2. Exkurs: Fossile Energieressourcen

M. Renggli, Bundesamt für Energie **September 2006**

Inhalt

1 Übersicht über Perspektiven und Meinungen 1
1.1 Das Schweizerische Gesamtenergiekonzept 1
1.2 „Pessimisten“ 1
1.3 „Optimisten“ 3
1.4 „Konfliktforscher“ 3
1.5 „Spekulanten“ 4
2 Reserven und Ressourcen 5
2.1 Erdöl 5
2.1.1 Begriffe, Daten und statische Reichweiten 5
2.1.2 Nachgewiesene Reserven: Fund- und Produktionsraten, geografische Verteilung 6
2.1.3 Wirtschaftliche Potenziale und Investitionsbedarf 9
2.2 Erdgas 10
2.3 Pro memoria: Kohle 11
3 Fazit 12
Literatur 13

1 Übersicht über Perspektiven und Meinungen

1.1 Das Schweizerische Gesamtenergiekonzept

Die begrenzte Verfügbarkeit des Erdöls ist seit der ersten Erdölpreiskrise 1973/74 ein geradezu existenzielles Thema. Mit den Postulaten „Sparen und Substituieren“ forderte bereits das Schweizerische Gesamtenergiekonzept (GEK) 1978 die Steigerung der Energieeffizienz sowie den Ersatz von Erdöl durch andere Energieträger [3]. 1975 betrug der Anteil der Erdölprodukte am Endenergieverbrauch rund 75%. Für das Jahr 2000 erwartete die GEK mit ihrem Szenario IIIa - mit politischen Instrumenten auf der Basis eines Energieartikels in der Bundesverfassung, jedoch ohne Energieabgabe - einen Anteil von 59%. Dieser Wert wurde im Jahr 2000 tatsächlich erreicht. In absoluten Mengen nahmen allerdings der Verbrauch an Erdölprodukten und der gesamte Endenergieverbrauch um 8 bzw. 9% weniger zu als die GEK unter den dannzumaligen Annahmen über Instrumente und Rahmenentwicklungen erwartet hatte, und das „Sparen“ hat mehr zum Ersatz des Erdöls beigetragen als das erwartete „Substituieren“.

1.2 „Pessimisten“

Die Steigerung der Ölpreise hat in den letzten Jahren eine bisher unerreichte Flut von Publikationen ausgelöst über ein Ende des Ölzeitalters und die daraus zu ziehenden politischen Folgerungen. Besonders aktiv sind der Gründer der „Association for the Study of Peak Oil“ (ASPO) C.J. Campbell [2] und sein Umfeld.

Die Peak-Oil-These basiert auf einer am 4. Februar 1949 in der Zeitschrift SCIENCE publizierten Darstellung von K.M. Hubbert. Danach hat die Produktion fossiler Energieträger die Form einer Glockenkurve, die Anfang, Scheitelpunkt und Ende des Produktionsverlaufs beschreibt. Untermauert wird die These durch Statistiken, die zeigen, dass die Entdeckung neuer Ölreserven nicht mehr mit der Produktion Schritt hält. Von Interesse ist der Zeitpunkt des Maximums, da danach mit sinkender Produktion und, gemäss den Vertreter dieser These, auf die Dauer mit Engpässen und Versorgungskrisen zu rechnen ist. Mit einem internationalen „Depletion Protocol“, sollen gemäss Campbell, die Netto-Importe aller Länder jährlich so reduziert werden, dass sie der Ausschöpfungsrate der nachgewiesenen und neuen Rohölreserven entsprechen. Dies soll dazu führen, dass der Ölpreis im Verhältnis zu den Produktionskosten vor allem auch im Interesse der Entwicklungsländer stabil bleibt.

Zur Sicht der „Pessimisten“ ist folgendes festzustellen:

Dem Hubbert-Model liegen sehr stark vereinfachende Annahmen zu Grunde, die für einzelne Erdölfelder oder Regionen mit Einschränkungen zutreffen können, nicht aber für die globale Erdölwirtschaft:

- Die Reserven sind eine dynamische Grösse. Entgegen dem Hubbert-Modell sind sie aus technischen (nicht nur taktischen) Gründen nicht im Voraus bekannt.

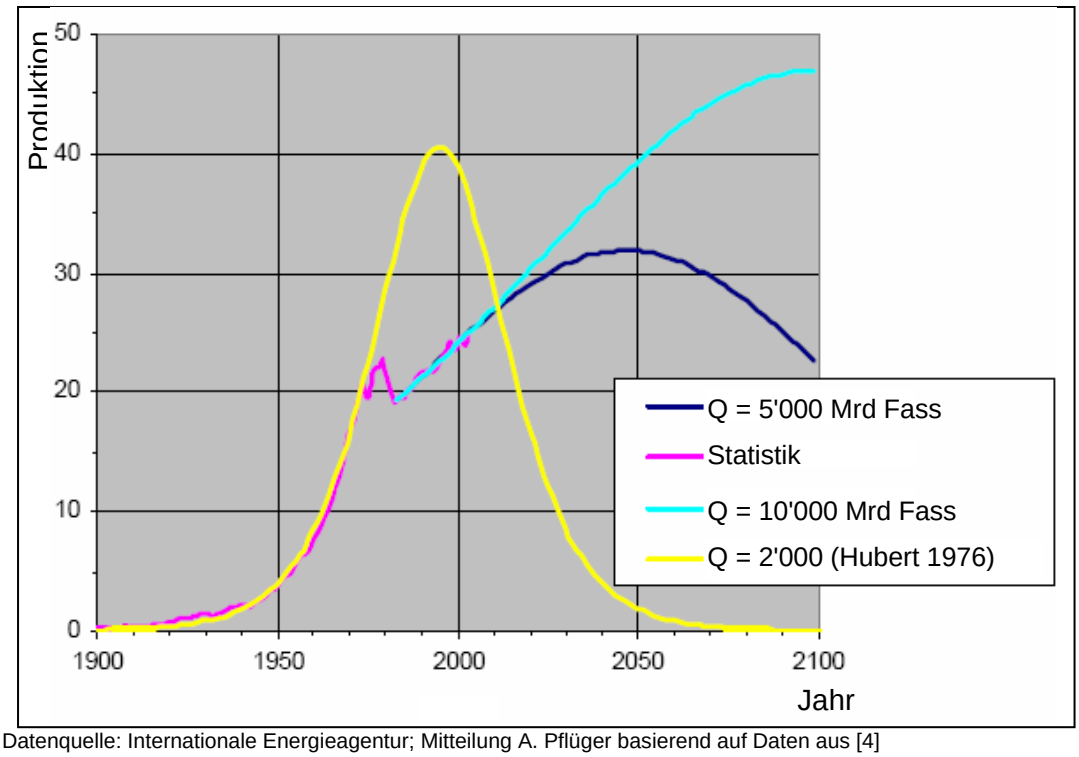
- Die Erdölförderung folgt nicht einer konstanten Rate, sondern passt sich, wie dies auch heute der Fall ist, der Nachfrage, den Ertragserwartungen der Produzenten und der Konkurrenzsituation, z.B. zwischen den OPEC und den Nicht-OPEC-Ländern, an.

