteigerung um 50 % erwartet, danach flacht der erwartete Verbrauchsanstieg ab.

Im Gegensatz dazu sind wir der Meinung, dass gerade dann erst die Probleme in der Ölversorgung voll zum Tragen kommen werden und um ca. 2010 der Bedarf an einer Alternative wie Erdgas deutlich stärker ansteigen wird. In seiner Prognose erwartet EUROGAS, dass die EU-Produktion erst in etwa 10 Jahren zurückgehen wird und im Jahre 2020 noch etwa 2/3 der heutigen Produktion ausmachen wird [EUROGAS]. Wie weiter unten noch ausgeführt wird, befürchten wir allerdings, dass die Eigenproduktion spätestens um das Jahr 2005 zurückgehen wird und bis 2020 höchstens noch halb so groß wie heute sein wird.

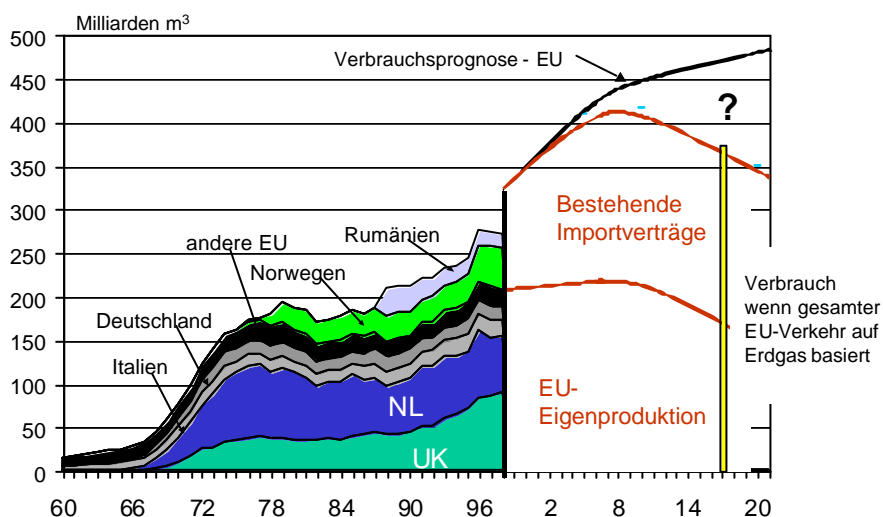


Bild 6: Erdgasproduktion in Europa.

Die wichtigsten EU-Produzenten heute sind Großbritannien und Holland. Die eingezeichnete Prognose basiert auf Daten des Europäischen Gasverbandes EUROGAS. Der gelbe Balken rechts deutet an, wieviel Erdgas zusätzlich benötigt würde, falls der gesamte heutige Energiebedarf des Verkehrs in der EU vollständig mit Erdgas gedeckt werden sollte.

Großbritannien ist heute der größte Erdgasproduzent (Bild 7). In den vergangenen zehn Jahren wurde dort die Produktion verdoppelt. Dies überrascht umso mehr, als in diesem Zeitraum neue Funde kaum noch zu einer Erhöhung der Erdgasreserven beitragen konnten. In Summe verfügt Großbritannien über wesentlich geringere Gasvorräte als Holland oder Norwegen, die heute deutlich weniger Erdgas produzieren. Damit ist absehbar, dass bei Anhalten der bestehenden Trends in Großbritannien spätestens in 10 Jahren die Erdgasvorräte aufgebraucht sein werden und in spätestens 5 Jahren die Produktion zurückgehen wird. Bild 7 zeigt auch, dass sich die aus den Funden durch Abzug der Produktion errechneten Reserven deutlich von den in öffentlichen Reservestatistiken angegebenen Reservezahlen unterscheiden (graue Balken: BP-Statistical Review of World Energy [BP]).

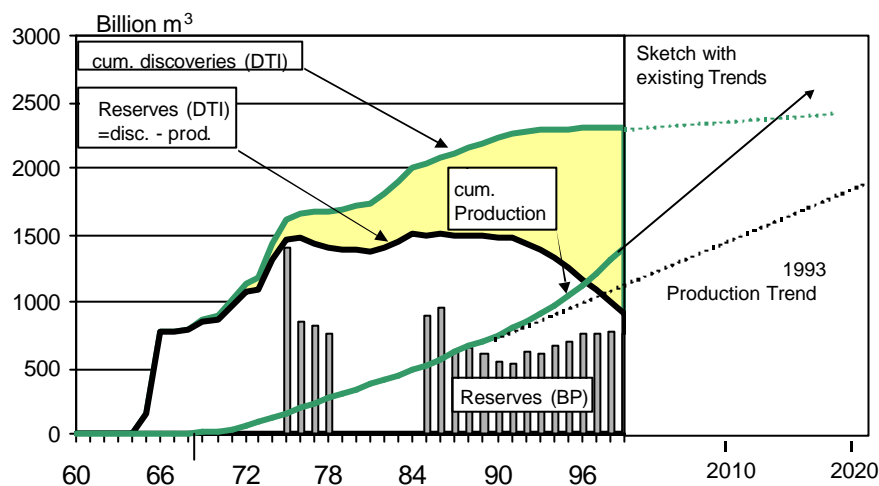


Bild 7: Großbritannien - Kumulierte Erdgasfunde, kumulierte Produktion und (nach Abzug der Produktion - gelbe Fläche) verbleibende Reserven. Quellen: [Department of Trade and Industry], [BP]

Holland hat noch etwa doppelt so große Reserven wie Großbritannien - dennoch hat es die Produktion gegenüber den 70er Jahren deutlich reduziert. Dort geht man wesentlich sorgsamer mit den Reserven um. Es ist absehbar, dass Holland in diesem Jahrzehnt die Exporte von eigenem Erdgas einschränken wird.

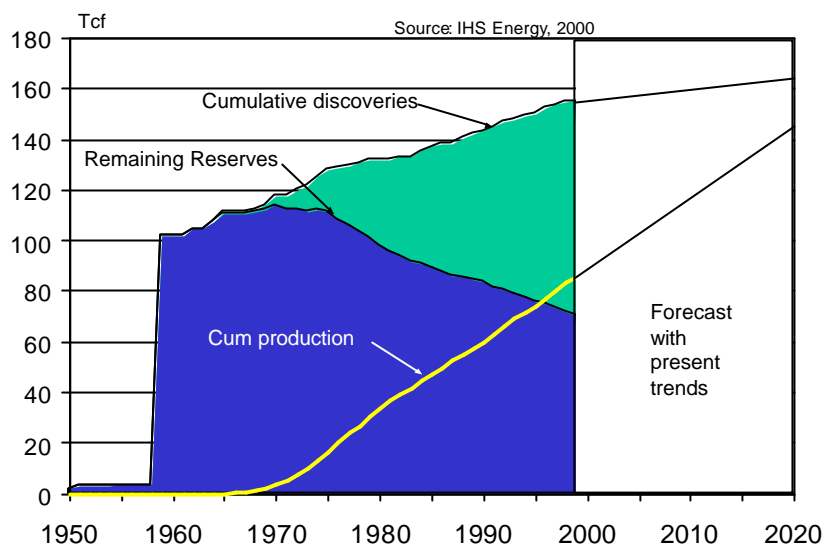


Bild 8: Holland - Kumulierte Erdgasfunde, kumulierte Produktion und (nach Abzug der Produktion - gelbe Fläche) verbleibende Reserven (Quelle: [Industriedatenbank 2000]) 1 Tcf = 28 Mrd m³

2.3 Die Produktionsmöglichkeiten von Norwegen

Das folgende Bild 9 zeigt die Verhältnisse in Norwegen. Bis heute wurde erst ein kleiner Teil der Vorräte verbraucht. Allerdings ist die Produktion nur etwa halb so groß wie in Großbritannien. Es ist absehbar, dass bei einer Verdoppelung oder gar Verdreifachung der Produktion innerhalb der kommenden 15-20 Jahre das Produktionsmaximum überschritten wird.

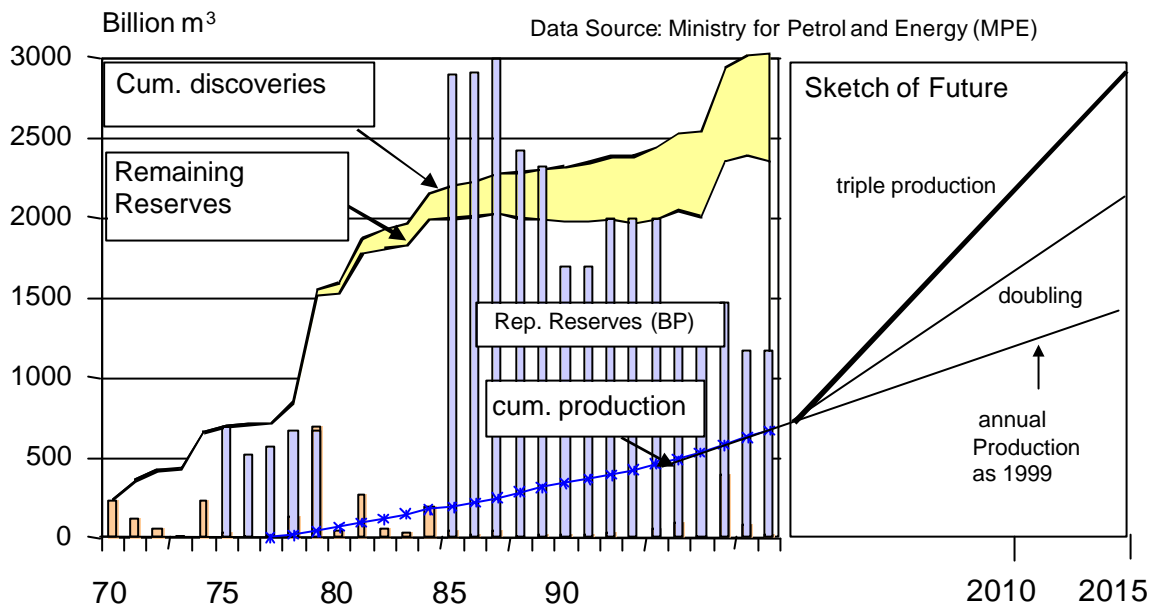


Bild 9: Norwegen - Kumulierte Erdgasfunde, kumulierte Produktion und (nach Abzug der Produktion - gelbe Fläche) verbleibende Reserven. Quellen: [Department for Petroleum and Energy], [BP]

Die aus den Funden durch Abzug der Produktion errechneten Reserven unterscheiden sich deutlich von den in öffentlichen Reservestatistiken angegebenen Reservezahlen (graue Balken: BP-Statistical Review of World Energy). Bei einer Verdoppelung oder Verdreifachung der Produktion würden in 15 bis 20 Jahren die Erdgasvorräte weitgehend aufgebraucht sein.

2.4 Die Produktionsmöglichkeiten von Russland

Russland wird gerne als "back-up" der europäischen Gasversorgung gesehen. Auch wenn die Vorräte noch bedeutend sind, so ist damit keineswegs eine stabile Versorgung Europas während der kommenden 20 oder 30 Jahre sichergestellt.

Dies zeigt bereits das Beispiel der Geschehnisse im Jahr 2000: Die russische Gasproduktion fiel angesichts der Erschöpfung der großen produzierenden Felder und der verzögerten Erschließung neuer Gasfelder um mehr als 1 %. Dass dennoch sowohl der Inlandsverbrauch als auch die Exporte noch erhöht wurden, konnte nur dadurch gesichert werden, dass Gas aus Turkmenistan über Russland in den europäischen Markt eingespeist wurde.

Die russische Gasproduktion, die heute zu etwa 90 % auf der Produktion aus den drei großen Feldern Urengoy, Yamburg und Medvezhdye basiert, befindet sich im Decline. Erst wenn das nächste große Gasfeld - Zapolyaroye - angeschlossen ist, wird dieser Produktionsrückgang gestoppt werden. Gemeinsam mit Shell arbeitet die Gazprom bereits seit 1994 an der Erschließung dieses Feldes und vermutlich kann im Herbst 2001 die Produktion aufgenommen werden. Weitere große Gasfelder liegen auf der Yamal Halbinsel. Diese Felder werden mit großem Investitionsaufwand seit Mitte der 90er Jahre für die Produktionsaufnahme vorbereitet. Diese langen Vorlaufzeiten zeigen, dass es künftig immer schwieriger werden wird, die Produktion auszuweiten.

Andererseits würde eine niedrigere Produktionsrate eine größere Reichweite der vorhandenen Reserven zur Folge haben und wäre aus Ressourcensicht ohnehin zu begrüßen - zumal sich dann höhere Erdgaspreise realisieren ließen, welche die Substitution durch regenerative Energieträger und Einsparungseffekte unterstützen würden.

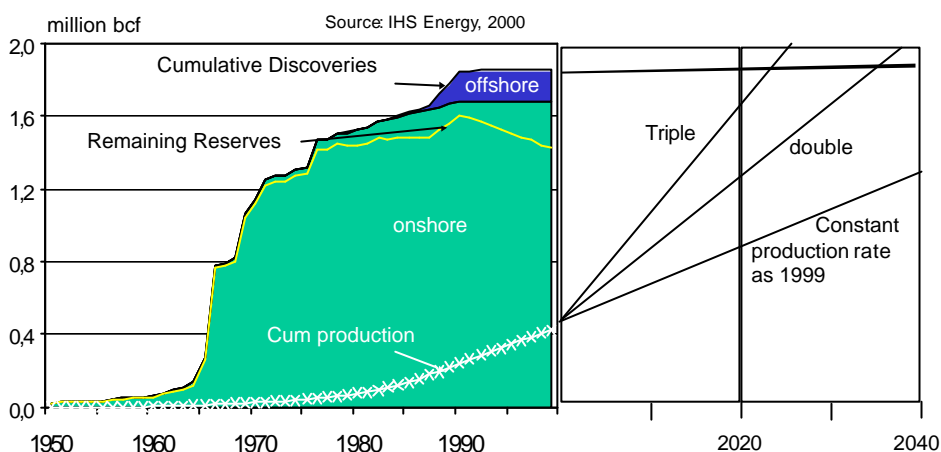


Bild 10: Russland - Kumulierte Erdgasfunde, kumulierte Produktion und (nach Abzug der Produktion - gelbe Linie) verbleibende Reserven 1.000.000 bcf = 28.000 Mrd m³)

Quelle: [Industriedatenbank 2000]

Bei einer Verdoppelung oder Verdreifachung der Produktion würden in 25 - 35 Jahren die Erdgasvorräte weitgehend aufgebraucht sein - vorausgesetzt die angegebenen Feldgrößen entsprechen der Realität. Darüber hinaus sagt Bild 10 nichts über die Größenverteilung der Felder und über die geographische Lage der Reserven aus.

Bild 11 stellt die Größenverteilung der größten russischen Gasfelder dar. Die zwei größten Felder beinhalten alleine fast 30 % des gesamten russischen Gases. In dem Bild ist auch vermerkt, dass das größte Feld sich bereits im Decline befindet und das zweitgrößte Feld zur Hälfte erschöpft ist.

