

Workshop über die Verfügbarkeit fossiler Energieressourcen (Bern, 27. Februar 2004)

Sechs internationale Experten waren vom Bundesamt für Energie eingeladen worden, um über die künftige Verfügbarkeit von Erdöl- und Erdgasressourcen zu debattieren. Der Workshop sollte vertiefte Einsichten für die Überarbeitung der BFE-Energieszenarien 2035/2050 liefern. Einleitend stellte die Firma B.S.S. die im Auftrag des BFE erstellte Studie über „Versorgung mit fossilen Treib- und Brennstoffen“ vor ([Publikation](#)).

Die heute verbleibenden, sicheren Reserven betragen, je nach Schätzungen, 810-1200 Milliarden Barrel (Gb). Im Vergleich dazu wurden bis heute 985 Gb produziert. Die Schätzungen der noch zu entdeckenden Reserven („yet-to-find“) und des dank optimierten Fördertechniken erwarteten Reservenzuwachses in bekannten Lagerstätten („reserves growth“) klaffen mit 170 und 1650 Gb weit auseinander. Derzeit werden jährlich 27 Gb gefördert.

Dr. Colin Campbell, Gründer der „Association for the Study of Peak Oil“ und Wortführer derer, die eine Verknappung der weltweiten Erdölproduktion in den kommenden Jahren voraussagen, erläuterte seine Thesen, ausgehend von der Tatsache, dass seit Mitte 80er Jahre die neu aufgefundenen Erdölreserven nicht mehr mit der Weltproduktion mithalten. In verschiedenen Fördergebieten wie z.B. Becken oder einzelnen Ländern können die kumulierten, rückdatierten¹ Fündigkeiten – zeitlich verschoben – mit dem historischen Produktionsprofil korreliert werden. Aufgrund dieser Beobachtung errechnet Campbell den Höhepunkt (Peak) der Weltproduktion um 2010. Der Peak ist wichtiger als die Frage, wie lange Reserven noch ausreichen, da beim Überschreiten des Peaks mit der Verknappung der Ressourcen und gleich bleibender Nachfrage die Preise ansteigen. Campbell wies auf die unglaublichen Reserve-Statistiken der OPEC-Länder hin, die jahrelang trotz fortschreitender Ausbeutung unverändert geblieben sind. Ferner schlug er ein „Depletion Protocol“ vor, wodurch Erdöl importierende Staaten ihre Nachfrage um jährlich 2,5%, entsprechend der weltweiten Ausschöpfung, senken sollen. Andernfalls seien kriegerische Auseinandersetzungen zu befürchten.

Dr. Kenneth Chew (IHS Energy, die weltweit führende Firma in der Analyse erdölgeologischer Informationen) zeigte die Unzuverlässigkeit öffentlich zugänglicher Datenquellen auf. Diese schreiben sich oft gegenseitig ab (z.B. Oil & Gas Journal, BP) oder sind bei OPEC-Staaten (förderquoten-)politisch motiviert. Private Erdölfirmen verbuchen ihre Reserven höchst konservativ. Zudem sind die Vorgaben von Börsenaufsichten und Fachverbänden in verschiedenen Ländern nicht einheitlich. Die umfangreiche Untersuchung weltweiter Reserven und Ressourcen durch den US Geological Survey (USGS) stützt sich auf IHS-Daten.

Dr. Chew stellte fest, dass in den sieben Jahren seit dem Stichdatum der USGS-Studie nur 12% der vom USGS „vorausgesagten“ Reserven gefunden wurden. Deshalb beurteilte er die Einschätzungen des USGS betreffend „reserves growth“ (730 Gb) als realisierbar, zweifelte jedoch, ob die vom USGS veranschlagten 940 Gb „yet-to-find“ jemals entdeckt würden.

Prof. Pierre-René Bauquis, ehemaliger Strategie-Direktor des Erdölmultis Total und heute Dozent beim Institut français du pétrole (IFP), geht davon aus, dass die weltweite Erdölförderung um 2020 bei 97 Millionen Barrel pro Tag (Mb/d) ihren Höhepunkt erreichen wird (heute 77 Mb/d), d.h. etwas früher als z.B. Shell, die ein Plateau bei ca. 105 Mb/d ab 2025 annimmt. Bauquis skizzierte mögliche Alternativen zu herkömmlichen Treibstoffen beim sich abzeichnenden Erdöl-

¹ Die ursprünglich geschätzten Reserven eines Feldes, sowie die nachträglich dank gründlicherer Erforschung und fortschreitender Technologie gebuchten Reserven („reserves growth“) werden auf das Entdeckungsjahr der Lagerstätte rückdatiert.