- Die Nachfrage nach Erdölprodukten wächst nicht konstant, sondern reagiert auf die Marktpreise und die Preise für Substitutionsenergien.

- Der Umfang und die Zuwächse der nachgewiesenen Reserven, die Produktionserhöhung durch die verbesserte Ausschöpfung bestehender Felder sowie der Umfang der nichtkonventionellen Reserven werden sehr unterschiedlich eingeschätzt. Die Vertreter der Peak-Oil-These treffen konservative Annahmen über den technischen Fortschritt in Erdöl-Exploration, -Entwicklung und -Förderung sowie über die nicht-konventionellen Ressourcen. In der Regel werden die letzteren ganz aus der Betrachtung ausgeklammert.

Figur 1 zeigt eine frühe Fassung der Hubbert’schen Kurve mit der dannzumaligen (1976) Annahme von 2’000 Mrd Fass an konventionellen Reserven. Der Peak wäre danach vor dem Jahr 2000 aufgetreten. Im Laufe der Zeit wurde der Peak wiederholt verschoben. Deffeyes K.S. erklärte im Januar 2004 den 24.11.05 als „World Peak Day“, dann den 16.12.05 [2]. Wenn man heute aufgrund der fortschreitenden Technik 5’000 Mrd Fass als plausibel erachtet, würde dies einen Peak um 2040, bei 10'000 Mrd Fass um 2100 bedeuten.

Figur 1: **Hubbert’s-Kurven und unterschiedliche Annahmen über das maximal gewinnbare Rohöl**



Datenquelle: Internationale Energieagentur; Mitteilung A. Pflüger basierend auf Daten aus [4]

Die Reduktion der zahlreichen Einflussfaktoren auf Erdölangebot und -nachfrage auf eine einzige Kurve ist allerdings für Prognosen ungeeignet. Es wäre aber auch falsch, mit energiepolitischen Instrumenten und Massnahmen zuzuwarten, bis ein allfälliger Erdöl-Peak statistisch nachgewiesen ist.

1.3 „Optimisten“

Eine wesentlich optimistischere Sicht vertritt z.B. P.R. Odell [7], der im Unterschied zum bekannten „Geologen“ Campbell ein bekannter „Energiewirtschafter“ ist. Er weist darauf hin, dass sich die Erdölnachfrage seit den siebziger Jahren schwächer als erwartet entwickelt hat und sieht darin einen langfristigen Trend. Er ist der Meinung, dass die nachgewiesenen konventionellen Erdölreserven bei weitem ausreichen, um die Nachfrage bis 2060 ohne wesentlichen Preisdruck zu decken. Nach Auffassung dieses Autors würde sich der Anteil der kohlenstoffhaltigen Energieträger an der Energieversorgung von ca. 80% bis in das Jahr 2100 auf 55% reduzieren. Erdgas würde aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen das Erdöl, die Kohle, und bei der Stromerzeugung auch die Kernenergie, bei weitem überflügeln. Als wesentliche Voraussetzung für die Beseitigung des derzeitigen „Chaos“ auf dem Erdölmarkt fordert er eine Abstimmung der Politik zwischen Produzenten- und Verbraucherländern.

Zur Sicht der „Optimisten“ ist folgendes festzustellen:

- Wie „Pessimisten“ kommen auch „Optimisten“ nicht darum herum, Annahmen über eine unsichere Zukunft zu treffen, die im Falle der Einschätzung des hier erwähnten Autors bezüglich der nicht-konventionellen Gasreserven eher spekulativ sind und die technische Probleme und Kosten, z.B. der Nutzung von Methanhydraten[1], wahrscheinlich unterschätzen.

- Eine dauerhafte Normalisierung der Erdölmärkte ist nur mit politisch weitgehend stabilen Förderländern, sicheren Transport- und Verarbeitungssystemen möglich.

- Seit 2003 ist die operative Reserve der OPEC-Länder zum Ausgleich von Nachfragespitzen oder Lieferausfällen sehr tief (aber neulich wieder steigend). Die Erdölnachfrage Chinas ist zwischen 2003 und 2004 um mehr als 8% pro Jahr gewachsen (2005: +3%). In zahlreichen Nicht-OPEC-Ländern ist die Erdölproduktion stark gesunken. Dies sind Warnsignale für denkbare langfristige Trends.

1.4 „Konfliktforscher“

Einige Autoren verstehen viele wirtschaftliche Krisen und kriegerische Konflikte der Neuzeit sowie manche zwischenstaatliche Allianz als Kampf um Erdöl [9] und warnen vor drohenden Ressourcen-Kriegen zwischen den Grossmächten [5].

Dazu ist folgendes festzustellen:

- Der Einsatz der „Erdölwaffe“ oder Restriktionen bei Erdgaslieferungen können Mittel zu politischen Zwecken sein, waren bisher allerdings „stumpfe“ Waffen. Wichtige Produzentenländer wie Venezuela, Nigeria, Irak und Iran haben in den letzten Jahren aufgrund von Kriegen und Konflikten Produktion oder Exporte eingeschränkt und damit die globale Versorgungsbasis verkleinert, jedoch nicht in Frage gestellt.

- Die Stürme in den USA (2005) und der kürzliche Ausfall der Alaska Pipeline (2006) zeigen, dass die Ölversorgung auch innerhalb grosser Regionen verletzlich ist. Trotz flexibler Logistik werden wesentliche Erdölmengen noch lange Zeit durch die unfall- und potenziell konfliktträchtigen Nadelöhre der Seestrassen u.a. von Hormuz und Malakka transportiert. Die im Juli 2006 eröffnete und bisher teuerste Erdölpipeline von Baku am kaspischen Meer in die Türkei, welche Iran und Russland umgeht, ist ein Beispiel dafür, dass Marktunsicherheiten dazu beitragen, dass neue Versorgungswege und Produzentenregionen für den Weltmarkt erschlossen werden.

- Im Interesse ihrer langfristigen Entwicklung wollen die Ölproduzentenländer die „Knappheitsrenten“ einheimsen. Sie verwahren sich gegen Energieabgaben, Substitutionsbestrebungen und den Produktemix einschränkende Umweltvorschriften der Verbraucherstaaten. Ölproduzenten kritisieren auch spekulative Interventionen von Finanzkreisen auf dem Erdölmarkt. Anderseits gefährden wichtige OPEC-Staaten und andere Förderländer (Russland, Mexiko) mit dem sehr

[1] In grossen Mengen vorhandenes, in Eis eingelagertes Methan

restriktiven Zugang zu nationalen Reserven den Know-How-Transfer in ihre eigenen Länder sowie die Investitionssicherheit für internationale Investoren und Ölgesellschaften. Rund 80 Prozent der Erdöl- und Erdgasreserven sind in der Hand von staatlichen Unternehmen, die restlichen werden von zumeist multinationalen, privaten Unternehmen kontrolliert. Diese Konzentration gibt wenigen Mitspielern eine erhebliche Marktmacht.