Alle verbleibenden noch nicht angeschlossenen großen Felder sind höchstens halb so groß und liegen in geographisch schwierigeren Regionen. Sie sind damit wesentlich teurer und zeitaufwendiger zu erschließen als Urengoy oder Yamburg.

Bei der Beurteilung der künftigen Produktionsmöglichkeiten ist weiterhin zu berücksichtigen, dass etwa 40% der verbleibenden Reserven sich in sehr kleinen Feldern befinden, die nicht im Bild 11 aufgeführt sind. Die meisten dieser Felder beinhalten weniger als 1 Tcf. Die jeweilige Entfernung dieser Felder zu bereits bestehenden Pipelines wird darüber bestimmen, wann und ob überhaupt diese Felder in Produktion gehen werden. Denn keines dieser Felder rechtfertigt für sich den Bau einer langen neuen Pipeline.

Unter sehr optimistischen Annahmen ist eine Ausweitung der Produktion um 2 - 3% p.a. bis zum Jahr 2015 vorstellbar. Das aber setzt die zügige Erschließung der bekannten Felder voraus. Alle bisherigen Erfahrungen zeigen jedoch, dass sich die tatsächlich für die Erschließung neuer Felder erforderlichen Zeiträume von den geplanten Zeithorizonten teilweise erheblich unterscheiden. Daher sind vorzeitige Versorgungsengpässe keineswegs auszuschließen.

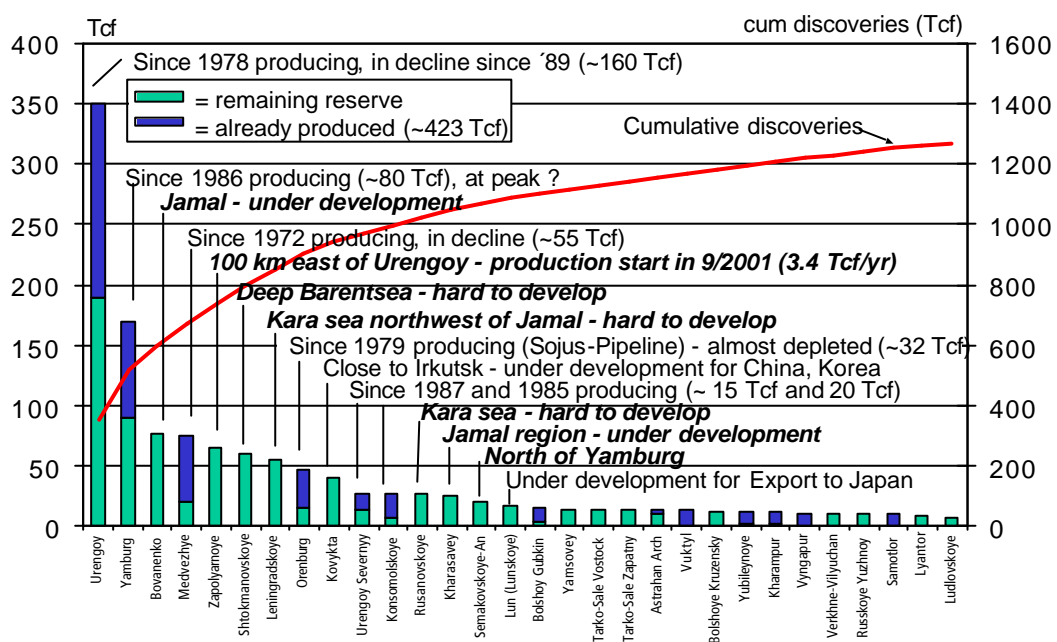


Bild 11: Größenverteilung der großen russischen Gasfelder (1 Tcf = 28 Mrd m³)

Quellen: [The World's Gas Potential 1995]; [Petroleum Economist]; J. Laherrere, ergänzt durch eigene Informationen

Die Analyse der russischen Gasreserven zeigt auch, dass die Grösse der Reserven und die künftig möglichen Produktionsraten nicht naiv gleichgesetzt werden können. Insbesondere das vergangene Produktionsprofil bestimmt auch wesentlich die künftigen Produktionsmöglichkeiten. Das wichtigste Beispiel dafür ist die Produktion im Urengoy Feld. Das mit 350 Tcf (=10.000 Mrd m³) größte russische Gasfeld Urengoy wurde zur Erfüllung der Exportverpflichtungen möglichst schnell ans Produktionsmaximum gebracht und befindet sich seit 1989 im Produktionsrückgang - obwohl zu dieser Zeit erst ein Drittel des angenommenen Inhaltes gefördert war.

Es gibt auch deutliche Hinweise, dass die oben dargestellten Reserven nicht der Realität entsprechen sondern viel zu optimistisch sind. Bemerkenswert ist, dass der Produktionsverlauf einiger großer bereits im Declin e befindlicher Gasfelder auf eine wesentlich geringere Gasmenge schließen läßt als in den Statistiken ausgewiesen ist:

- Der Produktionsverlauf des Feldes Orenburg deutet auf eine maximale Entnahme von knapp unter 50 Tcf (= 1.400 Mrd m³) , wohingegen in "The World's Gas Potential" von 1995 noch eine Feldgröße von 65 Tcf ausgewiesen wird.
- Ähnlich wird das Feld Astrahan von in Statistiken ausgewiesenen 95 Tcf von Insidern heute auf 12 Tcf zurückgestuft.
- Die Vermutung, dass die russischen Gasreserven zu hoch eingeschätzt werden, wird auch durch den russischen Geologen Khalimov gestützt. Nach dessen Aussage beziehen sich die russischen Statistiken auf eine andere Reservedefinition. Diese Definition entspricht eher einer mit 5 - 10 % Wahrscheinlichkeit gewinnbaren Gasmenge und würde in unserem Sprachgebrauch eher mit "möglicher Reserve" anstatt als P50 bzw. "nachgewiesener und wahrscheinlicher Reserve" übersetzt [Khalimov 1993].

Nach unserer Einschätzung könnte sich auf Grund solcher Analysen die Menge der in Bild 10 ausgewiesenen Gasfunde etwa um 10 - 20 % reduzieren.

Fazit

All diese Analysen zeigen, dass ein Rückgang der europäischen Gasproduktion langfristig nicht durch russisches Erdgas ausgeglichen werden kann.

Kurz- und mittelfristig (etwa über höchstens die nächsten 20 Jahre) könnten aus Sicht der wahrscheinlich noch vorhandenen Reserven die Importe aus Russland noch deutlich gesteigert werden. Dies jedoch nur unter einer Reihe von Voraussetzungen:

- Eine Steigerung der Produktion um jährlich 2 - 3 %.
- Dies erfordert die rechtzeitige Erschließung der noch nicht in Produktion genommenen Felder. Diese Felder stellen jedoch nicht bloße zusätzliche Erzeugungskapazitäten dar, sondern diese Felder müssen zunächst den Produktionsrückgang der bereits produzierenden großen alten Felder ausgleichen.
- Die Ausweitung und Anpassung der Pipeline Infrastruktur.
- Eine entsprechende Aufteilung der Produktion auf den russischen Eigenverbrauch, auf den Export in die EU und auf andere Exportmärkte.

Da die obigen Voraussetzungen keineswegs sicher erfüllt sein werden, können auch schon mittelfristig Versorgungsprobleme nicht ausgeschlossen werden.

3.0 Die Rolle der Erneuerbaren Energien

Die Ausführungen in Kapitel 1 und 2 sollten zeigen, wie dringend auch aus Sicht der künftigen Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas ein Umbau der europäischen Energiewirtschaft hin zu nachhaltigeren Strukturen ist. Dies unterstreicht die große und zentrale Rolle, die den erneuerbaren Energien künftig zukommt. Diese Rolle ist notwendig - sie ist aber auch möglich. Eine offensive Förderung der erneuerbaren Energien erfordert weniger politischen Mut als vielfach unterstellt wird, wenn klar ist, dass dieser Weg unausweichlich ist und wenn weiterhin das Vertrauen geschaffen wird, dass der Weg leichter gangbar sein wird als vielfach befürchtet.

Die Liberalisierung der Energiemärkte führt zu mehr Wettbewerb zwischen den Energieträgern. Dieser Wettbewerb ist im Augenblick jedoch zu Gunsten fossiler Energieträger und der Kernenergie verzerrt: wegen der nach wie vor sehr großen Subventionen für konventionelle Energieträger sowie wegen der fehlenden Internalisierung externer Kosten. Zudem bilden beim Strom im Augenblick die bestehenden Kapazitäten und in Deutschland auch Überkapazitäten (teilweise abgeschrieben) ein Haupthemmnis für eine schnelle Ausweitung von regenerativen Stromerzeugungskapazitäten, so dass es für die EVU's keinen ökonomischen Grund für einen (schnellen) Zubau oder Wechsel gibt.

Bei geeigneten Rahmenbedingungen aber werden sich die erneuerbaren Energiequellen auch im Markt durchsetzen.

Der strategisch wichtige Punkt sind die möglichen Veränderungsraten bei der Einführung der Erneuerbaren. Entscheidend dabei ist die Frage, wie schnell man vorankommen kann und nicht, wie weit man überhaupt kommen kann. Die Potenziale sind nicht der begrenzende Faktor. Es geht darum, möglichst viele Optionen zu öffnen - möglichst viele Wege gangbar zu machen und eine sich selbst tragende Dynamik anzustoßen. Wir müssen noch lange nicht wissen, wo genau wir "landen" werden (welche Energieform welchen Anteil in welchem Jahr haben wird) solange wir uns immerhin zu nachhaltigeren Strukturen bewegen.

In diesem Abschnitt wollen wir vorrangig Beispiele geben für das, was bereits in den vergangenen 10 Jahren an Aktivitäten im Bereich erneuerbarer Energien passierte. Damit wollen wir zeigen, was bereits unter den gegebenen ökonomischen und politischen Randbedingungen machbar war. Um wieviel mehr wird erst machbar sein, wenn sowohl der politische Rahmen als auch die ökonomischen Signale eine Forcierung der Nutzung Erneuerbarer Energien anmahnen. Um welche Größenordnungen es sich dabei handelt, wird durch die Fortschreibung bestehender "best practice" Trends skizziert.

Diese einfachen Betrachtungen sollen ein Gefühl für denkbare Veränderungsraten vermitteln. Sie sollen und können aber keineswegs ausführliche konsistente Szenariorechnungen ersetzen. Diese gibt es und sie sind für eine ausführliche Begründung der prinzipiellen Machbarkeit einer vollkommen erneuerbaren Energieversorgung unerlässlich. So zum Beispiel

zeigt die von der EU mitfinanzierte Studie "Long Term Integration of Renewable Energy Resources" [LTI 1998] wie ein vollständiger Übergang auf eine regenerative Energieversorgung innerhalb weniger Jahrzehnte vollzogen werden kann.

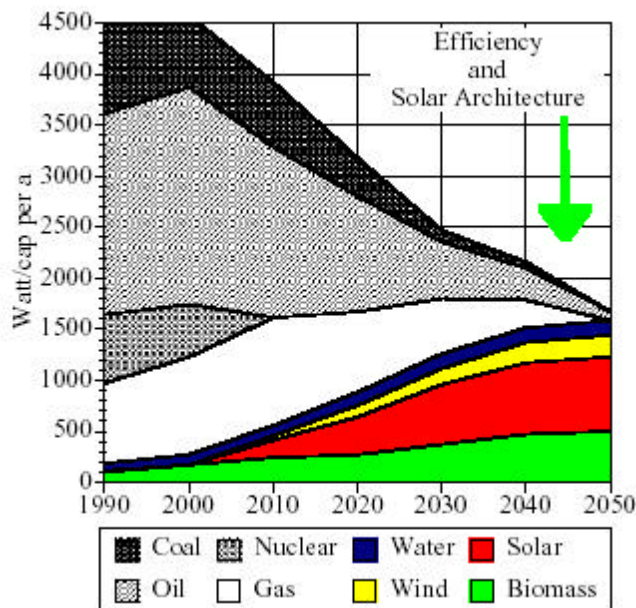


Bild 12: Das LTI-Szenario einer zukunftsfähigen Entwicklung bis zum Jahre 2050. Dargestellt ist der Energieverbrauch der EU-Staaten und dessen mögliche Bereitstellung durch erneuerbare Energieträger.

Dieses Szenario zeigt insbesondere auch den großen und notwendigen Beitrag einer effizienteren Energienutzung.

Daneben werden aber auch die enormen Potenziale für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen deutlich. Der Anteil der erneuerbaren Energien kann nach diesem Szenario auch bis zum Jahr 2020 gegenüber heute bereits erheblich gesteigert werden, wobei die geothermische Energienutzung in dieser Studie noch nicht berücksichtigt wurde.

3.1 Was ist bis zum Jahr 2020 machbar?

Heute haben erneuerbare Energien in der EU einen Anteil von etwa 12 % an der Stromproduktion und von etwa 4 % am restlichen Energiebedarf, der im wesentlichen dem Wärme- und Kraftstoffbedarf entspricht.

3.1.1 Fortschreibung bestehender Trends

Werden die bestehenden Trends der vergangenen zehn Jahre - ausser bei Wind- und Wasserkraft - fortgeschrieben, so würden Erneuerbare Energietechnologien bis zum Jahre 2010 fast 20 % und bis zum Jahr 2020 etwa 50 % Anteil an der Stromproduktion erreichen, wobei der Zuwachs im wesentlichen durch Windenergie (> 20 % p.a.) und durch Biomasse (7 % p.a.) erfolgen würde.

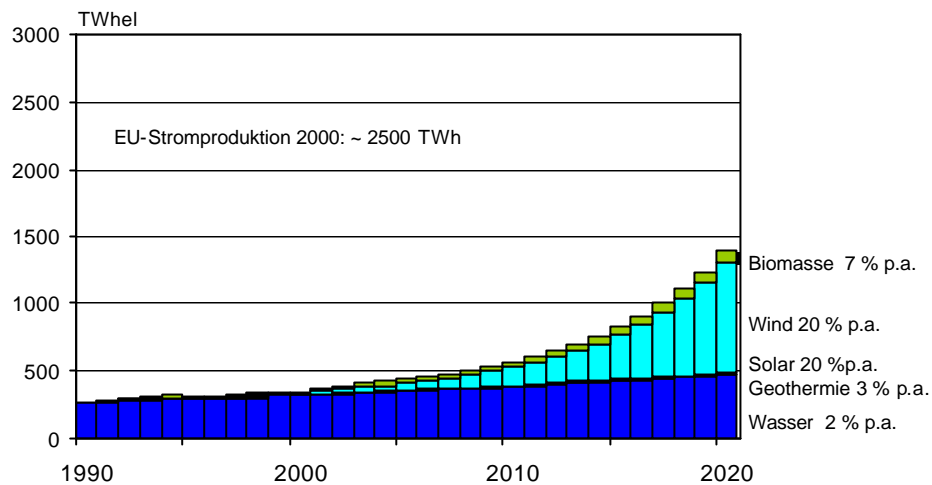


Bild 13: Fortschreibung bestehender Trends der regenerativen Stromerzeugung der vergangenen 10 Jahre. Die Zuwachsraten der Jahre 1992 - 2000 sind rechts angeschrieben und wurden bis zum Jahr 2020 fortgeschrieben.

