

Perspektiven der globalen Erdöl- und Mineralölversorgung

Erdöl ist mit Abstand unser wichtigster Primärenergieträger. Es treibt unsere Autos an, heizt unsere Wohnungen und ist Basis für viele Produkte unseres Alltags. Der Energieträger Öl hat Eigenschaften, die ihn ausserordentlich wettbewerbsfähig gegenüber allen anderen Alternativen machen. Allerdings ist Öl in jüngerer Zeit knapper und teurer geworden. Worauf ist dies zurückzuführen? Wie werden sich die internationalen Rohöl- und Mineralölmärkte weiter entwickeln? Welche langfristigen Perspektiven ergeben sich für Erdöl im globalen Energiemix?



Der Energieträger Öl wird zur Mitte des 21. Jahrhunderts noch eine tragende Rolle im globalen Energiemix spielen. Langfristig werden aber Treibstoffe aus Erdgas oder Biomasse im Verkehrssektor an Wettbewerbsfähigkeit gewinnen. Im Bild eine Baustelle von Ormen Lange, zu Deutsch «lange Schlange», dem Erdgasfeld, das rund 100 km vor der norwegischen Küste unter dem Meeresboden liegt.

Bild: Shell

Gegenwärtig erleben wir die seit Mitte der Achtzigerjahre längste und ausgeprägteste Ölpreishausse. Das Jahr 2005 markierte mit einer durchschnittlichen Ölpreisnotierung von mehr als 54 US-\$ pro Barrel für die Rohölsorte Brent einen neuen historischen Höchstwert. Dennoch bleiben die langfristigen Preiserwartungen internationaler Ölexperten immer noch deutlich dahinter zurück.¹

Schien es Ende der Neunzigerjahre noch billiges Erdöl im Überfluss zu geben, steht das Thema Versorgungssicherheit heute hoch im Kurs.² Zeichnet sich hier ein grundlegender struktureller Wandel unserer Energieversorgung ab? Oder erleben wir – wie in den Siebziger- und Achtzigerjahren – nur eine vorübergehende Preishausse?



Dr. Jörg Adolf
External Affairs Central Europe, Issues Manager D-A-CH, Shell Deutschland Oil GmbH, Hamburg

Grosse Unsicherheit von Ölpreisprognosen

Tatsächlich war bislang kaum jemand in der Lage, eine halbwegs zutreffende Vorhersage des Ölpreises auch nur für das nächste Jahr zu treffen. Zwei wesentliche Ursachen sind für die Erfolglosigkeit von Ölpreisprognosen verantwortlich:

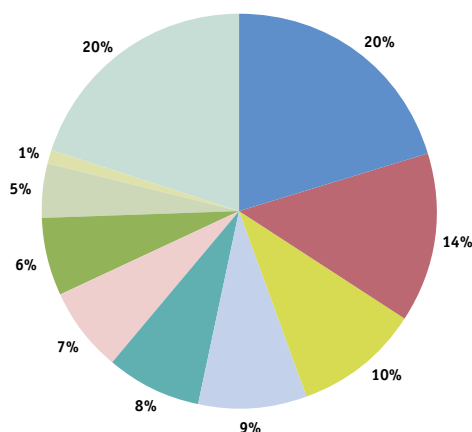
- die *Lag-Problematik* auf der Erkenntnisseite: Es dauert zu lange, bis ausreichende und zuverlässige Informationen über die aktuelle Versorgungslage verfügbar sind.
- die *Marktbedingungen* von Angebot und Nachfrage, die starke Preisschwankungen verursachen, welche von spekulativen Kräften noch verstärkt werden.

Die Aussagekraft des aktuellen Rohölpreises für die langfristige Verfügbarkeit von Öl wird somit von vornherein eingeschränkt.

Möglich sind hingegen Aussagen zu den längerfristigen Fundamentalfaktoren des Rohölmarktes, die wiederum die langfristige Entwicklung der Öl- und Energiemärkte beeinflussen. Dazu zählen die Menge und Verfügbarkeit von Ölvorkommen, die Rohölproduktion, die Nachfrage nach Mineralölprodukten sowie deren Produktion. Im Fol-

Grafik 1

Verteilung der globalen Erdölreserven, 2005



Quelle: OGC Dez. 2005 / Die Volkswirtschaft

genden sollen kurz die wichtigsten Fundamentalfaktoren der weltweiten Ölmärkte sowie die langfristigen Perspektiven von Erdöl im globalen Energiemix erörtert werden.