Produktionspeak. Er erwartet, dass der Anteil des im Transportsektor eingesetzten Erdöls von derzeit 50% bis 2020 auf 60% steigen wird. Drei Kategorien von Substitutions-Treibstoffen könnten sodann je etwa gleiche Marktanteile gewinnen: 1. Aus Erdgas und Kohle im Fischer-Tropsch-Verfahren synthetisierte Treibstoffe sowie Bio-Treibstoffe; 2. Elektro-Hybrid-Motoren; 3. aus Wasserstoff synthetisierte („karbonisierte“) Kohlewasserstoffe.

Leif Magne Meling von der norwegischen Erdölgesellschaft Statoil² zeichnete ein Bild, bei dem die weltweite Förderung ab ca. 2025 ein Plateau bei 105 Mb/d erreichen wird. Wichtigste Voraussetzung ist jedoch die beschleunigte Ausbeutung von Feldern in OPEC-Ländern. Ob dieses Szenario sich angesichts der knappen Investitionsmittel und der politisch gewollten, preisstützenden Produktionsdrosselung in OPEC- und sporadisch „verbündeten“ Ländern verwirklichen wird, blieb dahingestellt. Im Einklang mit andern Experten stellte Meling fest, dass die Erfolgsquote der Exploration – gemessen in neu aufgefundenen Reservenmengen und durchschnittlicher Grösse neuer Felder – seit den 60er Jahren gesunken ist, abgesehen von kleineren mit der Erschliessung neuer Explorationsgebiete verbundener Peaks. Der Anteil von Erdöl an Neuentdeckungen ist zugunsten von Erdgas zurückgegangen. Heute wird weniger Erdöl als Erdgas entdeckt. Seit Anfang der 80er Jahre sind auch die gesicherten Reserven in noch unentwickelten Feldern auf ca. 200 Gb gesunken. Mehr als die Hälfte dieser Reserven liegen im Nahen Osten.

William Davie vom Erdöl-Technologiekonzern Schlumberger stellte modernste Technologien vor, die es erlauben, bisher unerkannte Reserven effizient zu fördern und die zu beachtlichen „reserves growth“ in den letzten Jahren beigetragen haben. So kann dank zeitlich gestaffelter Hoch-Resolutions-Seismik die Verschiebung von Erdöl im Speichergestein verfolgt werden. Gezielte und abgezielte Bohrungen können den ölführenden Zonen entlang abgeteuft werden. Neue Messtechnologien erlauben es, in bestehenden Bohrungen durch Bohrgestänge und Zementierung hindurch früher „übersehene“ Erdölformationen zu orten. Obwohl der Anteil „förderbarer“ Reserven an den gesamten, in einem Feld vorhandenen Ressourcen von derzeit durchschnittlich 30% weiterhin ansteigen werden, zweifelten Experten, ob die 60%-Vision des früheren Schlumberger-Vorsitzenden jemals erreicht werden kann.

Dr. François Cattier erläuterte das „Business as Usual“ Szenario der Internationalen Energie-Agentur (IEA), das die Deckung der bis 2030 um 1,6% pro Jahr auf 120 Mb/d steigenden Nachfrage vorsieht. Vorausgesetzt wird, dass genügend Investitionen zur Bereitstellung zusätzlicher Förderkapazitäten getätigt werden. Der stetige Anstieg wird durch hohe Wachstumsraten in den Entwicklungsländern angetrieben. Die IEA gründet ihre Aussage, dass die Ressourcen zur Deckung des projizierten Nachfragewachstums ausreichen, auf die von Chew teilweise kritisch beurteilte USGS-Studie.

Eine gewisse Konvergenz der Experten-Meinungen war bei den folgenden Punkten zu verzeichnen:

Die Ausschöpfung von Erdölfeldern nimmt fortwährend zu und bedingt immer umfangreichere Investitionen zur Erhaltung des Produktionsniveaus. Es wird geschätzt, dass ca. $\frac{3}{4}$ der Investitionen der Aufrechterhaltung des bestehenden Förderniveaus dienen und nur $\frac{1}{4}$ der Sicherstellung von Netto-Zusatzkapazität.