- Seit jeher war es für die OPEC schwierig, ein bestimmtes Preisband für Rohöl sowie Förderquoten durchzusetzen. Im Frühjahr 2005 wurde das Preisband von 25-28 US-Dollars (USD) pro Fass „vorübergehend" aufgegeben, da der Weltmarktpreis stets deutlich darüber lag. 2005 und 2006 wurde in Verlautbarungen unterschiedlicher OPEC-Quellen gemeldet, dass ein Preisband von 30-50 USD pro Fass unterstützt würde. Dem liegen Optimierungsüberlegungen zugrunde: Einerseits wollen die Produzenten ihren Ertrag sichern, im Hinblick auch auf die von manchen Beobachtern erwartete Abwertung des USD. Anderseits soll das globale Wirtschaftswachstum nicht gefährdet werden, was erst mit Preisen über 50 USD pro Fass zutreffen dürfte.

- Trotz der Gegensätze bestehen gegenseitige Abhängigkeiten zwischen Produzenten und Konsumenten und damit ein beiderseitiges Interesse an langfristig stabilen Handelsbeziehungen: Im Rahmen des „International Energy Forum" wurde der 1991 von der IEA und der OPEC gestartete Dialog weiterentwickelt. Er umfasst gemeinsame Lagebeurteilungen sowie die Verbesserung der Berechenbarkeit und der Transparenz der Angebots- und Nachfrageentwicklungen (Joint Oil Data Initiative). Richtigerweise werden heute auch die Schwellen- und Entwicklungsländer in diesen vertrauensbildenden Prozess einbezogen. Auf europäischer Ebene wird seit 1994 versucht, mit rechtlich verbindlichen Regeln des „Energie Charta Treaty" den Energiehandel und –transport zwischen Ost- und West-Europa und die Investitionstätigkeit zur Erschliessung, vor allem der Erdöl- und Erdgasreserven in Russland, zu fördern. Zum Vertrag gehört ein Protokoll über Energieeffizienz, wo in osteuropäischen Ländern ein grosser Nachholbedarf besteht.

1.5 „Spekulanten"

Nach Ansicht der meisten Analysten liegen die Ursachen für die Preiserhöhungen der letzten Jahre nicht an einem unzureichenden Rohölangebot. Im Gegenteil zeigen die Ölmarktberichte, dass die Rohölförderung der wachsenden Nachfrage gefolgt ist, diese sogar übertrifft und die Bestände der Rohöllager erhöht wurden. Wichtige Ursachen der Preiserhöhungen der letzten Jahre sind somit die mangelnden Raffineriekapazitäten v.a. in den USA, tiefe Lagerbestände an Erdölprodukten der Endverbraucher u.a. als Folge des Ausbaus staatlicher strategischer Vorräte, Versorgungsengpässe in den USA als Folge von Wirbelstürmen, tiefe operative Produktionsreserven (spare capacity) in den Förderländern und nicht zuletzt ein „Risikozuschlag" angesichts geopolitischer Konflikte.

In Phasen rapide steigender Preise, treten auf den Rohstoffmärkten Spekulanten auf, was zu Überbewertungen führen kann. Auf dem Erdöl- und dem Uranmarkt ist seit anfangs der 2000er Jahre diese Erscheinung offensichtlich und sie überlagert die übrigen Ursachen der Preissteigerung. Spekulierende Finanzinvestoren bringen zwar Liquidität in den Markt für Zukunftskontrakte, so dass Erdölnachfrager genügend Partner finden, welche Ihnen gegen entsprechende Entschädigung Preisrisiken abnehmen. In der von einer Kommission des US-Senates im Juni 2006 publizierten Untersuchung über die Erdöl- und Erdgaspreise wird jedoch vermutet, dass der gewaltige Zufluss von Dollars im Energiemarkt und die daraus entstandene „Spekulationsblase" die Angebots- und Nachfrageverhältnisse stark verzerrt, die Raffinerien und Erdölfirmen, in der Hoffnung auf noch höhere Preise, zum Horten von Erdöl anreizen und zu exzessiver Preisvolatilität führt. Vermutet wird, dass die Finanzinvestitionen ca. USD 20-25 pro Fass ausmachen und der Preis (im Juni 2006) somit bei 50 statt bei 70 USD pro Fass liegen müsste. Die Senatskommission weist selber darauf hin, dass wegen der fehlenden Transparenz eine genaue Einschätzung der Spekulationsauswirkungen schwierig ist und andere Quellen, wie die New Yorker Börse, den spekulativen Einfluss geringer einschätzen, allerdings nur mit Berücksichtigung der kurzfristigen Zukunftskontrakte. Gefordert wird eine verstärkte Aufsicht über die bisher der Beobachtung und Regulierung nicht unterstellten „Over-The-Counter" -Märkte.

2 Reserven und Ressourcen

2.1 Erdöl

2.1.1 Begriffe, Daten und statische Reichweiten

Unterschieden wird bei Erdöl (und Erdgas) zwischen Reserven und Ressourcen sowie zwischen konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen. Reserven sind bekannte Vorkommen, die mit heutiger Technik zu wettbewerbsfähigen Kosten gefördert werden können. Ressourcen umfassen bekannte Vorkommen und die vermuteten Vorkommen, die sich noch nicht fördern lassen. Die bisherige Produktion, die Reserven und Ressourcen bilden zusammen die geschätzten, technisch produzierbaren Vorkommen (Estimated Ultimate Recovery).

In Tabelle 1 sind Begriffe und aktuelle Daten zusammengestellt. Die Angaben sind der zum Standardwerk gewordenen IEA-Publikation „Resources to Reserves“ (2005) entnommen [4]. Die Publikation ist unter Einbezug eines Netzwerkes von Experten aus Beratungsunternehmen, Ölwirtschaft, Wissenschaft sowie Behörden der IEA-Länder entstanden.

Tabelle 1: **Maximal gewinnbares, konventionelles und nicht-konventionelles Erdöl und Erdgas, in Mrd. Fass Erdöl äquivalenten**

	Erdöl	**Erdgas**
Konventionelles Erdöl/Erdgas		
Bereits produziert	1’000	450
Entdeckt, nachgewiesen	**1’100**	**1’050**
Entdeckt, nicht-nachgewiesen	400	500
Noch nicht entdeckt (neue Funde)	800	800
Erhöhte Ausbeute bestehender Reserven	300	-
Total: Technisch produzierbare, konventionelle Reserven 1)	3’600	2’800
Technisch noch nicht produzierbar	3’700 – 4’700	– 2)
Nicht konventionelles Erdöl/Erdgas		
Bereits produziert	0.01	-
Erdöl: Schweröl, Bitumen, Öl-Sande und -Schiefer	7’000	-
Erdgas: Flözgas, Gas in festen Gesteinen, Gasschiefer	-	1’500
Total: Technisch produzierbar	1’000-3’000	?
Technisch noch nicht produzierbar	4'000 – 6’000	6’000 – 60’000

Datenquelle [4] Resources to Reserves

1) Inkl. die bereits produzierten Mengen
2) Technisch noch nicht produzierbare Erdgasreserven sind schlecht bekannt.