Obwohl der bestehende Boom für Windstrom mit 40 % p.a. wohl noch für einige Jahre anhalten wird, wurde eine deutlich reduzierte Zuwachsrate von 20 % zugrunde gelegt.

Im Wärme- und Kraftstoffbereich würde sich der Anteil der Erneuerbaren bis 2020 etwa verdoppeln. Dieser Zuwachs ergibt sich im wesentlichen durch die Fortschreibung der 2 % p.a. Steigerungsrate bei der Biomassennutzung.

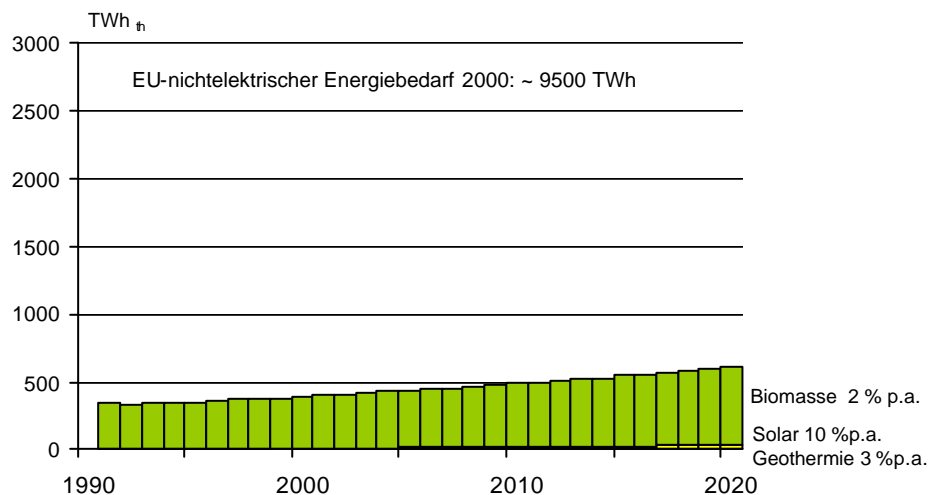


Bild 14: Fortschreibung bestehender Trends der regenerativen nichtelektrischen Energienutzung der vergangenen 10 Jahre (Die Zuwachsraten der Jahre 1992 - 2000 sind rechts angeschrieben und wurden bis zum Jahr 2020 fortgeschrieben)

Diese Zuwachsraten sind in jedem EU-Staat unterschiedlich. Dies drückt die unterschiedlichen Randbedingungen und Unterstützungsmaßnahmen zur Einführung von regenerativen Energien aus.

3.1.2 Fortschreibung von "best practice" Trends

Legt man zugrunde, dass die im Mittel der vergangenen zehn Jahre besten Zubauraten ("best practice") eines EU-Staates in den kommenden 20 Jahren auf alle EU-Staaten übergreifen, so könnte regenerativer Strom bis 2010 etwas mehr als 20 % und bis 2020 etwa 90 % der Stromproduktion bereitstellen. Hier wurden wiederum für die Windenergie und die Wasserkraft deutlich reduzierte Werte angenommen.

Aber auch im nichtelektrischen Energieverbrauch würde sich der Anteil der Erneuerbaren bis 2010 auf etwa 8 % und bis 2020 auf etwa 14 % erhöhen.

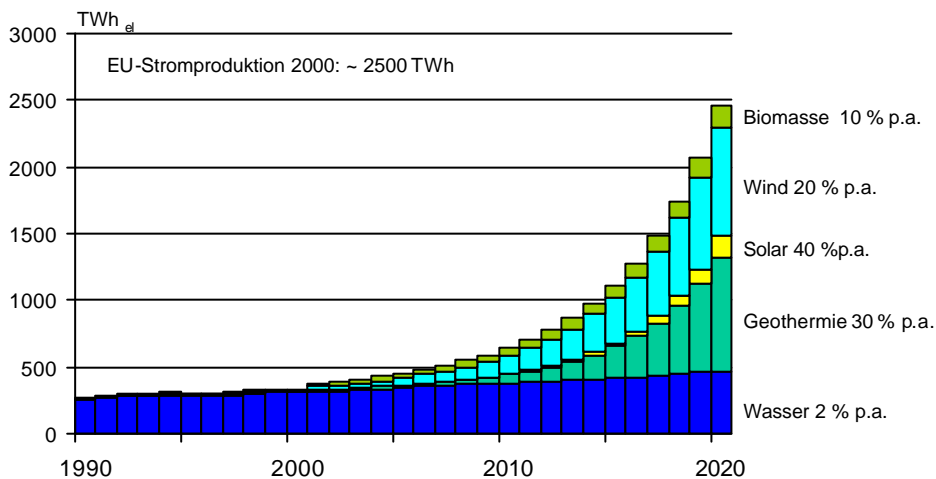


Bild 15: Fortschreibung bestehender "best practice" Wachstumsraten der regenerativen Stromerzeugung der vergangenen 10 Jahre (Die besten mittleren Zuwachsraten der Jahre 1992 - 2000 sind rechts angeschrieben - Ausnahme: Wind und Wasser - und wurden bis zum Jahr 2020 für die ganze EU fortgeschrieben)

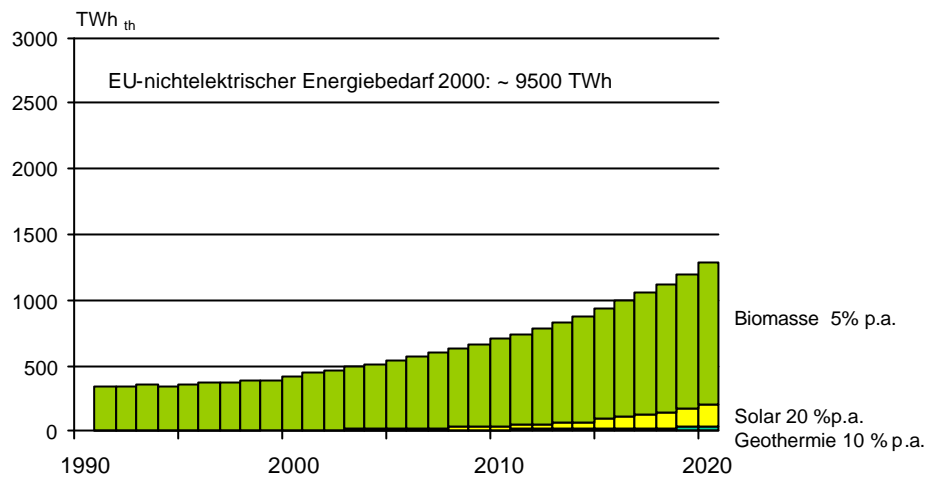


Bild 16: Fortschreibung und Übertragung bestehender "best practice" Trends der regenerativen nichtelektrischen Energienutzung der vergangenen 10 Jahre (Die Zuwachsraten der Jahre 1992 - 2000 sind rechts angeschrieben und wurden bis zum Jahr 2020 fortgeschrieben)

3.1.3 Fortschreibung der innerhalb weniger Jahre erreichten besten Trends ("very best practice")

Legt man günstigste Trends, wie sie bisher bereits während weniger aufeinander folgender Jahre in einzelnen Ländern erreicht wurden ("very best practice"; Ausnahme Wind- und Wasserkraftwerke), für die gesamte EU für die kommenden 20 Jahre zugrunde, so ist es vorstellbar, dass fast der gesamte elektrische und etwa die Hälfte des nichtelektrischen Energieverbrauches im Jahr 2020 aus erneuerbaren Energien gedeckt werden könnte.

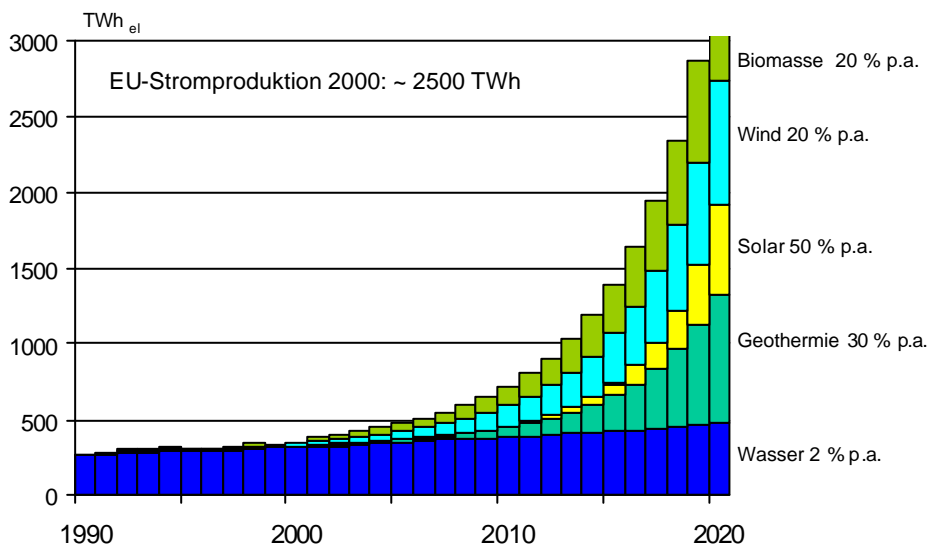


Bild 17: Fortschreibung der "very best practice" Trends der regenerativen Stromerzeugung der vergangenen 10 Jahre (Die besten Zuwachsraten der Jahre 1992 - 2000 sind rechts angeschrieben und wurden bis zum Jahr 2020 für die ganze EU fortgeschrieben)

Im Unterschied zu vielen Studien wurde hier auch das Geothermiepotenzial berücksichtigt. Die sogenannte "hot dry rock" Technologie und neue Fördertechnologien (Injektionsbohrung) erlauben es, bereits mit 100°C heißem Wasser Strom zu erzeugen. Eine Ausschöpfung dieses Potenzials könnte eine deutliche Steigerung der geothermischen Stromerzeugung zulassen. Dies ist umso relevanter, da hier Grundlaststrom ohne saisonale Fluktuation verfügbar wird.

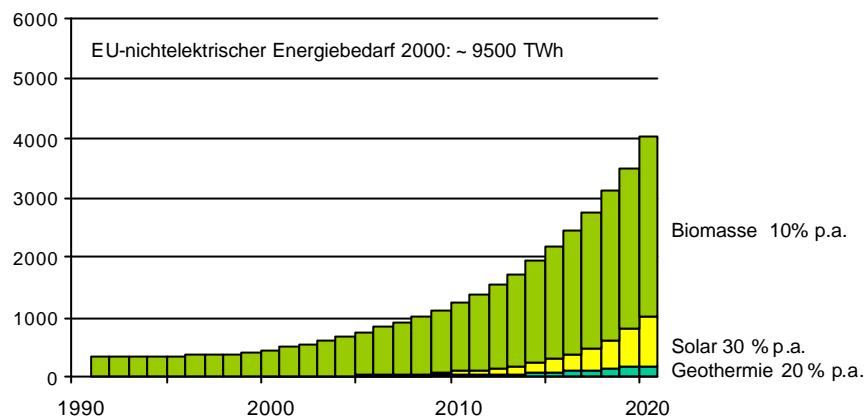


Bild 18: Fortschreibung der "very best practice" Trends der nichtelektrischen regenerativen Energienutzung der vergangenen 10 Jahre (Die Zuwachsraten der Jahre 1992 - 2000 sind rechts angeschrieben und wurden bis zum Jahr 2020 fortgeschrieben)

Zweck dieser Überschlagsrechnungen ist es nicht, ein konsistentes Szenario über die künftig mögliche Entwicklung zu entwerfen, sondern aufzuzeigen, dass es sehr wohl vorstellbar ist, dass bei Vorliegen von geeigneten Rahmenbedingungen - die in der Einführungsphase vor allem durch die Politik gesetzt und unterstützt werden müssen - die Europäische Energieversorgung innerhalb von 20 Jahren zu einem wesentlichen Anteil auf erneuerbare Energien umgestellt werden kann.

Das vor kurzem von EU-Parlament und Ministerrat beschlossene Ziel einer Verdoppelung des regenerativen Anteils an der Stromversorgung auf 22 % wird bei Fortschreibung bestehender Trends ohnehin fast erreicht werden. Bei Verstärkung der politischen Randbedingungen kann es noch deutlich übertroffen werden.

Die heutigen Zuwachsraten bei regenerativen Energien kommen in der Mehrzahl unter ungünstigen und nur vereinzelt unter guten politischen und ökonomischen Randbedingungen zustande. Daher haben wir keinen Zweifel, dass bei einer Verstärkung des Handlungsdrucks - der sich sowohl aus Klimaschutzgründen als auch aus Gründen der künftigen Verfügbarkeit fossiler Energieträger ergeben wird - die Zubauraten gegenüber heute noch deutlich gesteigert werden können.

Nur wenn der stetige Übergang auf erneuerbare Energiequellen in der Aufbauphase solange politisch flankiert wird, bis der Handlungsdruck für die Verbraucher auch direkt spürbar wird - das dürfte ungefähr ab dem Erreichen der maximalen Weltproduktion von Erdöl der Fall sein - , dann wird die künftige Verknappung an fossilen Energieträgern ohne wirtschaftliche Nachteile ausgeglichen werden können.

Zudem könnte dies zu einer deutlichen Entspannung der Klimaproblematik beitragen und hätte eine ungeheure Vorbildwirkung für andere Staaten - das wäre "industrial leadership" ausgeübt durch die EU.

Die hier skizzierte Grobanalyse zeigt auch, dass die Stromproduktion wesentlich schneller auf erneuerbare Energien umgestellt werden kann als der Wärme- oder Kraftstoffbereich. Für den Kraftstoffbereich wird unseres Erachtens erst die Einführung von "Wasserstoff" als Kraftstoff eine entscheidende quantitative Entlastung von fossilen Quellen bringen. Wasserstoff hat insbesondere den Vorteil, dass er eine Brücke zwischen Stromerzeugung und Kraftstoffherzeugung schlägt, da für seine Herstellung ein großes Spektrum an Primär- oder Sekundärenergieträgern genutzt werden kann.

Die spezifischen Mehrkosten für die Nutzung erneuerbarer Energien, die in der Aufbauphase entstehen, können durch parallel einhergehende Effizienzsteigerungen zu einem Teil ausgeglichen werden. Dies wird umso mehr gelten, je stärker die fossilen Energieträger künftigen Kostensteigerungen unterliegen, da es ja um "Differenzkosten" geht.

3.2 Wie groß sind die Potenziale?

In diesem Kapitel soll gezeigt werden, wie stark bei den obigen Aufbauszenarien die Potenziale ausgeschöpft werden müssen. Zu diesem Zweck sind in Tabelle 5 zunächst die notwendigen Gesamtinstallationen zur Erreichung der weiter oben dargestellten progressivsten Ziele bis 2020 aufgeführt. In der nächsten Spalte werden diese Aufbauziele auf spezifische Installationen je Einwohner umgerechnet sowie in Bezug gesetzt zu den in einigen Ländern bereits realisierten Installationen.