Die Anteile der OPEC- und der Nicht-OPEC-Länder an der Förderung wird weiterhin von der Wechselwirkung zwischen Erdölpreis und Finanzbedürfnissen der OPEC-Staaten abhängen. Eine preistreibende OPEC-Politik führt zu vermehrter Exploration und Produktion ausserhalb der

² Die von L.M. Meling vorgetragenen Einsichten sind nicht als offizielle Position von Statoil zu verstehen.

OPEC. Zu bemerken ist jedoch, dass die weltweite Explorationstätigkeit in den letzten Jahren infolge niedriger Erdölpreise und Fusionen gesunken ist und dass Ölmultis mehr für die Erschließung bestehender Felder als für die Exploration neuer Reserven ausgeben.

Nach 2010 wird der Anteil der Nicht-OPEC-Produktion (mit Ausnahme Russlands) aufgrund der beschränkten Reserven und Ressourcen sinken und die Abhängigkeit von wenigen Mittelost-OPEC-Staaten zunehmen. Die Fähigkeit und der Willen dieser OPEC-Staaten, zusätzliche Förderkapazitäten bereitzustellen (oder durch ausländische Firmen bereit stellen zu lassen), wird unterschiedlich eingeschätzt; ebenso die Fähigkeit Saudi-Arabiens nach 2010 genügend „swing capacity“ zu erhalten, um kurzfristige Produktionsengpässe und Preisvolatilität zu dämpfen.

Unkonventionelles Erdöl (kanadische Ölsande und venezolanische Schweröle) werden kaum je mehr als 5% der weltweiten Nachfrage decken.

Die Erdölnachfrage wurde in der Vergangenheit systematisch überschätzt. Viele Experten und auch Erdölmultis (BP, Shell) schätzen, dass die Erdölnachfrage sich bei 90-105 Mb/d stabilisieren wird, was merklich unter den Prognosen von IEA und OPEC (120 Mb/d) liegt.

Die Ausgangslage beim Erdgas ist grundsätzlich die gleiche wie beim Erdöl. Da jedoch bisher die Ausbeutung der Erdgasreserven – mit Ausnahme Nordamerikas – bei weitem nicht so weit fortgeschritten ist wie beim Erdöl, wird der Höhepunkt von Erdgasproduktion später eintreten. Die meisten Experten gehen davon aus, dass die weltweite Erdgasproduktion von derzeit 2,6 Billionen (10^{12}) Kubikmetern/Jahr (Tcm) bis 2015 auf ca. 3,8 Tcm steigen wird und auf diesem Niveau bis 2040 oder gar länger erhalten werden kann.

Eine Divergenz war bei langfristigen Erdölpreiserwartungen festzustellen: Die Annahme der IEA, dass bis 2030 der Erdölpreis von „heute“ 21 \$ auf real 29\$/Barrel steigen wird, steht im Kontrast zu Perspektiven, die eine massive Verteuerung voraussehen, ebenso wie zu kürzlich verlauteten Statements von Erdölfirmen, man müsse sich allmählich an 25\$/Barrel gewöhnen.

Fazit: Weder unabhängige Experten noch Erdölfirmen oder sogar OPEC-Staaten bestreiten, dass es zunehmend schwieriger wird, die weltweite Erdölförderkapazität auf dem erreichten Niveau zu erhalten und zu steigern. Letztlich wird es davon abhängen, inwiefern je nach Preisentwicklung und dank technologischem Fortschritt bestehende und neue Lagerstätten effizient und kostengünstig erschlossen werden können, und ob rentable Investitionen in neue Förderkapazitäten in OPEC-Ländern getätigt werden können, ohne dass diese durch ungünstige Vertragsbedingungen und Quotenregelungen beschränkt werden.

Die Herausforderungen sind erkannt. Die daraus zu ziehenden Schlussfolgerungen – angekündigter Erdölproduktions-Peak in wenigen Jahren oder mehr oder weniger gebremster Produktionsanstieg über 2030 hinaus - sind letztlich eine politische Abwägung von Risiken und Chancen.