Die Zahlenangaben der IEA basieren auf im Jahr 2003 aktualisierten Daten des United States Geological Survey (USGS). Dies ist die am meisten verwendete, breit abgestützte Datenbank.

Konventionelles Erdöl hat eine spezifische Dichte unter 0.934 g/cm^3. Zum nicht-konventionellen Erdöl zählen daher Schweröl, Bitumen, Teersand und in der Regel Ölschiefer. Im Begriffsystem des United States Geological Survey (USGS) wird als Abgrenzungsmerkmal zwischen konventionell und nicht-konventionell auch die geologische Lage der Vorkommen verwendet. Den Vorkommen werden zudem Wahrscheinlichkeiten zugeordnet. Als nicht-konventionelles „Erdöl“ gelten manchmal auch verflüssigte Kohle und verflüssigtes Erdgas (in Tabelle 1 nicht aufgeführt). Beim Erdgas werden vor allem die aus heutiger Sicht „ungewöhnlichen“ Vorkommen als nicht-konventionell bezeichnet.

Im Laufe der Ölförderung werden die Daten in der Regel präziser und dementsprechend revidiert. Starke Revisionen der nachgewiesenen Reserven erfolgten in der zweiten Hälfte der 80er Jahre als die OPEC beschloss, die Länderquoten von den Reserven abhängig zu machen. Seither wurden keine Neueinschätzungen dieses Ausmasses vorgenommen. In einzelnen Fällen (u.a. Shell) erfolgte die Revision nach Interventionen der Börsenaufsicht. Mit fortschreitender Exploration, Entwicklung, Planung und Kommerzialisierung der Vorkommen verschieben sich die Grenzen zwischen konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen.

Ein Teil der Kontroverse um Erdölreserven ist auf die zum Teil auch aus taktischen Gründen fehlende Transparenz, die objektive Unsicherheit der Daten und die Vielfalt der Kategorisierungen zurückzuführen. Am häufigsten genannt werden die nachgewiesenen Reserven, welche mit heutiger Technik als wirtschaftlich förderbar betrachtet werden. Nach Tabelle 1 betragen diese für das Rohöl 1'100 Milliarden Fass (beim Erdgas 1'050 Milliarden Fass Erdöl äquivalente). „Pessimisten" und „Optimisten" sind sich einig, dass die nachgewiesenen Reserven bloss eine Momentaufnahme sind. Demzufolge ist die häufig genannte „statische Reichweite" der konventionellen, nachgewiesenen Erdölreserven von 40 Jahren (Tab. 2) nur ein Indikator für eine jeweils aktuelle Situation (2006 beträgt die Reichweite rund 37 Jahre: 1'100 Mrd Fass geteilt durch ca. 30 Mrd Fass Jahresproduktion).

Tabelle 2: **Statische Reichweiten**

Erdöl	ca.	40 Jahre
Erdgas	ca.	65 Jahre
Kohle	mind.	155 Jahre

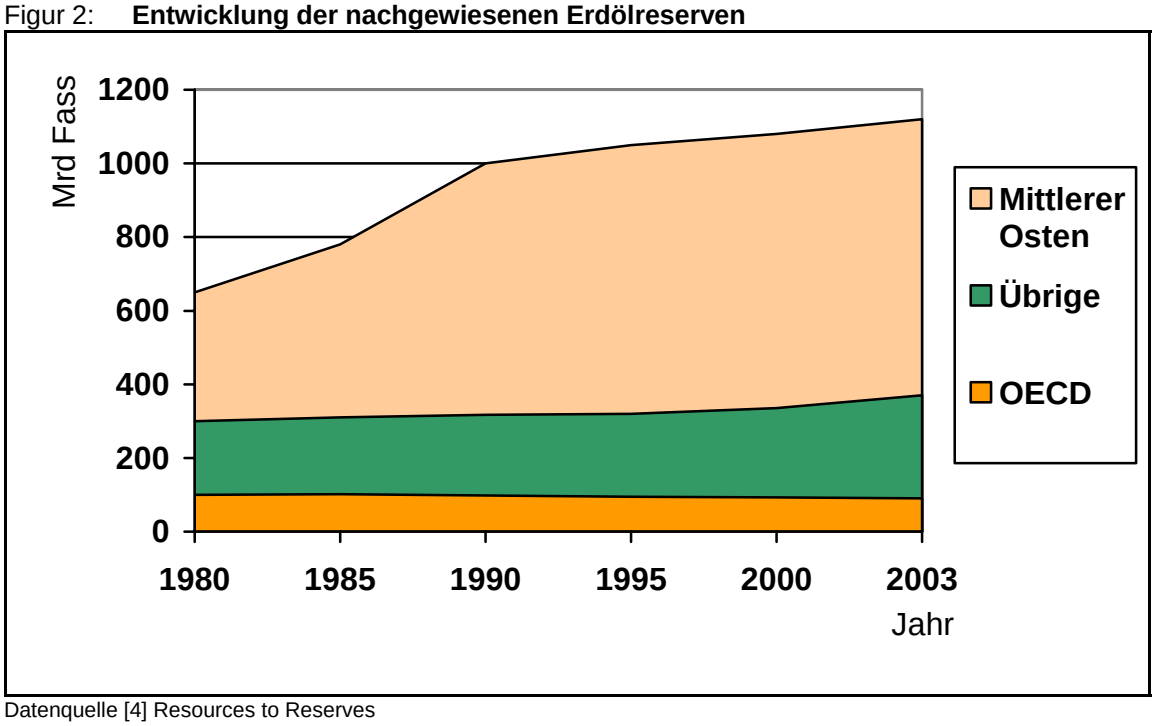
2.1.2 Nachgewiesene Reserven: Fund- und Produktionsraten, geografische Verteilung

Die Zunahme der nachgewiesenen Reserven nach Figur 2 bedeutet, dass die laufende Produktion jeweils durch höhere Reserven kompensiert wurde. Diese Darstellung wird von „Pessimisten" strikte abgelehnt. Sie weisen darauf hin, dass Neueinschätzungen der OPC-Staaten nicht beim Zeitpunkt der Einschätzung verbucht werden dürfen, sondern beim früheren Zeitpunkt der Entdeckung des betreffenden Feldes.

Zu berücksichtigen ist die sinkende Kurve der neuen „Funde", wie in Figur 3 für Erdöl und in Figur 4 für Erdgas dargestellt. Kombiniert mit der jeweiligen jährlichen Produktion zeigt sich, dass diese seit rund 20 Jahren die neuen Entdeckungen übersteigt. Beide Darstellungen haben ihre Berechtigung. Sie zeigen, dass mit Kurven und Zahlen vorsichtig umgegangen werden muss. Die Darstellungen nach Figuren 3 und 4 sind ein Warnsignal.