Reichliche Ressourcen-Basis

Nach der jüngsten Schätzung des führenden Branchenmagazins Oil&Gas Journal belaufen sich die weltweiten Ölreserven zurzeit auf rund 175 Mrd. Tonnen Rohöl. Die internationalen Rohölreserven erhöhten sich damit nochmals leicht gegenüber dem Vorjahr.³ Lag die statische Reservenreichweite – d.h. die Relation von gegenwärtigem Rohölverbrauch zu heutigen Reserven – Anfang der Siebzigerjahre noch bei nur 30 Jahren, übersteigt sie inzwischen deutlich 40 Jahre.

Diese auf den ersten Blick paradoxe Entwicklung eines nicht erneuerbaren, erschöpflichen Energieträgers resultiert zunächst aus der Definition von Erdölreserven.⁴ Danach sind Reserven diejenigen Mengen Erdöl, die in einer Lagerstätte nachgewiesen sind und mit bekannter Technologie wirtschaftlich gefördert werden können. Die aktuellen Ölreserven stehen damit lediglich für den am besten erforschten, heute sicher gewinnbaren Teil der gesamten Ölvorkommen.

Tatsächlich sind die ausgewiesenen Rohölreserven jedoch eine Funktion von Explorations- und Fördertechnologie sowie der Ölpreisentwicklung. Steigt der Ölpreis, können weitere, bislang nicht wirtschaftlich förderbare Ölvorkommen als Reserven neu klassifiziert werden. Moderne Technik wiederum erlaubt, bestehende Vorkommen besser auszubeuten und neue, bislang unzugängliche Lagerstätten zu erschliessen. Allein eine Steigerung des Entölungsgrades von Erdölquellen – dieser

liegt heute bei nur etwa 30% – würde die Reserven und ihre Reichweite nochmals deutlich erhöhen.

Doch dies ist immer noch nicht alles. Denn die gebräuchlichen Reserve-Kennziffern beziehen sich hauptsächlich auf konventionelle Erdöle. Daneben gibt es noch grosse Mengen nicht konventioneller Erdöle, die allerdings nicht mit herkömmlichen Methoden gefördert werden können. Dazu zählen Schweröle, Tiefsee-Öle und Ölsande. Mit seinen Ölsandvorkommen gehört Kanada heute – hinter Saudi-Arabien – zu den Grossen in der internationalen Reserven-Statistik. Die grössten Reserven – insbesondere konventioneller Ölvorkommen – besitzen jedoch Opec-Mitglieder bzw. deren staatliche Ölfirmen (siehe Grafik 1).

Gemäss einer Schätzung der Internationalen Energie-Agentur (IEA) könnten sämtliche förderbaren Ölvorkommen noch für weitere 70 Jahre ausreichen.⁵ Was also die Verfügbarkeit von Rohöl angeht, waren wir noch nie so gut ausgestattet wie heute.

Rohölangebot und Marktgleichgewicht

Um den steigenden weltweiten Energiebedarf abdecken zu können, müssen bis 2030 weltweit rund 17 000 Mrd. US-\$ in die Energiewirtschaft investiert werden. Davon gehen ca. 3000 Mrd. US-\$ in die Ölversorgung. Wiederum drei Viertel davon fliessen in den Upstream, also in die Exploration von Erdölvorkommen sowie in Fördereinrichtungen und Transportinfrastruktur.⁶

Grundsätzlich wird die Investitionsbereitschaft von künftigen Nachfrageerwartungen, aber auch von der Preishistorie geprägt. Allerdings kann das Rohölangebot erst mit zeitlicher Verzögerung auf Änderungen von Preis und Nachfrage reagieren. Da die Erdölproduktion ein komplexer und kapitalintensiver Prozess ist, vergehen von der Exploration einer Ölquelle bis zum effektiven Marktangebot erhebliche Zeiträume.