Anschließend werden diese Zahlen mit den Angaben aus einigen Potenzialstudien verglichen. Im Ergebnis läßt sich feststellen, dass eine Umstellung auf regenerative Energieträger nicht an begrenzten Potenzialen scheitern wird.

Technologie	Maximal notwendige Gesamtinstallation bis zum Jahr 2020		Spezifische Installation je Einwohner zur Erreichung dieser Werte	Im Jahr 2000 bereits realisierte Installationen
Windstrom	1000 TWh	~ 500 GW	1,3 kW/EW	Dänemark: 0,4 kW/EW
Solarenergie (Strom)	500 TWh	~ 3 Mrd m ²	8 m ² /EW	Deutschland: 0,0013 m ² /EW
Biomasse (Strom)	20 TWh		54 kWh/EW	Finnland: 1,8 MWh/EW
Geothermie (Strom)	800 TWh		2,1 MWh/EW	Italien: 77 kWh/EW
Solarenergie (thermisch)	500 TWh	~ 2 Mrd m ²	5 m ² /EW	Österreich: 0,02 m ² /EW
Biomasse (thermisch)	3000 TWh		8 MWh/EW	Finnland: 8 MWh/EW
Geothermie (thermisch)	100 TWh		270 kWh/EW	Schweden: 129 kWh/EW

Tabelle 5: Zur Erreichung obiger Aufbauszenarien maximal notwendige Gesamtinstallationen sowie deren Umrechnung auf Installation je Einwohner und Vergleich mit den in den progressivsten EU-Staaten bisher realisierten Zahlen

Tabelle 6 zeigt die technischen Potenziale erneuerbarer Energieträger gemäß verschiedener Untersuchungen. Der untere Wert basiert im Wesentlichen auf [Grubb 1997], der obere Wert auf [LTI 1998] und [Pontenagel 1998].

Energietechnik	Minimales Potenzial	Maximales Potenzial	Bemerkungen
Windenergie	~ 650 TWh	> 3500 TWh	Grubb, 1997, DEWI,2000
Solarenergie (Strom)	~ 600 TWh	> 2000 TWh	LTI, 1998,
Geothermie (Strom)	97 TWh	~ 3700 TWh	GEA 1999, LBST Schätzung 2001
Sonstige (Strom)			
Solarenergie (thermisch)	240 TWh	800 TWh	LTI 1998
Biomasse (Primärenergie)	~ 600 TWh	> 1000 TWh	LTI 1998
		> 5000 TWh	Pontenagel, 1998
Geothermie (thermisch)		> 370000 TWh	Stefansson, 2000

Tabelle 6: Technische Potenziale erneuerbarer Energieträger

Windenergie

Die bisher installierte Leistung bezieht sich fast ausschließlich auf die onshore Erschließung der Potenziale in wenigen Staaten. Bedeutende Flächenstaaten (zum Beispiel Frankreich) haben mit der Windenergienutzung praktisch überhaupt noch nicht begonnen. Zudem wird das größte Potenzial im offshore Bereich erwartet.

So zum Beispiel kommt eine im vergangenen Jahr vom DEWI im Auftrag von Greenpeace durchgeführte Studie zu dem Ergebnis, dass allein im Nordseebereich etwa 2000 TWh (UK: 986 TWh; Dk: 550 TWh; D: 237 TWh; NL: 136 TWh; Belgien: 24 TWh) Strom aus Windenergie

gewonnen werden können, entsprechend einer installierten Leistung von ca. 700 GW. Das würde etwa 80 % des gesamten heutigen Strombedarfs der EU decken.

Eine konservative Abschätzung von M. Grubb (London Institute of International Affairs) beziffert das Windstrompotenzial auf 600 TWh, das sich je zur Hälfte auf onshore und offshore Nutzung aufteilt. Dies entspricht einer installierten Leistung von 250 - 300 GW.

Bis zum Jahr 2020 geht die LTI-Studie von einer Windstromerzeugung von etwa 800 TWh aus. Das Potenzial wird insbesondere durch offshore Anlagen mit 3000 - 3500 TWh (bzw. 800- 900 GW installierte Leistung) deutlich größer eingeschätzt.

Biomasse

Die benötigten Installationen für Biomasse liegen nicht über den spezifischen Zahlen, wie sie in den fortschrittlichsten Staaten (Finnland und Österreich) bereits bewiesen wurden. Daher dürfte das Potenzial deutlich höher liegen als für diese Szenarien notwendig.

Bis zum Jahr 2020 geht [Pontenagel 1998] von einer Biomassenutzung von 19.000 PJ aus, das entspricht ca. 5.270 TWh.

Solarenergie

Das skizzierte Szenario (siehe die Ansätze in Tabelle 5) erfordert insgesamt (für Strom und Wärme) eine Fläche von 13 m² je Einwohner. Heute ist in den bei der Nutzung der Solarenergie am weitesten fortgeschrittenen Ländern weniger als 1/1000 dieses Betrages installiert.

Ohne nähere Begründung dürfte es einleuchten, dass ein Betrag in der Größe von 10-20 m² pro Einwohner das Gesamtpotenzial keineswegs ausschöpft. Man möge sich dazu vergegenwärtigen, dass Ein- und Mehrfamilienhäuser eine geeignete Dachfläche von in der Regel mehr als 50 m² aufweisen. Zusätzlich sind viele (industrielle) Gebäude mit Flachdach oder Gebäudefassaden prinzipiell geeignet. Die [Pontenagel 1998] Untersuchung zeigt, dass unter Berücksichtigung aller verfügbaren und geeigneten Flächen 30 - 40 m²/EW technisch machbar sind.

- Solarthermie:

Bis zum Jahr 2020 geht die LTI-Studie von einer solarthermischen Wärmeerzeugung von 243 - 804 TWh aus. Die spezifische erforderliche Installation für solarthermische Energieerzeugung wird auf 7 - 10 m²/EW geschätzt.

- Fotovoltaik:

Bis zum Jahr 2020 geht die LTI-Studie von einer PV-Stromerzeugung von 270 - 330 TWh aus. Das Potenzial wird mit 1500 - 2300 TWh deutlich größer eingeschätzt.

Geothermie

Neue Untersuchungen unter Berücksichtigung der hot-dry-rock Technologie kommen zu der Einschätzung, dass allein in Deutschland bereits mehr als 1.000 TWh Strom geothermisch erzeugt werden könnten. Bei den geringen verfügbaren Temperaturen fällt ein Vielfaches davon an Wärme an, so dass auch hier keine absehbare Potenzialbegrenzung zu erwarten ist.

3.3 Die Entwicklung der einzelnen Technologien

3.3.1 Das Beispiel Wind

Heute trägt die Windenergie in Europa mit ca. 12 GW installierter Leistung bzw. bei einer mittleren Auslastung von 1800 Stunden pro Jahr etwa zu 0,8 % zur Stromversorgung der EU bei (im Jahr 2000 betrug die EU-Stromerzeugung etwa 2500 TWh). Dieser Anteil ist etwa 8 mal so groß wie vor fünf Jahren. Dies zeigt die rasante Dynamik dieser noch jungen Energiebranche. Das folgende Bild 16 zeigt den Anteil der einzelnen Staaten an der Windenergieproduktion der EU innerhalb der vergangenen 10 Jahre.

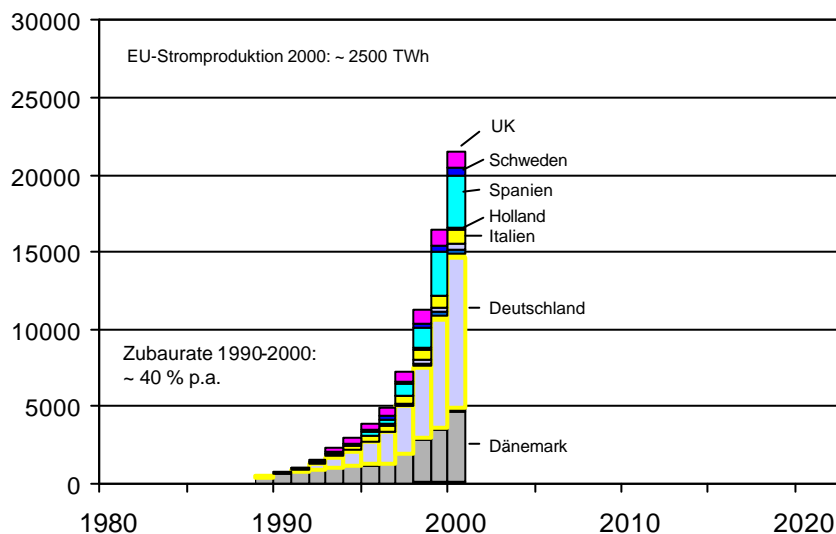


Bild 19: Stromerzeugung in der EU mit Windenergiekonvertern
(Daten bis 1998 aus Energy Balances of OECD Countries 1997/1998. Daten für 1999 und 2000 gemäß installierter Leistung nach EWEA und DEWI anteilig auf die Stromproduktion hochgerechnet)

Entsprechend den Erfolgen der Windenergie wurden die Prognosen laufend nach oben korrigiert. Bild 20 zeigt die Prognosen des Europäischen Windenergieverbandes, wobei die erste Prognose aus dem Jahr 1991 schon sehr bald von der Realität überholt war. Die deutlich optimistischere zweite Prognose aus dem Jahre 1997 wurde bereits im Jahr 2000 angesichts des beschleunigten Wachstums abermals nach oben korrigiert.

Heute beschränkt sich das rasante Wachstum erst auf wenige Staaten, zu denen vor allem Deutschland, Dänemark und Spanien zählen. Doch gerade die großen Flächenstaaten Frankreich, Finnland oder Schweden bieten ein großes Potenzial für einen schnellen Ausbau der Windenergienutzung. Daneben werden die besonders ertragreichen offshore Standorte vor der Küste eben erst zu nutzen begonnen. Somit ist noch für viele Jahre ein starker Ausbau der europäischen Windstromerzeugung möglich.

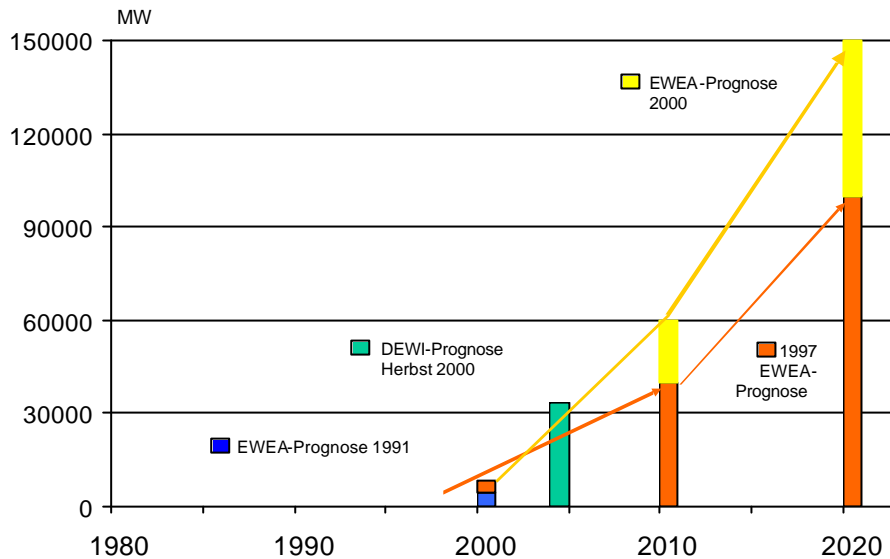


Bild 20: Prognosen des EWEA und des DEWI über den Ausbau der Windenergienutzung

Hält der bestehende Trend im Zubau von 40 - 50 % Wachstum p.a. an, so wird bereits im Jahr 2010 der Anteil des Windstromes an der Stromerzeugung auf etwa 10 % um mehr als den Faktor 10 ansteigen. Selbst wenn man eine Halbierung der Wachstumsrate auf etwa 20 % p.a. ansetzt, so würde bis 2010 der Anteil auf etwa 5 % und bis 2020 auf 10 - 15 % ansteigen.

Diese vorsichtige Abschätzung liegt der aktuellen EWEA-Prognose zugrunde. Es kann jedoch erwartet werden, dass bei einer Änderung der Randbedingungen zugunsten erneuerbarer Energien diese Prognose bereits bald von der Realität überholt werden wird. So wurde vom [DEWI 2000] zumindest bis zum Jahr 2004 eine Fortschreibung der Wachstumsrate von 40 % errechnet. Diese Szenarien sind in Bild 21 skizziert.

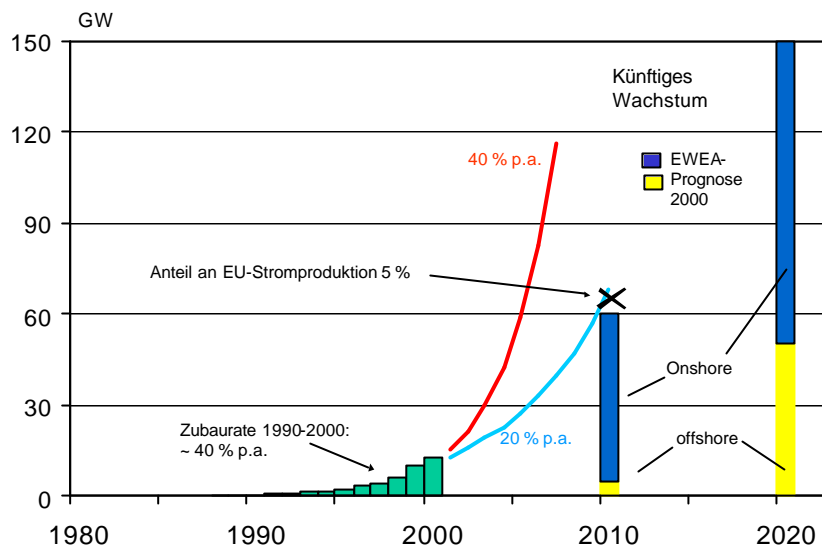


Bild 21: Prognosen für das Wachstum der Windenergienutzung

3.3.2 Biomasse

Die Biomassenutzung hat in Europa innerhalb der vergangenen 10 Jahre in einigen Staaten einen großen Aufschwung erlebt, wohingegen andere Staaten nur einen ganz geringen Zuwachs verzeichnen konnten.