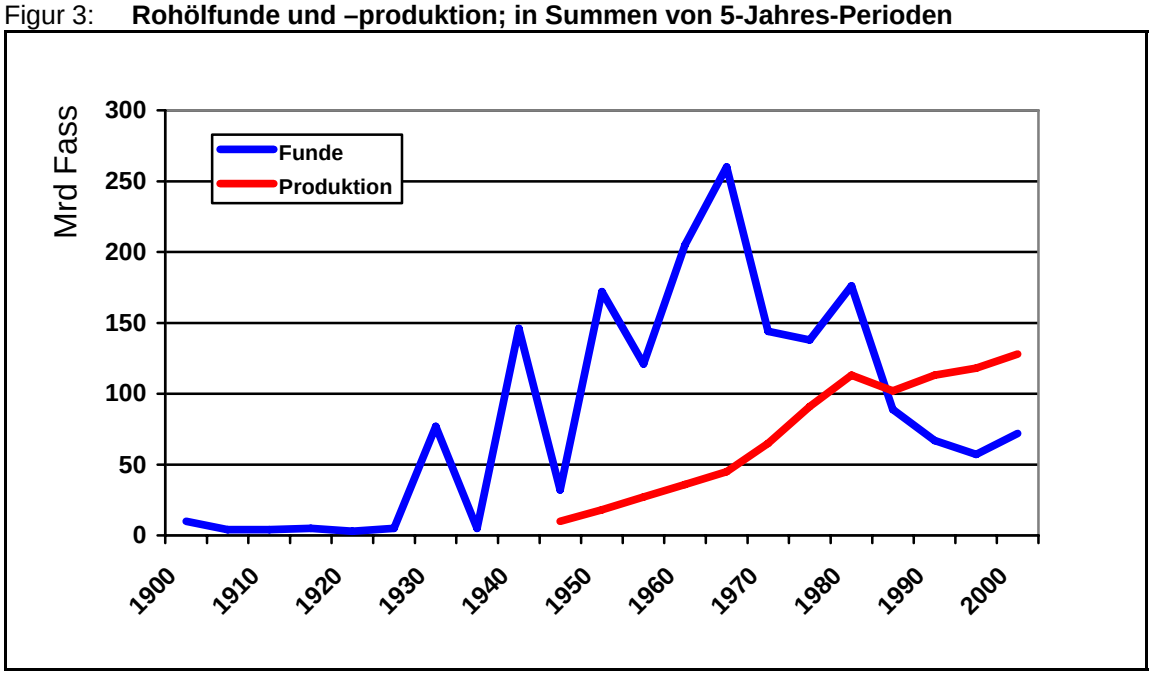
Beunruhigend ist die Abnahme der nachgewiesenen Reserven in fast allen OECD-Ländern (Fig. 2) und die Dominanz der Reserven des Mittleren Ostens und Nordafrikas (MENA-Staaten: Saudi Arabien, Irak, Iran, Vereinigte Arabische Emirate VAE, Algerien, Lybien, Ägypten) auf welche gut 61% der nachgewiesenen Reserven entfallen (Fig.5). Allein 20% entfallen auf wenige grosse Felder in Saudi-Arabien. Ein „Pessimist" aus dem Kreis des Investment-Banking (R.M. Simmons) vertritt die Ansicht, dass in Saudi-Arabien allein schon aus technischen Gründen ein dramatischer Rückgang der Förderung zu erwarten ist - ähnliche technische Probleme würden sich auch in andern Ländern auf absehbare Zeit stellen.

Figur 2: **Entwicklung der nachgewiesenen Erdölreserven**



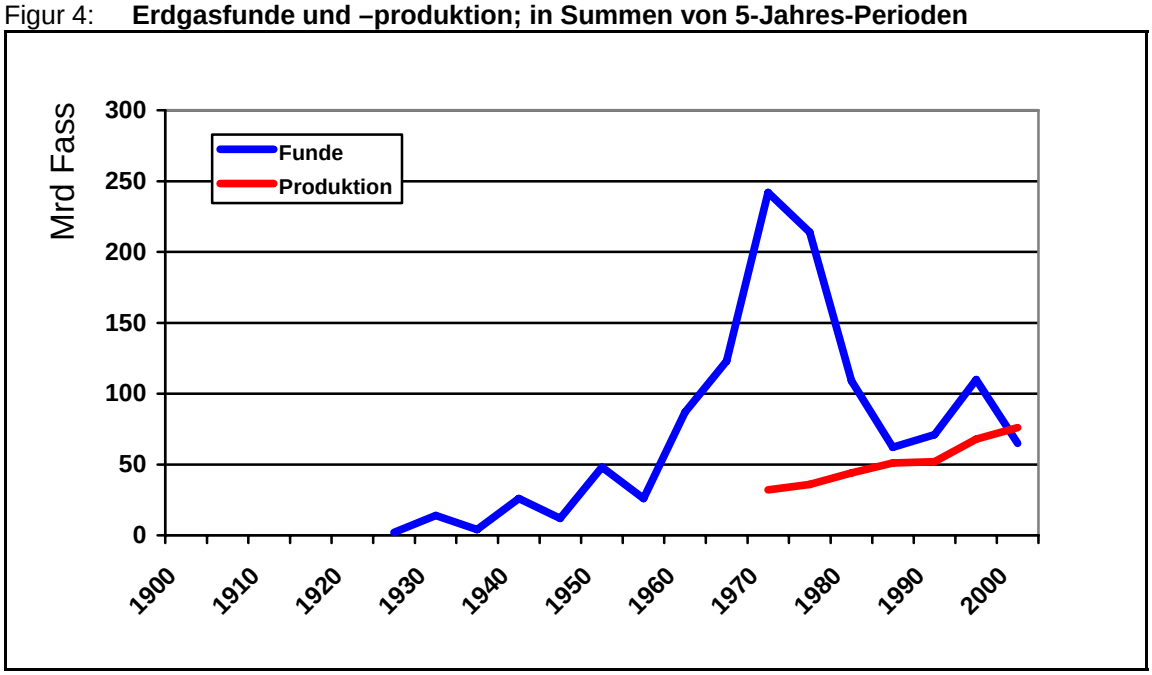
Datenquelle [4] Resources to Reserves

Figur 3: **Rohölfunde und –produktion; in Summen von 5-Jahres-Perioden**



Datenquelle: R.-P. Bauquis, Institut Français du Pétrole; Workshop über die Verfügbarkeit fossiler Energieressourcen, BFE 2004