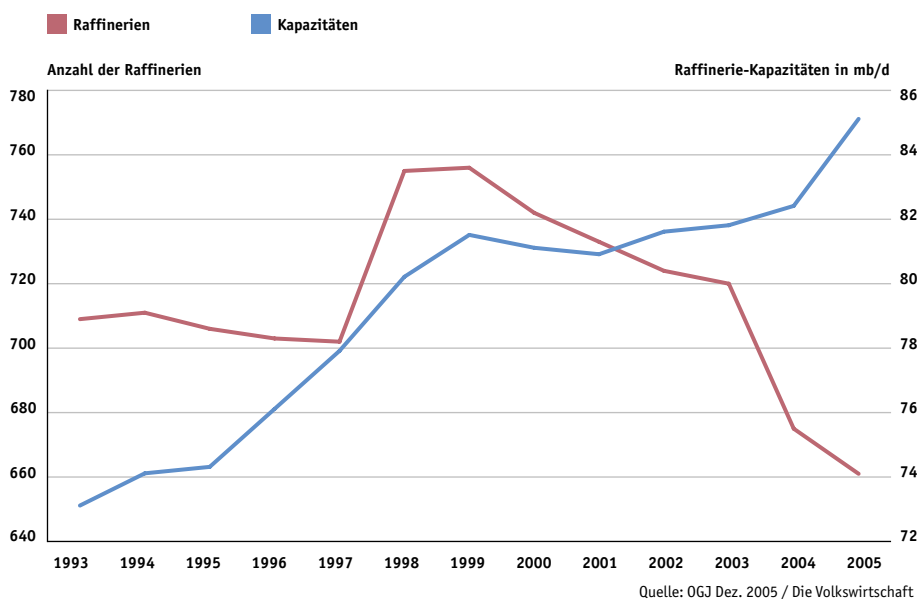
Wenn folglich die globale Ölnachfrage über die kurzfristigen Angebotsmöglichkeiten hinaus ansteigt, steigt der Rohölpreis aufgrund eines relativ unelastischen Rohölangebotes stark an. Auf der anderen Seite kommt es aber auch bei einem Preisverfall nicht zu sofortigen Produktionseinschränkungen. Denn viele Anbieter werden dem betriebswirtschaftlichen Kalkül folgen und auch dann noch versuchen, über hohe Produktionsleistungen möglichst hohe Deckungsbeiträge einzufahren. Im Ergebnis wird der Rohölpreis dann noch weiter nachgeben.

Damit liegen grundsätzlich die Voraussetzungen für das Cobweb-Theorem vor, das eine grundsätzliche instabile Marktsituation mit

1 Vgl. EIA, 2005.
 2 Vgl. zum Beispiel DBR, 2004.
 3 Vgl. Radler, 2005, S. 20–25.
 4 Vgl. www.spe.org (About Oil and Natural Gas / Petroleum Reserves and Resources Definitions).
 5 Vgl. IEA, 2004, S. 95.
 6 Vgl. IEA, 2005, S. 94.

Grafik 2

Entwicklung der globalen Rohölverarbeitung, 1993–2005



Mineralölverbrauch und Wirtschaftswachstum

Die globale Ölnachfrage wird stark von der konjunkturellen Entwicklung in den Industrieländern beeinflusst. Im Rahmen des aktuellen weltkonjunkturellen Zyklus verzeichnen nun aber nicht nur die traditionellen Industrieländer eine stärkere Energienachfrage. Mehrere grosse Schwellenländer – wie China, Indien und Brasilien – haben den wirtschaftlichen Take-off erreicht und verzeichnen starke Zuwächse im Energieverbrauch.