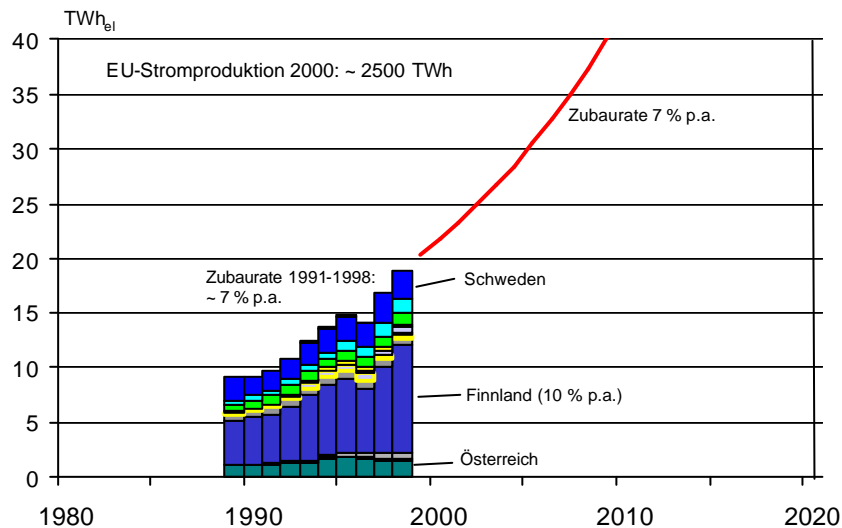


Bild 22: Zubau von Biomasseanlagen in Europa zur Stromerzeugung (Quelle: [Energy Balances of OECD countries])

In Europa wird Biomasse zur Stromerzeugung im wesentlichen von Finnland, Schweden und Österreich genutzt. Über alle Staaten gemittelt betrug der mittlere Zuwachs im vergangenen Jahrzehnt 7 % p.a.. Besonders bemerkenswert ist der starke relative Zuwachs und absolute Anteil der Biomassenutzung in Finnland. Dort betrug die Zuwachsrate durchschnittlich 10 % p.a.

Extrapoliert man diese bereits innerhalb der EU bzw. in einzelnen Staaten erreichten Zubauraten, so ist ein Anteil der Biomasse an der Stromproduktion bis 2020 von 5 - 7 % absehbar. Behält man allerdings im Auge, dass die Biomassevergasung erst am Beginn steht, so könnte eine stärkere politische Unterstützung zur Einführung der marktreifen Technologie den Zubau in den kommenden Jahren deutlich steigern, so dass ein Anteil von deutlich über 10 % bis 2020 vorstellbar wäre. Dies entspricht einer Zubaurate von ca. 20 % p.a., wie sie über die vergangenen drei Jahre in einzelnen Staaten bereits erreicht wurde.

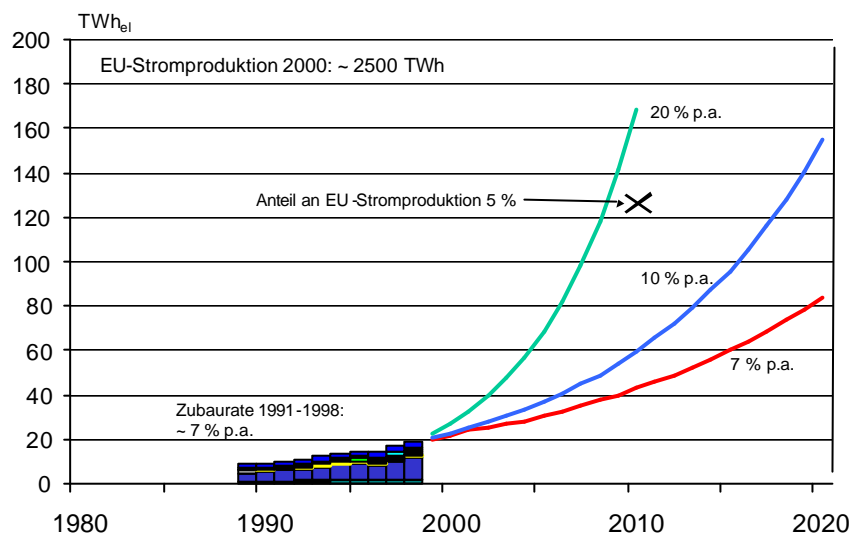


Bild 23: Denkbare Trends im Zubau der Biomasseverstromung bis zum Jahr 2020 durch Extrapolation bereits realisierter Zubauraten

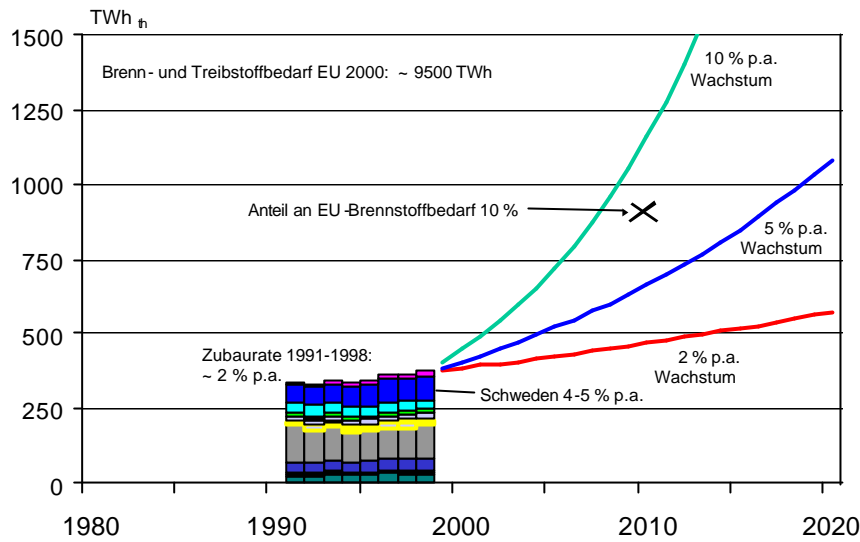


Bild 24: Biomassenutzung zu thermischen Zwecken und als Kraftstoff in der EU von 1990 - 1998 (Quelle: [Energy Balances of OECD countries])

Der Anteil der Biomassenutzung zu thermischen Zwecken und als Kraftstoff betrug im Jahr 1998 etwa 3,5 %. Bei guter politischer Unterstützung ist eine künftige Zuwachsrate von 10 % p.a. vorstellbar. Damit wäre ein Anteil um 10 % bis zum Jahr 2010 leicht erreichbar.

3.3.3 Solare Stromerzeugung

Gegenwärtig wächst der Weltmarkt für Fotovoltaik mit Zuwachsraten von 20- 30 %, obwohl einige Anwendungen (insbesondere die Substitution von Netzstrom) noch unwirtschaftlich sind.

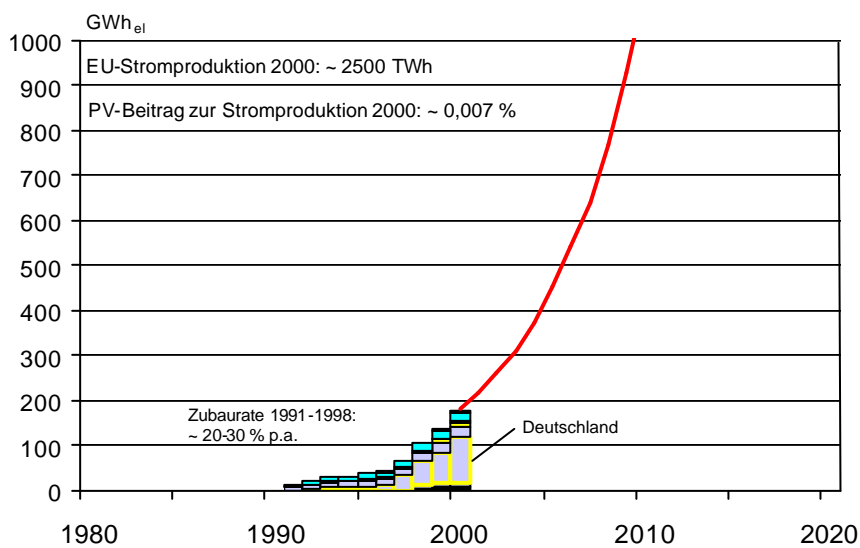


Bild 25: Entwicklung der Stromproduktion aus Fotovoltaik in Europa

(Quellen: OECD Statistik bis 1998 [OECD]; für 1999 und 2000 Angaben zur installierten Leistung mit 1000 h/a umgerechnet auf die Stromproduktion; aus [Photon 2001].)

Die Fotovoltaik befindet sich gerade erst an der Schwelle zur Industrialisierung. Mit zunehmender Ausweitung des Marktes werden große Kostendegressionen für die heute eingesetzten Technologien erwartet (zum Beispiel rechnet Shell für die kommenden 10 Jahre mit jährlichen Kostensenkungen von 6% [Shell 1998]). Eine Ausweitung des Marktes wird auch vielen neuen Technologien mit erheblichem Kostendegressionspotenzial den Weg bereiten (wie zum Beispiel Dünnschichtzellen, "organische" Fotozellen usw.).

Ein Gutachten der Schweizer Bank Sarasin kommt zu der Einschätzung, dass ab dem Zeitpunkt, an dem die Kosten einen bestimmten Schwellenwert unterschreiten, die Nachfrage sprunghaft ansteigen wird. Das Gutachten erwartet diesen Zeitpunkt für das Jahr 2003 [Sarasin 1998]. Eine derartige Preis-Nachfrage-Elastizität ist bei neuen Technologien nicht unüblich, wie zum Beispiel der Handyboom der vergangenen Jahre gezeigt hat. Dass bereits bisher die jährlichen Zuwachsraten für Fotovoltaik über nahezu ein Jahrzehnt bei 20 - 30 % p.a. gelegen haben, zeigt, dass hier noch ein großes Zubaupotenzial liegt. Es erscheint uns sehr gut vorstellbar, dass sehr bald die Nachfrage mit Zuwachsraten von 40 - 50 % steigen wird. Dies konnte ja schon in Deutschland nach Änderung der Fördermaßnahmen (100.000-Dächer-Programm und Erneuerbare-Energien-Gesetz) beobachtet werden. Eine entsprechende Entwicklung ist bei der Windkraft vor 10 Jahren auch eingeleitet worden.

Im Unterschied zur Windenergie kann die Nachfrage durch viele unabhängige Kleininvestitionen ohne große Genehmigungshürden gestützt werden. Daher sind bei geeigneten Rahmenbedingungen sogar deutlich größere Wachstumsraten als bei der Windenergie vorstellbar.

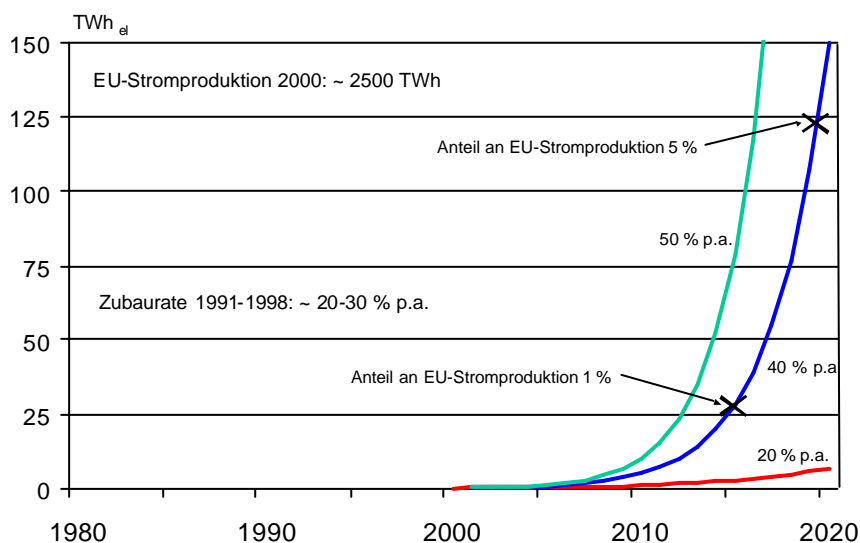


Bild 26: Szenarien für den Zuwachs von Solarstrom in Europa bei 20 %, 40 % oder 50 % Zuwachs

Darüber hinaus ist die solare Stromerzeugung keineswegs auf die Fotovoltaik zu beschränken. Ein großes Potenzial haben auch solarthermische Kraftwerke in Südeuropa. Zumal neue Spiegelkonzepte einen baldigen kostengünstigen Einsatz erwarten lassen.

3.3.4 Solarthermie

Die Marktentwicklung der solarthermischen Nutzung in der EU zeigt Bild 27.

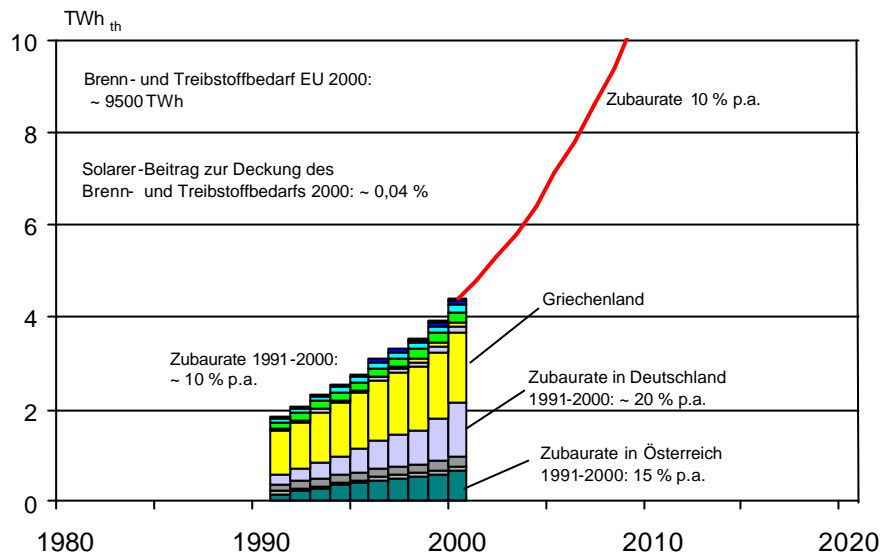


Bild 27: Solarthermische Nutzung in Europa und Beitrag zur Substitution des Brennstoffbedarfs (Quellen: [OECD]; [s&w])

Die Umrechnung der installierten Kollektorfläche für die Jahre 1999 und 2000 auf den jährlichen Wärmeertrag erfolgte mit 300 kWh/m² für Nordeuropa, mit 400 kWh/m² für Mitteleuropa und mit 500 kWh/m² für Südeuropa.

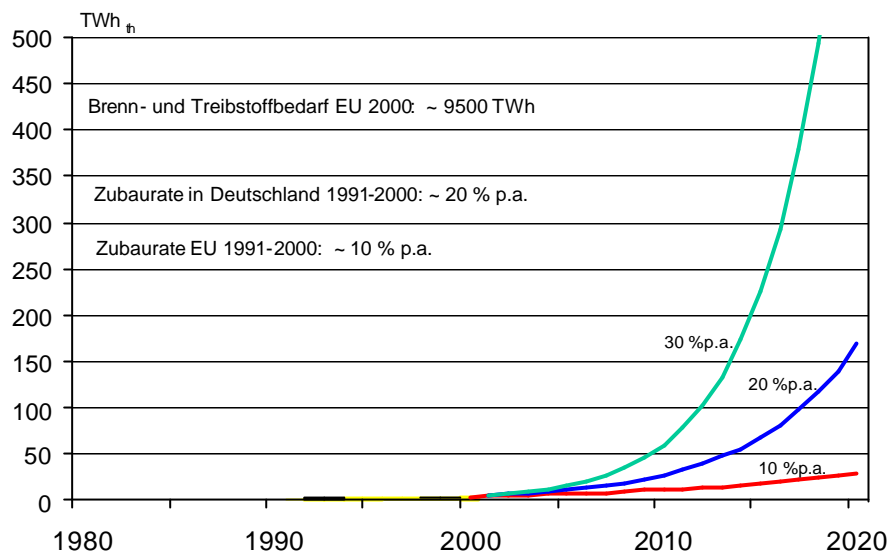


Bild 28: Möglicher künftiger Beitrag der Solarthermie bei angenommenen Zuwachsraten von 10 % - 30 % p.a.