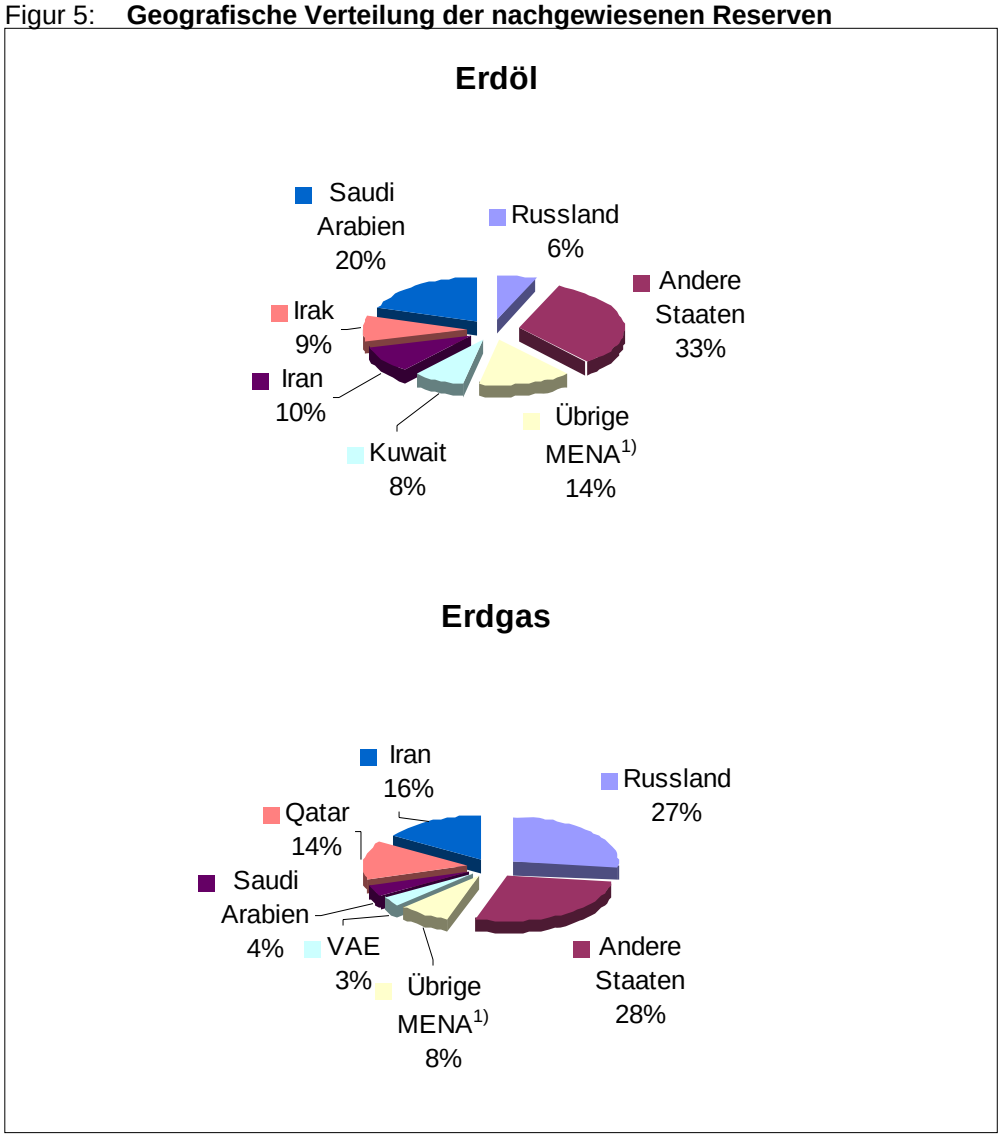
Figur 4: **Erdgasfunde und –produktion; in Summen von 5-Jahres-Perioden**



Datenquelle: R.-P. Bauquis, Institut Français du Pétrole; Workshop über die Verfügbarkeit fossiler Energieressourcen, BFE 2004

Der Anteil der MENA-Staaten an den nachgewiesenen Erdölreserven ist wesentlich grösser als deren Anteil an der aktuellen Produktion. Ihr Anteil an der Erdölproduktion steigt somit im Referenzszenario „Weiter wie bisher“ der IEA von heute 35% auf 44% (2030).

Figur 5: **Geografische Verteilung der nachgewiesenen Reserven**



Datenquellen [4] World Energy Outlook 2005 und [1] BP Energie in Zahlen, 2006

1) MENA: Middle East (Saudi Arabien, Irak, Iran, VAE) und Nordafrika (Algerien, Lybien, Ägypten)

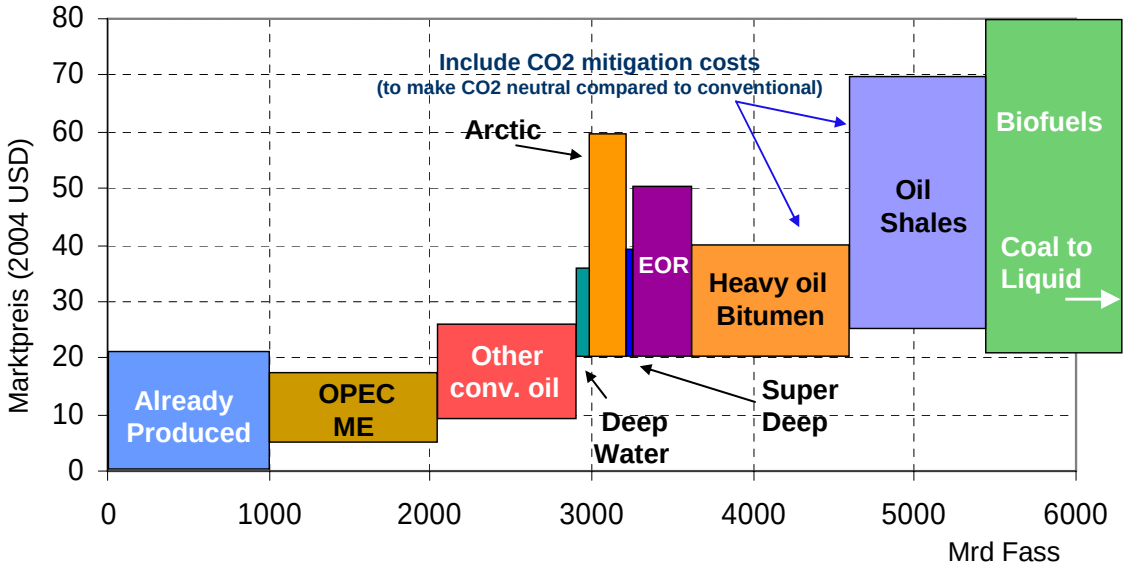
2.1.3 Wirtschaftliche Potenziale und Investitionsbedarf

Eher optimistisch stimmt die ökonomische Beurteilung der Nachfrageentwicklung und der Potenziale der Erdölförderung: Nach dem Referenzszenario, mit einer Energiepolitik „Weiter wie bisher“, der IEA (World Energy Outlook 2005) würde der summierte globale Erdölverbrauch bis 2030 rund einen Milliarde Fass betragen. Dieser liegt unter den heute nachgewiesenen Reserven. Ein stärker wachsender Verbrauch, insbesondere nach 2030, müsste entdeckte, aber noch nicht nachgewiesene Reserven, neue Funde, erhöhte Ausbeuten aus bestehenden Reserven oder zum Teil nicht-konventionelle Vorkommen beanspruchen.

In den letzten Jahren haben nach Meldungen aus Finanzkreisen die Ölgesellschaften ihre Explorations- und Entwicklungstätigkeit intensiviert (2005: +20%) [6]. Erste Erfolge zeichnen sich ab, wie z.B. das im Sommer 2006 im Golf von Mexiko entdeckte neue Vorkommen – dieses entspricht allerdings nur einem US-amerikanischen Verbrauch von zwei Jahren und ist eine technische (8000 - 9000m Tiefe, Risiko von Wirbelstürmen) und wirtschaftliche (ca. 40 USD pro Fass) Herausforderung. In Kanada und Venezuela werden in wachsendem Umfang nicht-konventionelle Vorkommen genutzt. Bisher wurde wenig in die erhöhte Ausbeute bestehender Felder investiert (EOR: Enhanced Oil Recovery). Nach Ansicht der IEA ist dies auf die tiefen Ölpreise der 90er Jahre zurückzuführen. Eine 5%-Verbesserung der Förderung in bestehenden Feldern würde etwa dem Umfang der heutigen Reserven in Saudi-Arabien entsprechen.

Figur 6 zeigt, dass bei steigendem Marktpreis neue Kategorien von Reserven und Ressourcen wirtschaftlich werden. Zu Kosten unter 25 USD pro Fass könnten noch rund 2'000 Milliarden Fass konventionelles Erdöl zusätzlich produziert werden. Bei 60 USD/Fass wären nicht-konventionelle Vorkommen, wie die Kohleverflüssigung, wettbewerbsfähig. Bei Ölsanden ist der Energieaufwand für die Produktion ein wesentlicher Kostenfaktor (ca. ¼ des Outputs). Bei den nicht-konventionellen Vorkommen wird in Figur 6 ein Zuschlag von 8 USD pro Fass für die Neutralisation der produktionsbedingten CO_2-Emissionen in Rechnung gestellt. Wirtschaftliche Potenziale bedeuten allerdings - wie bei anderen Energieträgern - nicht automatisch kommerzialisierte Ressourcen. Der Ölpreis müsste dauerhaft hoch bleiben, damit ausreichend investiert wird. Das Hauptproblem ist gemäss IEA der erhebliche Nachholbedarf sowohl bei den Upstream- wie bei den Downstream-Investitionen.

Figur 6: **Verfügbarkeit von Öl abhängig vom Marktpreis**



OPEC-ME: OPEC-Mittlerer Osten
EOR: Enhanced Oil Recovery (erhöhte Ausbeute bestehender Reserven)

Nach dem World Energy Outlook 2006 der IEA [4] muss im Erdölsektor der grösste Teil der bis 2030 erforderlichen rund 4'200 Mrd USD für die Aufrechterhaltung der bestehenden Kapazitäten eingesetzt werden.

Für die Gewährleistung des gesamten globalen Energieangebotes sind Investitionen von 20'200 Milliarden USD nötig. 56 Prozent des Investitionsbedarfs besteht im Elektrizitätssektor, je 21% bei Erdöl, 19% bei Erdgas und 3% bei der Kohle. Der Investitionsbedarf macht zwar nur wenige Prozente des Bruttoinlandproduktes der Produzentenländer aus. Erfolgen jedoch die erforderlichen Investitionen nicht zeitgerecht entstehen Engpässe und Preissteigerungen.

2.2 Erdgas

Die Ausgangslage beim Erdgas hat Ähnlichkeiten mit dem Erdöl. Da aber bisher die Nutzung der Reserven nur halb so gross war, dürften ressourcenbedingte Verknappungen später eintreten. Die statische Reichweite liegt seit Mitte der 80er Jahre zwischen 60 und 70 Jahren (aktuell 65 Jahre). Sowohl die nachgewiesenen Reserven (+25%) als auch die Produktion (+29%) sind seit 1995 stark gewachsen.

In ungefähr gleichem Umfang wie die bereits entdeckten Reserven werden in Kohle- und in Gesteinsformationen zusätzliche nutzbare nicht-konventionelle Methanvorkommen erwartet. Solche sind weit verbreitet und werden zurzeit vor allem in den USA in geringem Mass genutzt.

Wesentlich unsicherer und mit offenen Fragen verbunden (Nutzungstechnik, Konzentration der Energieträger, Umweltauswirkungen und Wirtschaftlichkeit) sind die Methanhydrate. In Eis gebundenes

Methan lagert unter dem Meeresboden in Sedimenten sowie in Permafrostböden. Die Schätzungen über die nutzbaren Vorkommen gehen stark auseinander - diese könnten jedoch alle bisher entdeckten und vermuteten Vorräte an fossilen Energieträgern weit übertreffen.

Rund ein Drittel der nachgewiesenen Erdgasreserven liegen in Russland (27%) und in den Staaten der früheren Sowjetunion. 30 Prozent entfallen auf Iran und Qatar, 8 Prozent auf Nordafrika und 9 Prozent auf OECD-Länder (Fig. 5). Die Gasnachfrage wird weltweit vor allem durch die Stromproduktion angetrieben – vorderhand nur in geringem Umfang in den aufstrebenden Wirtschaften China und Indien wegen der in diesen Ländern noch fehlenden Infrastruktur.

Die Transportkosten sind das wesentliche Kostenelement des Erdgases. Rund 25% des globalen Erdgasverbrauches werden grenzüberschreitend gehandelt. In den letzten Jahren hat sich der Transport in der Form von verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas LNG) als Alternative zu den Gaspipelines enorm entwickelt. Die bisher regionalisierten Gasmärkte werden damit zu globalen Märkten. Auf den LNG-Handel entfallen heute 7% des globalen Ergasverbrauchs - erwartet wird bis 2015 eine Verdoppelung [8]. Dies bringt für die globale Versorgungssicherheit Vorteile, indem entfernte Regionen, auch für Europa, erschlossen werden und die Flexibilität der Bezüge erhöht wird. Italien ist als wichtiger potenzieller Handelspartner der Schweiz daran, die Zahl der Anlande-Terminals von eins auf bis zu acht zu erweitern. Für grosse Gasmengen sind allerdings Pipelines weiterhin wirtschaftlicher. Die potenziellen LNG-Exportländer (u.a. Qatar, Oman, Trinidad, Indonesien, Malaysia, Australien) sind politisch stabil. Für die Importsicherheit reichen LNG-Terminals aber nicht aus. Lieferunterbrüche müssen weiterhin über Speicher, Flexibilität in den langfristigen Pipelineverträgen oder auf dem Spotmarkt ausgeglichen werden.

Auch das Pipelinesystem wird ausgebaut. Beispielsweise will Russland - bisher beim Erdgasexport nach Europa auf die Leitungen durch die Ukraine und Weissrussland angewiesen - durch die Türkei südliche und durch die Nordsee östliche Korridore verwirklichen. Neue Projekte werden auch in Richtung China verfolgt. Von europäischer Seite werden Projekte von der Kaspischen Region und vom mittleren Osten her vorangetrieben.