Die Nutzung der Solarthermie in der EU ist gegenwärtig durch erhebliche Unterschiede in den einzelnen Ländern gekennzeichnet. Der wesentlichste Grund für die großen Unterschiede dürfte auch hier in den unterschiedlichen Förderprogrammen liegen. So zeigt der Vergleich von Griechenland mit Spanien, dass die griechische Potenzialausschöpfung um den Faktor 16 höher liegt (bei ansonsten eher ähnlichen klimatischen und ökonomischen Rahmenbedingungen).

3.3.5 Geothermie

Die Erdwärme ist an Orten, wo die Bedingungen besonders günstig sind, in der Vergangenheit nur vereinzelt genutzt worden

Die Nutzung der oberflächennahen Erdwärme (Niedertemperatur) ist jedoch in der gesamten EU möglich und bietet ein großes Potenzial. In Verbindung mit Wärmepumpen läßt sich so Raumwärme bereitstellen.

Zur Geothermie machen die meisten Studien keine Aussagen. Eine aktuelle Untersuchung von [Stefansson 2000] kommt zu der Einschätzung, dass bis 2010 die geothermische Stromerzeugung etwa 10 TWh/a erreichen könnte - das wäre eine Zuwachsrate von ca. 10 % p.a. Für die geothermische Wärmeerzeugung rechnet er mit einem jährlichen Zuwachs von 20 % p.a.

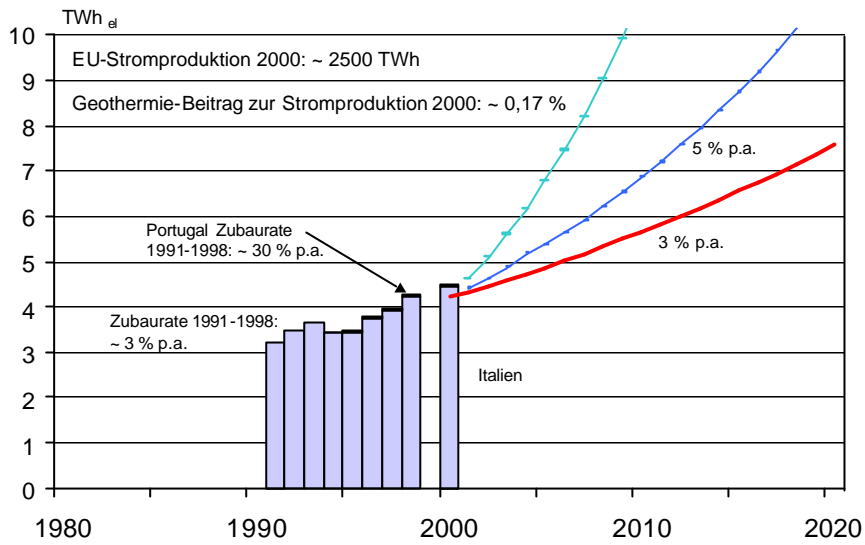


Bild 29: Geothermische Stromerzeugung in der EU (Quellen: [OECD] [LUND 2000])

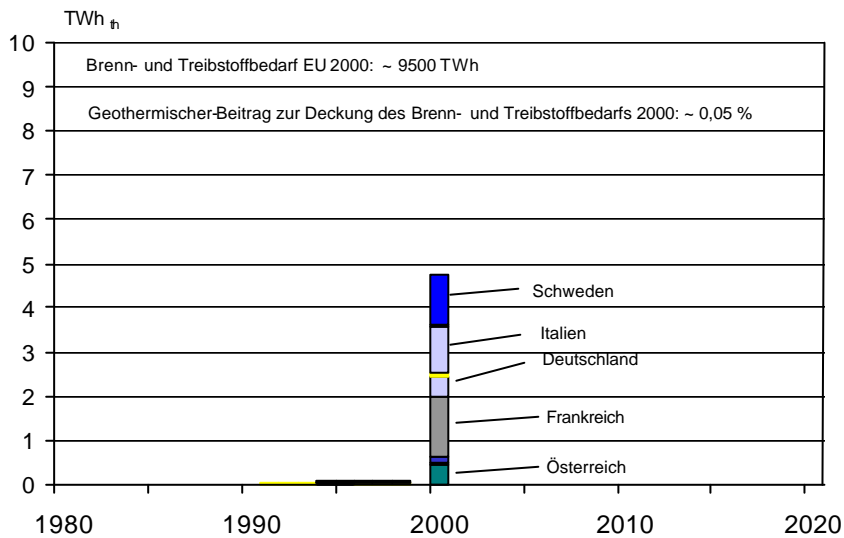


Bild 30: Geothermische Wärmeerzeugung in der EU (Quelle: [Lund, 2000])

4.0 Die künftige Rolle der Kernenergie

4.1 Der Ausbau der Kernenergie wird nicht kommen

Die Reichweite der bekannten Uranvorräte reicht für die bestehenden Reaktoren für einen Betrieb von ca. 40 bis 80 Jahren. Eine wesentliche weltweite Ausweitung der Kerntechnik würde die Verfügbarkeit von Uran drastisch reduzieren.

Daher stellt Kernenergie nur dann eine langfristige Option dar, wenn der Brennstoffkreislauf "geschlossen" wird, das heißt, wenn die Beschränkungen der natürlichen Uranvorkommen durch die Brütertechnologie mit ihrer sehr viel besseren Brennstoffnutzung wesentlich ausgeweitet werden. Die Brütertechnologie erfordert zudem die Wiederaufarbeitung der Brennstäbe. In Europa ist die Brütertechnologie jedoch eingestellt worden (erst in Deutschland, später auch in Frankreich). Weltweit verfolgen nur noch ganz wenige Staaten das Konzept. Das Beispiel Japan zeigt, dass man auch dort die Brütertechnologie noch längst nicht im Griff hat und sich die Zweifel an der Machbarkeit mehren.

Ohne den geschlossenen Brennstoffkreislauf aber ist die Kernenergie nur noch eine Technologie für sehr wenige Jahrzehnte und kann keinen langfristigen Beitrag zur Energieversorgung leisten.

Es hat sich auch gezeigt, dass unter den Bedingungen liberalisierter Energiemärkte die Kernenergie praktisch keine Zukunft hat. Investitionen in neue Reaktoren unterbleiben aus folgenden Gründen:

- Die Kapitalbindung ist mit mehreren Jahrzehnten viel zu lange. Über derartig große Zeiträume lässt sich ein gesicherter Absatz nicht planen oder gar garantieren.
- Die spezifischen Investitionen sind höher als bei jeder anderen konventionellen Energiewandlung. Die Investition für einen einzelnen Reaktor ist unverhältnismäßig groß.
- Aus Gründen der Risikominimierung wird die Energiewirtschaft immer möglichst kurze Kapitalbindungszeiten anstreben und versuchen, die Investitionen auf viele kleinere Objekte zu verteilen.

Die Kernenergie ist Inbegriff für zentrale Erzeugungsstrukturen. In liberalisierten Energiemärkten geht der Trend jedoch zu dezentraleren Erzeugungsstrukturen. Das spiegelt sich bereits in der Markt- und Produktpolitik der Hersteller großer Energieanlagen.

Der Sturm Lothar in Frankreich im Jahre 1999 hat auch auf technischer Ebene gezeigt, wie wenig angepasst und wie anfällig in Flächenstaaten eine stark zentralisierte Erzeugungsstruktur ist.

- Kernenergie braucht außergewöhnliche staatliche Rahmenbedingungen: nämlich eine Begrenzung der Risikovorsorge (Versicherungspflicht), eine Sicherstellung der Brennstofftransporte und eine Begrenzung des Aufwandes für die Entsorgung.

- Jeder schwere Unfall in einem Reaktor irgendwo auf der Welt stellt für den Betreiber eines jeden anderen Kernkraftwerkes ein potenzielles und unkalkulierbares Risiko dar. Die dann möglichen Reaktionen der Bevölkerung und von Aufsichtsbehörden können spontane Stilllegungen erzwingen.

Überall dort, wo sich der Staat aus der Energiewirtschaft zurückzieht, hat Kernenergie keine Zukunftschance mehr.

4.2 Kernfusion

Es gibt zwei prinzipielle Reaktorvarianten, die gegenwärtig verfolgt werden: den Reaktor mit Magnetfeldeinschluß (vor allem Tokamak-Prinzip) und den Reaktor mit Trägheitseinschluß (Inertial Confinement Fusion).

4.2.1 Magnetischer Einschlußreaktor

Magnetischer Einschluß ist das favorisierte und mit großem finanziellem Aufwand unterstützte Konzept für einen Fusionsreaktor.

Das technische Grundkonzept des Reaktors mit Magnetfeldeinschluß besteht darin, dass in einem durch Magnetfelder begrenzten Volumen unter geeigneten Bedingungen durch Kernfusionsreaktionen Energie freigesetzt wird. Der Großteil der frei werdenden Energie ist in schnellen Neutronen enthalten, die durch das Magnetfeld nach außen dringen und in der sogenannten "ersten Wand" abgebremst werden. Die dabei entstehende Wärme wird in einem Wärmekraftwerk zur Stromerzeugung genutzt.

Generell glauben wir, dass der Fusionsreaktor aus mindestens zwei prinzipiellen Gründen in diesem Jahrhundert nicht kommerziell eingesetzt werden wird:

- Seit den 60er Jahren des vorigen Jahrhunderts erwarten die beteiligten Wissenschaftler einen kommerziellen Reaktor in etwa 50 Jahren verfügbar machen zu können. Dieser Zeitraum wurde über die Jahre eher größer als kleiner.
- In fünfzig Jahren muss das Energieproblem aber einer Lösung deutlich nähergebracht sein als heute. Nur Warten auf die Kernfusion ist sicher keine gangbare Option. Alle Trends und Erfahrungen deuten darauf hin, dass dezentrale angepaßte kleinere Strukturen in Zukunft wesentlich wichtiger werden .

Fusionsreaktoren müssen aber sehr groß sein, im Bereich von 1 - 5 GW elektrisch. In 50 Jahren wird ein derartiger Reaktor nach unserer Einschätzung keinen Platz mehr im System haben.

Bereits heutige Reaktoren mit 1 GW Leistung sind schwer in Ländern mit geringem Stromverbrauch einsetzbar. In Marokko steht genau aus diesem Grunde noch kein Kernreaktor, obwohl es in der Vergangenheit viel Unterstützung hierfür gab.

Darüber hinaus gibt es noch eine Reihe weiterer technischer und wirtschaftlicher Gründe, die einen künftigen Einsatz von Kernfusionsreaktoren eher unwahrscheinlich machen. Einige davon sind:

- Die schnellen Neutronen führen zu Strahlenschäden in der ersten Wand. Diese muss nach wenigen Jahren bereits ausgetauscht und als radioaktiver Müll entsorgt werden. Mengenmäßig ist der Anfall von radioaktivem Müll dem radioaktiven Abfall aus Kernspaltungsreaktoren vergleichbar, auch wenn dessen Radioaktivität schneller abklingt als bei Spaltungsreaktoren.
- Aus ökonomischen Gründen (der Austausch der ersten Wand kommt dem Neubau von wesentlichen Teilen des Reaktors gleich) muss man den Reaktor möglichst groß machen. Je größer aber der Reaktor wird, desto höher wird die thermische Belastung und die Strahlenbelastung der ersten Wand (die Leistung nimmt mit dem eingeschlossenen Plasmavolumen zu, die Neutronenbelastung mit der Plasmaoberfläche).
- Es gibt grosse Unsicherheiten, welche spezifischen Stromerzeugungskosten erreichbar sein werden. Fusionsexperten sprechen heute von 12-20 Pf/kWh, die ab dem zehnten kommerziellen Reaktor erreichbar sein könnten.
- Die hohen Investitionskosten, die eher im zweistelligen Milliardenbereich pro Reaktor liegen dürften, bergen ein hohes unternehmerisches Risiko. In einem privatwirtschaftlichen Kontext dürfte Kernfusion nicht realisierbar sein.
- Die zentrale Bereitstellung von 1-5 GW erfordert eine stabile und sichere Netzeinbindung, die ein großes sicherheitstechnisches Problem im Störfall oder im Fall des plötzlichen Verbraucherabfalls (zum Beispiel durch Leitungsschäden) darstellt. Ebenfalls dürfte die Kühlwasserproblematik deutlich über der eines konventionellen thermischen Kraftwerkes liegen und damit erhebliche lokale Umweltbeeinträchtigungen mit sich bringen.

4.2.2 Kernfusionsreaktor mit Trägheitseinschluß

Das Grundprinzip ist ebenfalls einfach: Ein aus geeignetem Brennstoff bestehendes Kügelchen (ein sogenanntes Pellet) wird gleichmäßig mit Energie bestrahlt (etwa mit Licht- oder Ionenstrahlen). Dabei erhitzt sich die oberste Schicht und dampft ab. Durch das schnell abdampfende Material wird ein Rückstoß erzeugt, der die eigentliche Brennstoffmasse ins Zentrum des Kügelchens drückt. Durch die schnelle Verdichtung werden Bedingungen geschaffen, die Kernfusionsreaktionen auslösen. Auch hier wird die frei werdende Energie den nach außen abstrahlenden Neutronen entnommen. Diese werden dann in einer "ersten Wand" abgebremst, wobei Wärme entsteht.

Auch wenn manche Forscher erwarten, mit diesem Prinzip früher einen funktionierenden Prototypen zu erreichen, so sind hier noch eine Menge Probleme anderer Art zu lösen (Stabilitätskriterien begrenzen die Pelletgröße; pulsierende Materialbelastungen, hoher technischer Aufwand für die Erzeugung der geeigneten Fusionsbedingungen, etc.). Aus heutiger Sicht stellt diese Technologielinie eher eine interessante Forschungsvariante mit vielfältigen Aspekten dar, die vor allem auch viele Berührungspunkte zu militärischen Anwendungen haben (zum Beispiel Simulation und Test von Wasserstoffbomben). Aus diesem Grund kommt vor allem in den USA das meiste Forschungsgeld für die Trägheitsfusion aus dem militärischen Haushalt.

Daher kann man heute für diese Technologie noch weniger als für die Fusion mit magnetischem Einschluß eine kommerzielle Anwendung erwarten.

Literaturverzeichnis

- [BP]BP Statistical Review of World Energy, div. Jahrgänge
- [Brownbook]UK Ministry for Trade and Industry, The Brownbook, div. Jahrgänge
- [Club of Rome 1972] D. Meadows et al., Die Grenzen des Wachstums, Stuttgart 1972
- [Campbell 1998]Campbell, The Coming Oil Crisis, London 1998
- [Department of Petroleum and Energy]Norwegian Department of Petroleum and Energy, Norwegian Petroleum Activities - Fact Sheet, div. Jahrgänge
- [DEWI 2000]DEWI, Offshore Wind Energy in the North Sea, Studie im Auftrag von Greenpeace, 2000
- [EUROGAS] EUROGAS (Hrsg.), Natural Gas in Western Europe - 2000 Publication of Gas Statistics and Prospects, Brüssel 2000
- [FT Aug 07 2001]Statoil warns on output fall, Financial Times, August 7, 2001
- [GEA 1999]Geothermal Energy Association, Preliminary Report on the Potential of Geothermal Energy in the World, 1999
- [Global 2000] , Council on Environmental Quality and US Foreign Office (Hrsg.), Der Bericht an den Präsidenten, Washington 1980
- [Grubb 1997]The Royal Institute of International Affairs, Renewable Energy Strategies for Europe, vol. II, London 1997
- [Industriedatenbank 2000]IHS Energy, Petroleum Economics and Policy Solutions (PEPS), Genf 2000
- [Khalimov 1993]E.M. Khalimov, Classification of Oil Reserves and Resources in the Former Soviet Union, AAPG bull. 77/9, Seite 1636, 1993
- [Laherrere 2001]Laherrere, Estimates of Oil Reserves, Paper presented at the EMF/IEA/IEW meeting IIASA, Laxenburg, June 19, 2001
- [LTI 1998]The LTI-Research Group [Hrsg.], Long Term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System, Heidelberg 1998
- [Luanda 2000] Angola to restrict oil output, Financial Times vom 3. November 2000
- [Lund 2000]Weltweiter Stand der geothermischen Energienutzung, Geothermische Energie No. 28/29, Seite 1-10, 2000
- [Norwegian Petroleum Directorate]The Norwegian Petroleum Directorate, Offshore Norway, div. Jahrgänge
- [Odell 2001]Siehe <http://www.iiasa.ac.at/Research/ECS/IEW2001/pdf/Papers/Odell.pdf>
- [OECD]OECD Energy Statistics and Balances, verschiedene Ausgaben

[Petroleum Economist] Diverse Meldungen in Petroleum Economist, 2000 und 2001

[Photon 2001] Japan ist Spitze, Photon, Januar 2001, Seite 16/17

[Pontenagel 1998] Pontenagel (Hrsg.), Das Potential erneuerbarer Energien in der Europäischen Union, Berlin Heidelberg New York 1998

[Sarasin 1998] F. Figge, Ch. Butz Sarasin, Solarenergie: Schlüsselenergie für das 21. Jahrhundert?, Sustainable Investment Outlook, Basel/Zürich August 1998

[Schindler, Zittel 2000-1] Schindler, Zittel, Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas) und mögliche Versorgungsengpässe aus Europäischer Perspektive, Papier erstellt im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages, Ottobrunn 2000

[Schindler, Zittel 2000-2] Schindler, Zittel, Weltweite Entwicklung der Energienachfrage und der Ressourcenverfügbarkeit (Papier erstellt anlässlich einer öffentlichen Anhörung von Sachverständigen durch die Enquête Kommission des Deutschen Bundestages "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung"), Ottobrunn 2000

[Shell 1998] F. Vahrenholt (Shell Solar), Global Market Potential for Renewable Energies, Hamburg 1998

[Stefansson 2000] V. Stefansson, No Success for Renewables Without Geothermal Energy, Geothermische Energie Nr. 28/29, 2000, Seite 12 - 21

[[s&w]Sonnenenergie & Wärmetechnik, verschiedene Ausgaben

[The World's Gas Potential 1995] Petroconsultants (Hrsg.), J. Laherrere, A. Perrodon, C.J. Campbell, The World's Gas Potential, Genf 1995

[US-EIA 2001] The Caspian Sea Region, Länderbericht der US Energy Information Administration, Juli 2001, siehe <http://www.eia.doe.gov/cabs/caspian.html>

Anhang 1 Weltweite Öl-Produktion - Gruppierung der ölproduzierenden Staaten

Tabelle 7: Decline: Staaten, die das Produktionsmaximum überschritten haben

Staat	Prod 2000	Prod 1999	Produktion -maximum-	Prod (max)	Prod. 2000/ Max	Kum. Funde	Reserven 2000	Noch vorhanden
	Mb/day	Mb/day	Jahr	Mb/day	%	Gb	Gb	%
Österreich	0,022	0,021	1955	0,07	31	0,89	0,12	13
Kirgistan	0,0016	0,0015	1961	0,011	15	0,28	0,2	71
Deutschland	0,062	0,055	1967	0,162	38	2,22	0,38	17
Bahrain	0,031	0,032	1969	0,076	41	1,13	0,14	12
USA	8,43	8,27	1970	9,64	87	256	32	13
Ukraine	0,076	0,083	1970	0,361	21	3,45	0,83	24
Lybien	1,305	1,328	1970	3,32	39	47,4	25,1	53
Turkmenistan	0,147	0,152	1973	0,324	45	4,52	1,68	37
Belarus	0,037	0,037	1974	0,158	23	0,907	0,123	14
Rumänien	0,13	0,125	1976	0,294	44	6,4	1,21	19
Indonesien	1,41	1,44	1977	1,67	84	29	9,1	31
Trinidad	0,131	0,137	1978	0,229	57	4,08	1,02	25
Brunei	0,195	0,171	1979	0,241	81	4,23	1,49	35
Miamar	0,007	0,009	1979	0,03	23	0,91	0,36	40
Tunesien	0,075	0,083	1980	0,117	64	1,88	0,717	38
Chile	0,011	0,011	1982	0,043	26	0,44	0,06	14
Georgien	0,002	0,001	1982	0,06	03	0,37	0,22	59
Spanien	0,005	0,006	1983	0,059	08	0,314	0,06	19
Griechenland	0,005	0,001	1984	0,026	19	0,136	0,03	22
Kamerun	0,12	0,12	1985	0,188	64	1,3	0,27	21
Sharja (UAE)	0,043	0,043	1985	0,065	66	0,531	0,155	29
Holland	0,029	0,034	1986	0,092	32	1,15	0,32	28
Ungarn	0,027	0,021	1987	0,046	59	0,748	0,089	12
Rußland	6,46	6,19	1987	11,4	57	257	140	54
Kongo (Kingchasa)	0,023	0,024	1988	0,034	68	0,37	0,155	42
Frankreich	0,028	0,036	1990	0,069	41	0,9	0,17	19
Dubai (UAE)	0,284	0,303	1991	0,45	63	4,52	0,86	19
Pakistan	0,055	0,056	1991	0,063	87	0,696	0,264	38
Türkei	0,057	0,056	1991	0,086	66	1,05	0,26	25
Ägypten	0,814	0,812	1993	0,929	88	12,7	4,2	33
Papua-Neuguinea	0,07	0,088	1993	0,13	54	0,721	0,419	58
Japan	0,011	0,012	1993	0,018	61	0,336	0,032	10
Peru	0,103	0,106	1993	0,127	81	3,89	1,63	42
Phillipinen	0,001	0,001	1993	0,1	1	0,328	0,276	84
Italien	0,092	0,095	1994	0,125	74	2,02	1,17	58
Syrien	0,511	0,555	1995	0,585	87	5,43	2	37
Yugoslawien	0,017	0,012	1995	0,021	81	0,367	0,181	49
Elfenbeinküste	0,008	0,01	1996	0,016	50	0,31	0,24	77
Algerien	1,54	1,451	1997	1,633	94	31,1	16,1	52
Gabun	0,26	0,309	1997	0,38	68	4,51	1,84	41
Neuseeland	0,037	0,044	1997	0,056	66	0,52	0,253	49
Malaysia	0,692	0,725	1997	0,787	88	8,68	3,74	43
Argentinien	0,774	0,8	1998	0,841	92	10,9	3,1	28
Guatemala	0,021	0,023	1998	0,026	81	0,116	0,046	40
Bolivien	0,031	0,038	1998	0,158	20	1,12	0,7	63
China	3,26	3,26	1998	3,41	96	51,7	25,4	49
Mexiko	3,5	3,47	1998	3,605	97	55,8	25,5	46
Usbekistan	0,166	0,172	1999	0,172	97	2,64	1,68	64
Kolumbien	0,69	0,81	1999	0,81	85	9,3	4	43
UK	2,7	2,94	1999	2,94	92	30,8	11,1	36
Norwegen	3,33	3,02	2000	3,33	100	30,6	16,2	53
Summe	37,8	37,6	1987	39,3	96	896,7	337,2	38

Tabelle 8: At-Peak: Staaten, die sich am Produktionsmaximum befinden

Staat	Prod 2000	Prod 1999	Produktion -maximum-	Prod (max)	Prod. 2000/ Max	Kum. Funde	Reserven 2000	Noch vorhanden
	Mb/day	Mb/day	Jahr	Mb/day	%	Gb	Gb	%
Polen	0,012	0,006				0,31	0,195	63
Aserbaichan	0,29	0,28				15,8	9,5	60
Vietnam	0,304	0,306				2,62	1,92	73
Dänemark	0,364	0,3				2,27	1,2	53
Equador	0,393	0,379				7,38	4,42	60
Yemen	0,438	0,392				2,69	1,32	49
Neutrale Zone	0,5	0,481	1972	0,57	88	14,6	8,4	58
Australien	0,562	0,508	1995	0,566	99	10,1	4,8	48
Indien	0,692	0,688	1995	0,733	94	22,3	17,1	77
Oman	0,957	0,905				13	6,7	52
Nigeria	2	1,89	1997	2,3	87	50,4	29,3	58
Kanada	2,7	2,7	2000	2,7	100	34,6	7,6	22
Venezuela	3,12	2,97	1997	3,34	93	117	64	55
Summe	12,3	11,8				293,1	156,5	53

Tabelle 9: Pre-Peak: Staaten, die ihre Produktion noch ausweiten können

Staat	Prod 2000	Prod 1999	Produktion -maximum-	Prod (max)	Prod. 2000/ Max	Kum. Funde	Reserven 2000	Noch vorhanden
	Mb/day	Mb/day	Jahr	Mb/day	%	Gb	Gb	%
Slovakien	0,001	0,001	1995	0,0015	67	0,09	0,085	94
Bangladesh	0,003	0,003				0,073	0,065	89
Czech	0,0035	0,0036				0,166	0,14	84
Lithauen	0,007	0,005				0,061	0,05	82
Surinam	0,012	0,011				0,153	0,118	77
Südafrika	0,02	0,024	1998	0,026	77	0,219	0,17	78
Timor	0,027	0,038	1999	0,038	71	0,534	0,505	95
Kuba	0,046	0,029				0,42	0,25	60
Thailand	0,11	0,08				1,18	0,83	70
Equ. Guinea	0,126	0,084				0,96	0,83	86
Sudan	0,18	0,035				1,12	1,04	93
Kongo	0,27	0,26				3,41	2,06	60
Angola	0,76	0,765				15,4	11,4	74
Quatar	0,776	0,76				20,3	15,3	75
Kasachstan	0,798	0,552				32,7	27,3	83
Brasilien	1,24	1,13				17,8	11,8	66
Kuwait	1,71	1,62	1991	4,23	40	86,4	55,2	64
Abu Dhabi (UAE)	2,38	2,17				75	57	76
Irak	2,57	2,6	1979	3,48	74	122	96	79
Iran	3,66	3,71	1974	6	61	153	101	66
Saudi Arabien	8,73	8,2	1981	8,89	98	309	229	74
Summe	23,4	22,1				840	610	73
Alle Staaten	73,6	71,5				2030	1104	54

Tabellen 7 bis 9 zeigen die Zuordnung der Öl produzierenden Staaten entsprechend dem Produktionsstatus zu einer der drei Gruppen "Decline" (das Produktionsmaximum wurde bereits überschritten), "At Peak" (das Produktionsmaximum erfolgt innerhalb von 5 Jahren) und "Pre-Peak" (die Produktion ist noch deutlich ausweitbar).

In den einzelnen Spalten werden folgende Werte dargestellt:

- Auflistung der Staaten entsprechend dem Produktionsanteil
- Die Produktion des Jahres 2000 in Mb/day. Zur Umrechnung: 1 Mb/day = 0,365 Gb/Jahr. Auch wenn die Werte teilweise gegenüber 1999 nochmals eine Produktionssteigerung aufweisen, so befindet sich die Region tendenziell jenseits des Produktionsmaximum und wird künftig eher fallen als steigen
- Die Produktion des Jahres 1999 in Mb/day
- Das Jahr des Produktionsmaximums
- Die Produktionsrate im Jahr der Maximalproduktion
- Die Produktionsrate des Jahres 2000 im Verhältnis zur Maximalproduktion
- Die insgesamt bisher gefunden Ölmengen entsprechend den Daten der Industriedatenbank.
- Die nach Abzug der bereits produzierten Brutto-Ölmengen noch verbleibenden Reserven
- Der Anteil des bisher insgesamt gefundenen Öls, der noch vorhanden ist.

Die Zuordnung erfolgte einerseits anhand des langjährigen Produktionsprofils und andererseits auf Grund der Analyse des Verhältnisses Reserven / Entdeckungen. Wurde insgesamt bereits deutlich mehr verbraucht als noch vorhanden ist, so befindet sich die Region tendenziell im Decline. Auch wenn durch vom Ölpreis angetriebene "Überaktivitäten" die Produktion kurzfristig nochmals für wenige Jahre erhöht werden kann, so beschleunigt dies in den darauffolgenden Jahren den Decline. Dieses ökonomisch (jedoch nicht volkswirtschaftlich) sinnvolle Verhalten von Unternehmen nennt man "blow down" eines Feldes.

Erläuterungen zur Gruppierung der Staaten im Decline (Tabelle 7)

Die zehn produktivsten Staaten dieser Gruppe (USA, Rußland, Mexiko, Norwegen, China, UK, Algerien, Indonesien, Libyen, Ägypten) stellen über 86 % der Produktion in dieser Gruppe.

Die USA haben das Maximum 1970 erreicht. Der Decline in den bis dahin produzierenden Regionen beträgt im Schnitt 2-3 % p.a. Dieser Trend fällt für die Gesamtproduktion der USA wegen der Produktionsaufnahme in Alaska in den 70er Jahren und die Produktionsausweitung durch NGL nicht ganz so stark aus. Alaska ging jedoch bald darauf mit einer Rate von über 5 % p.a. in den Produktionsrückgang.

In Russland sind die Reserven noch zu etwas mehr als 50 % vorhanden. Dennoch wurde es dieser Gruppe zugeteilt. Mit dem Decline der großen Ölfelder Ende der 80er Jahre (zum Beispiel Samotlar) ging die Produktion um 40 % zurück und stabilisiert sich heute auf niedrigem Niveau. Auf diesem Niveau ist eine leichte Anhebung kurzfristig nochmals denkbar, jedoch wird der bereits begonnene und sich verstärkende Decline der Einzelfelder keine großen Produktionszuwächse mehr zulassen, auch wenn die Investitionsaufwendungen wieder steigen werden. Darüber hinaus gibt es Zweifel an der Qualität der berichteten Reservezahlen.