Das heutige Erdgasaufkommen Westeuropas stammt nach Angaben der Erdgaswirtschaft zu 55% aus westeuropäischen Quellen. Auf Grund der Reservesituation wird die Bedeutung Russlands jedoch stark zunehmen. Russland, mit dem Exportmonopool der staatlichen Gesellschaft Gazprom, wird für Europa der wichtigste Lieferant sein. Die Notwendigkeit neuer Techniken zur Effizienzsteigerung, die bessere Nutzung der Felder und der Ausbau des Transportsystems erfordern grosse Investitionen. Die Gasproduktion von Gazprom sinkt zur Zeit, die Gasnachfrage in Russland steigt und andere kaspische Produzentenländer haben Schwierigkeiten mit dem Netzzugang für Exporte. Die IEA stellt auch hier fest, dass die Investitionstätigkeit dem Bedarf hinten her hinkt.

Russland ist für die Finanzierung der wirtschaftlichen Entwicklung auf Einnahmen aus dem Energiehandel angewiesen. In wichtigen Fragen verfolgt der Hauptlieferant Europas jedoch eigene Ziele. So will sich Gazprom auch im für den Wettbewerb geöffneten Endkundensegment etablieren während sich die europäischen Länder bisher erfolglos um „Upstream“ – Beteiligungen bemühen. Die Auseinandersetzung zwischen der Ukraine und Russland über Netznutzungsentgelte und Gaspreise scheinen chronischer Natur zu sein. Durch den Bau der Ostseepipeline werden Risiken wegen Auseinandersetzungen zwischen den beiden Ländern reduziert. Die europäischen Länder haben ein starkes Interesse an der Diversifikation der Gasversorgung, insbesondere – geopolitisch ebenfalls heikel – durch Lieferungen aus dem Iran und den Kaspischen Ländern sowie aus Qatar und Nordafrika.

2.3 Pro memoria: Kohle

Nutzbare Vorkommen sind in rund siebzig Ländern vorhanden. 75 Prozent der Vorkommen entfallen auf Nordamerika, Russland, China, Indien und Australien. Kohle gilt damit als vergleichsweise krisensicherer Energieträger.

Aussagen über Reserven und Ressourcen sind genau so unsicher wie beim Erdöl und Erdgas. Leider ist es wegen der grossen Zahl von Kohlesorten und sehr unterschiedlichem Energiegehalt bisher nicht gelungen, Vorräte nach international harmonisierten Methoden zu quantifizieren. BP [1] gibt auf der Basis von nachgewiesenen Reserven und der Produktion 2005 eine statische Reichweite von 155

Jahren an. Andere Quellen sprechen von rund 400 Jahren (Bundesanstalt für Geowissenschaften, Deutschland) bis hin zu 900 Jahren.

Aufgrund der gestiegenen Erdöl- und Erdgaspreise ist die globale Kohlenutzung von 2000 bis 2005 (+ 24 %) gegenüber der zweiten Hälfte der 90er Jahre (+ 3%) stark gestiegen. Entsprechend sind auch die Kohlepreise gestiegen.

Die zukünftige Kohlenutzung wird noch lange Zeit nicht durch fehlende Reserven, sondern durch die Notwendigkeit des Umweltschutzes begrenzt. Es bestehen auch verfahrenstechnische und logistische Nachteile, welche in der Schweiz zum „Niedergang“ der Kohle beigetragen haben. Mit „Clean Coal Technology“, die sowohl die Effizienz wie die Umweltbilanz verbessert, sind diese Nachteile technisch weitgehend zu überwinden. Allerdings ist zu befürchten, dass die Entwicklungsländer, welchen das Kyoto-Protokoll keine Emissionsziele auferlegt, ihren rasch wachsenden Energiebedarf kaum mit solchen heute noch teuren Techniken decken können.

3 Fazit

Die Rohölpreiserhöhung der letzten Jahre beruht nicht auf einem unzureichenden Angebot. Aufgrund der verfügbaren Informationen ist jedoch zu erwarten, dass in einem Zeithorizont von 2030 bis 2050 die konventionellen Erdölreserven rasch und auf die Dauer zur Neige gehen. Aus diesem Grund wird für die tiefere Preisvariante der BFE-Perspektiven mit steigendem realen Rohölpreis ab 2030 gerechnet.

Es bestehen Anzeichen, dass die Erdöl-, und zeitlich verzögert auch die Erdgasversorgung, für Versorgungsengpässe anfälliger werden. Der Investitionsbedarf für die Erschliessung neuer Vorkommen und den Ausbau der Transport- und Verarbeitungskapazitäten ist gross. Es ist unsicher, ob diese Investitionen zeitgerecht und im nötigen Umfang erfolgen. Obwohl zwischen den Produzenten- und Verbraucherstaaten ein gegenseitiges Interesse an stabilen Handelsbeziehungen besteht, sind Erdöl- und Erdgasversorgung grossen, geopolitischen Risiken ausgesetzt. Aus diesen Gründen rechnet die höhere Preisvariante der BFE-Perspektiven ab der nächsten Zukunft mit einem konstant hohen, realen Rohölpreis.

Literatur

[1] BP Energie in Zahlen, Statistical Review of World Energy, 2006

[2] Campbell C.J., Liesenborghs F., Schindler J., Zittel W.: Ölwechsel! Das Ende des Erdölzeitalters und die Weichenstellung für die Zukunft; Global Challenge Network; dtv; 2006
Campbell C.J.: Oil Crisis; 2005
Campbell C.J.: The Coming Oil Crisis; 2004
Campbell C.J.: The Essence of Oil and Gas Depletion; 2003
Campbell C.J.: and Laherèrre J.: The End of Cheap Oil; Scientific American 1998

Ferner neben vielen anderen:
Deffeyes K.S.: Beyond Oil – The View from Hubbert's Peak; 2005
Deffeyes K.S.: Hubbert's Peak – The Impeding Oil Shortage; 2001

[3] EVED: Das Schweizerische Gesamtenergiekonzept; Bern 1978

[4] IEA: Word Energy Outlook 2006, Paris 2006
IEA: Resources to Reserves, Paris 2005
IEA: Word Energy Outlook 2005, Paris 2005
IEA: World Energy Investment Outlook, Paris 2003

[5] Ganser D.: Krieg und Frieden in der Wirtschaft: Das Zwölferspiel; pdf, ETH Life/polykum; Zürich 2006

[6] Lehman Brothers Investment Bank und City Group: Business Report, online edition; 2006

[7] Odell P.R.: Why Carbon Fuels Will Dominate the 21st Century's Global Energy Economy; 2004

[8] Seele R.: Der LNG-Markt, Stand, Herausforderung und Perspektiven für Europa; Zeitschrift "Energiewirtschaftliche Tagesfragen"; Heft 6, 2006

[9] Seifert T. et al.: Schwarzbuch Oel - Eine Geschichte von Gier, Krieg, Macht und Geld; Wien 2005

[10] Simmons M.R.: Twilight in the Desert – The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy; J. Wiley & Sons; Hoboken 2005

[11] United States Senate; Permanent Subcommittee on Investigations: The Role of Market Speculation in Rising Oil and Gas Prices; Washington D.C., 2006