In Mexiko wurden bereits mehr als 50 % des insgesamt gefundenen Öls gefördert. Das 1977 entdeckte mit ca. 11 Gb größte Ölfeld Cantarell kann die Produktion nicht mehr erhöhen und wird nur noch durch Einpressen von Stickstoff auf einem hohen Förderniveau gehalten. Die Produktion anderer großer Ölfelder (zum Beispiel Abkatun mit 2,5 Gb Größe; Poza Rica mit 1,4 Gb Größe) geht bereits stark zurück. Daher wird das Aufrechterhalten der Produktion zunehmend schwieriger und erfordert große Investitionen. Aus den vorliegenden Daten muss man auf einen Produktionsrückgang in den kommenden Jahren schließen.

Ob Norwegen das Maximum bereits überschritten hat oder nicht ist noch einige Zeit strittig. Nach unserer Einschätzung anhand der Auswertung der uns vorliegenden Daten kann die Produktion nicht mehr erhöht werden und wird 2001 vermutlich hinter die Produktion von 2000 zurückfallen (so auch [FT Aug 07 2001]). Möglicherweise könnte man Norwegen auch in die 2te Gruppe (At Peak) einordnen. Diese Umordnung würde die generelle Aussage dieser Szenarien jedoch quantitativ nur marginal beeinflussen.

China ist zweifellos über dem Produktionsmaximum. Das wird auch von der US-EIA in ihrem Länderbericht so gesehen, wenn es auch nicht explizit ausgedrückt wird. Das mit 1 Mb/Tag ca. ein Drittel der Gesamtproduktion stellende Feld Daqing ist unzweifelhaft stark im Decline begriffen (auch nach Einschätzung der US-EIA). Die großen künftigen Produktionshoffnungen werden zwar im offshore-Bereich gesehen, wenn man deren Reserven von 4 Gb jedoch zu den großteils lange bekannten über 20 Gb onshore sieht, so dürfte der Decline kaum aufzuhalten sein.

Der Decline von Großbritannien - vor einigen Monaten noch stark angezweifelt - ist inzwischen unstrittig.

Nach unserer Einschätzung befindet sich Algerien im Decline. Zwar sieht die US-EIA hier noch ein Potenzial, das jedoch nicht quantifiziert wird. Doch auch dort wird festgestellt, dass die größte Struktur (Hassi Messaoud) mit ca. 70 % der Gesamtreserven und heute noch 50 % Anteil an der Rohölproduktion bereits um 25 % hinter die Maximalproduktion von vor 25 Jahren zurückgefallen ist. Darüber hinaus gibt es Zweifel an der Qualität der berichteten Reservezahlen.

Der Decline der Indonesischen Produktion ist ebenso wie in Ägypten auch von der US-EIA bestätigt.

Libyen ist nach Sichtung der Ölfunde sowie der verbleibenden Felder und dem Erschöpfungsgrad der Einzelfelder sehr wahrscheinlich im Produktionsrückgang, wenn auch von der US-EIA nicht explizit akzeptiert. Die US-EIA geht von einer noch möglichen Produktionsausweitung bei hohen Investitionen durch ausländische Konsortien aus. Nach unserer Einschätzung sind die Reserven überbewertet.

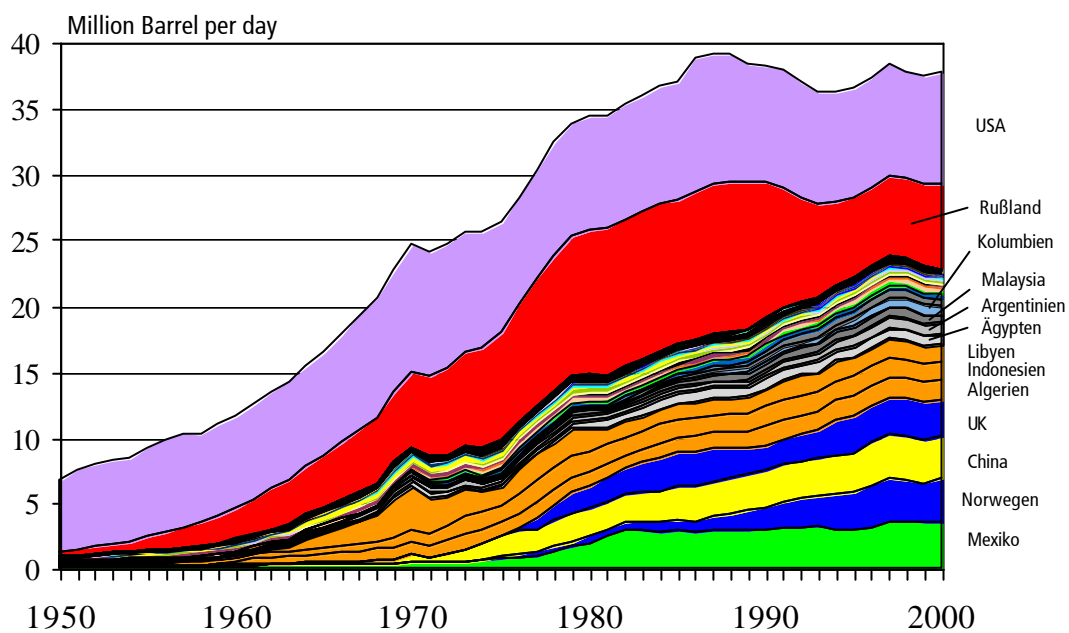


Bild 31: Historischer Produktionsverlauf der Staaten im Decline

Erläuterungen zur Gruppierung der Staaten At-Peak (Tabelle 8)

Die sechs größten Produzenten dieser Gruppe (Venezuela, Kanada, Nigeria, Oman, Indien und Australien) stellen über 80 % der Produktion dieser Gruppe. Nach unserer Einschätzung sind sie bereits tendenziell im oder nahe am Decline.

Venezuela produziert heute weniger Öl als 1997 (- 7 %), auch wenn im Hochpreisjahr 2000 die Produktion nochmals gegenüber dem Vorjahr angehoben wurde. Dass der Einbruch nicht stärker ausfällt, hängt unseres Erachtens an der unsaubereren Trennung der Daten von Schweröl (v.a. Orimulsion) von konventionellem Öl, das keineswegs als hochwertiges Öl eingestuft werden kann.

Ähnlich verhält es sich in Kanada, das kurz nach den USA in den Produktionsrückgang ging. Dieser Rückgang wurde jedoch durch den erhöhten Anteil an synthetischem Öl (aus Ölsanden gewonnen) und an Bitumen mengenmäßig ausgeglichen. Auch hier ergeben sich wiederum qualitativ deutliche Unterschiede. Insbesondere da die Produktion von synthetischem Öl in Kanada in den Szenarien im Text explizit betrachtet wird, wird die kanadische Ölproduktion der Gruppe 2 zugeordnet.

In Nigeria konnte in der Vergangenheit die zunehmende offshore Produktion den Rückgang der onshore Förderung nur teilweise ausgleichen. Gemäß der Reservesituation stufen wir dieses Land in diese Gruppe ein.

Die Ölreserven von Oman sind deutlich kleiner und teurer zu erschließen als die der großen OPEC-Staaten in den Nachbarregionen. Unsere Einschätzung ist, dass die Produktion nicht mehr lange auf dem hohen Niveau gehalten werden kann.

Indien und Australien sind nach Einschätzung der US-EIA bereits im Decline oder zumindest auf einem Produktionsplateau.

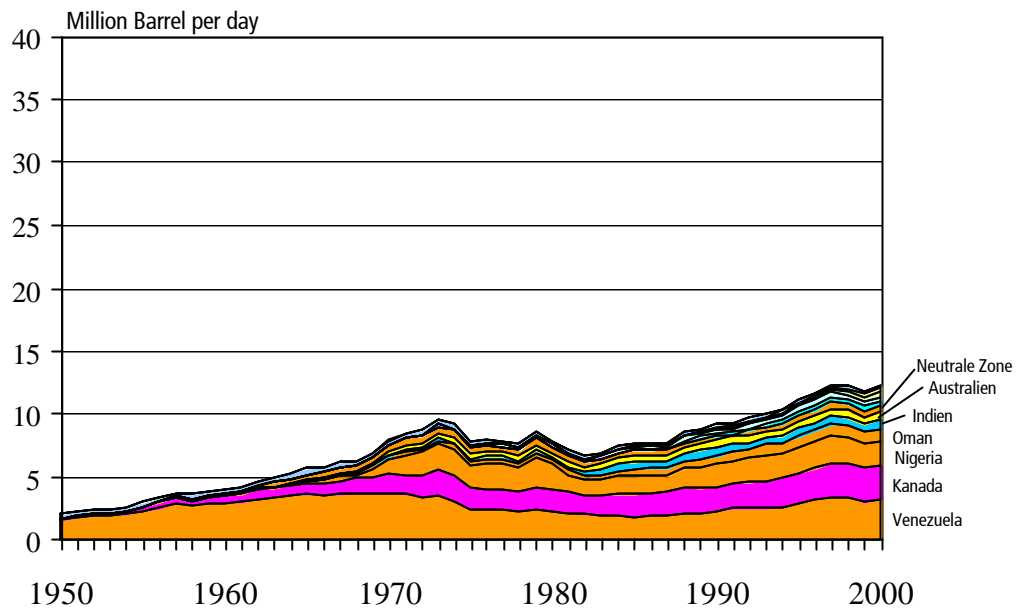


Bild 32: Historischer Produktionsverlauf der Staaten At-Peak

Erläuterungen zur Gruppierung der Staaten Pre-Peak (Tabelle 9)

Die fünf größten Produzenten dieser Gruppe (Saudi Arabien, Iran, Iraq, Abu Dhabi und Kuwait) stellen über 80 % der Produktion dieser Gruppe.

Auch wenn wir anhand der vergangenen Produktionsprofile, des Produktionsstadiums großer Einzelfelder und der bekannten Funde und Reserven dazu neigen, die beiden Staaten Iran und Kuwait eher in die Gruppe "At Peak" einzuordnen, so stellen wir Sie aufgrund der teilweise zweifelhaften Datenlage in diese Gruppe.

Ausserhalb der OPEC-Staaten sind vor allem die offshore Produktion im Tiefen Meer (vor allem Angola und Brasilien) und der Produktionsanteil Kasachstans am Kaspischen Meer möglicherweise noch deutlich ausweitbar. Heute stellen diese Regionen zusammen etwa 12 % der Produktion dieser Gruppe und weniger als 4 % an der Weltölproduktion. Die Reserven tragen mit weniger als 10 % zu den Reserven dieser Gruppe und zu etwa 5 % zu den Weltölreserven bei.

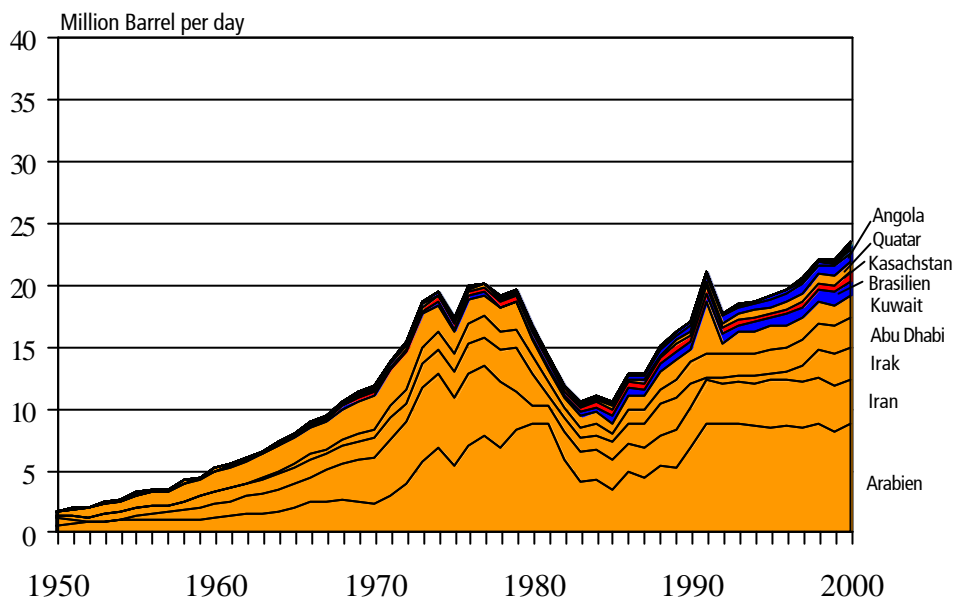


Bild 33: Historischer Produktionsverlauf der Staaten Pre-Peak

Weitere Datenanalysen: Verdichtung der Daten auf die wichtigsten Öl-produzierenden Staaten

In Tabelle 10 bis 12 werden die wichtigsten Staaten aus den jeweiligen Gruppen sortiert nach der Höhe ihrer Produktion im Jahre 2000 und die Produktionswerte kumuliert. Die Auflistung wird abgebrochen, wenn mindestens 80% der Gesamtproduktion der Gruppe erreicht sind.

Tabelle 10: Decline: Die wichtigsten Staaten

Staat	Produktion 2000 Mb/day	kumulierte Produktion (Anteil an der Gruppe) %	Reserven Gb
USA	8,4	22	32
Russland	6,5	39	140
Mexico	3,5	49	25
Norwegen	3,3	57	16
China	3,3	66	25
UK	2,7	73	11
Algerien	1,5	77	16
Indonesien	1,4	81	9
Libyen	1,3	84	25
Ägypten	0,8	87	4
Summe	32,7	87	337

Tabelle 11: At-Peak: Die wichtigsten Staaten

Staat	Produktion 2000 Mb/day	kumulierte Produktion (Anteil an der Gruppe) %	Reserven Gb
Venezuela	3,1	25	64
Kanada	2,7	47	8
Nigeria	2,0	63	29
Oman	1,0	71	7
Indien	0,7	77	17
Australien	0,6	81	5
Summe	10,0	81	156

Tabelle 12: Pre-Peak: Die wichtigsten Staaten

Staat	Produktion 2000 Mb/day	kumulierte Produktion (Anteil an der Gruppe) %	Reserven Gb
Saudi Arabien	8,7	37	229
Iran	3,7	53	101
Irak	2,6	64	96
Abu Dhabi (UAE)	2,4	74	57
Kuwait	1,7	81	55
Brasilien	1,2	87	12
Kasachstan	0,8	90	27
Qatar	0,8	93	15
Angola	0,8	97	11
Summe	22,6	97	602

Anhang 2 Glossary

Barrel	=	159 Liter
EUR	=	Estimated Ultimate Recovery (Menge des insgesamt förderbaren Öls)
EUROGAS	=	Verband der Europäischen Gasversorger
Gb	=	Gigabarrel = 1 Mrd Barrel
IEA	=	International Energy Agency
Mb	=	1 Mio Barrel
NC	=	non-conventional oil (unkonventionelles Erdöl)
NGL	=	Natural Gas Liquids
OECD	=	Organisation for Economic Cooperation and Development
P50-Reserve	=	Mit 50% Wahrscheinlichkeit anzunehmende Reserve ("proved and probable")
Tcf	=	Tera cubic feet; 100 Tcf = 2,8 Mrd m ³
USGS	=	US Geological Survey
US-EIA	=	US Energy Information Administration