Langfristig wird die Ölnachfrage eines Landes vom Stand seiner wirtschaftlichen Entwicklung bestimmt. Mit Industrialisierung, Urbanisierung, Massenmotorisierung und -mobilisierung nimmt der Energieverbrauch überproportional zu. Mit steigenden Einkommen und Tertiärisierung sinkt die Einkommenselastizität der Mineralölnachfrage wieder. Es kommt allmählich zu einer Entkopplung von Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum. In Dienstleistungs- und Informationsgesellschaften fokussiert sich der Mineralölverbrauch immer stärker auf den Verkehrssektor.¹⁰

Der gleichzeitige Take-off wichtiger Verbraucherregionen führt nun aber dazu, dass wir auf globaler Ebene seit etwa dem Jahr 2000 eine *erneute Kopplung von Energiekonsum und Wirtschaftswachstum* erleben. Dies hat in den vergangenen Jahren zu einem besonders starken Wachstum der globalen Energie- und Ölnachfrage geführt.¹¹ Von entscheidender Bedeutung für die künftige Entwicklung der Ölmärkte wird sein, welchen Energie- und Technologiepfad die BRICs¹² und andere Schwellenländer einschlagen. Denn in den Schwellenländern ist die Energie- und Ölproduktivität meist noch sehr gering. So produziert etwa China nur halb so energieeffizient wie OECD-Länder.

Die aktuelle Verbrauchsprognose der IEA geht für den weltweiten Ölverbrauch in den nächsten 25 Jahren von einem durchschnittlichen Zuwachs von 1,6% pro Jahr aus.¹³ Diese Zuwachsrates entspricht einem Ölverbrauch im Jahre 2030 von 6 Mrd. Tonnen; sie liegt aber noch deutlich unter den laufenden Wachstumsraten von 2%–3%. Auf längere Sicht wird die Ölnachfrage auf das hohe Preisniveau mit Spar- und Substitutionsinvestitionen reagieren. Doch selbst wenn die globale Ölnachfrage deutlich unter ihren langfristigen Wachstumspfad auf nur noch 1% p.a. sinken würde, nähme der globale Erdölkonsum bis 2030 noch um rund ein Drittel zu. Dadurch müssten allein an zusätzlichen Förder- und Produktionskapazitäten deutlich mehr als 1 Mrd. Tonnen geschaffen werden. Hohe Investitionen, die letztendlich

starken Preis- und Mengenreaktionen beschreibt. Allein schon deshalb dürfen Preisausschläge nicht als Indikator für langfristige Verfügbarkeiten interpretiert werden. Sie sind vielmehr Beleg für die grundlegende Instabilität des Rohölmarkt-Gleichgewichtes.⁷

Zudem versucht die Opec im Rahmen eines Teilmonopols unter diesen Marktbedingungen ihre Exporterlöse zu stabilisieren, indem sie das Grenzangebot durch eine Quotierung und Anpassung ihrer Fördermengen kontrolliert. Allerdings stellt die Lag-Problematik die Opec zusätzlich vor grosse Herausforderungen: Fehleinschätzungen sowie falsche Dosierungen und Timings erhöhen wiederum die Rohölpreis-Volatilität.⁸

Über den Rohölpreis lässt sich vor diesem Hintergrund lediglich Folgendes sagen: Auf der einen Seite hat die anhaltende Preishausse die wirtschaftliche Attraktivität von Erdölexploration und -förderung stark erhöht. Die globalen Upstream-Investitionen und die weltweiten Bohrtätigkeiten haben sich seit Ende der Neunzigerjahre deutlich erhöht. Daher ist mittelfristig mit einer höheren Rohölproduktion – und damit reichlicheren Ölversorgung – zu rechnen. Andererseits verzeichnet die Upstream-Industrie aufgrund der starken Nachfrage nach Investitionsgütern und qualifizierten Arbeitskräften steigende Kosten bei den Inputfaktoren, die zu finanzieren sind.⁹ Gleichwohl muss offen bleiben, wie sich der Rohölpreis entwickelt. Denn der Preis bestimmt sich letztlich durch Angebot und Nachfrage.

7 Vgl. Adolf, 2005, S. 36 f.

8 Vgl. Adolf, 2002, S. 102–106.

9 Vgl. Brinded, 2005, S. 3.

10 Vgl. dazu auch die Energieleiter in Shell, 2001, S. 11.

11 Vgl. Shell, 2005, S. 191f.

12 BRICs = Brasilien, Russland, Indien, China; Grosse Schwellenländer mit starkem Wachstum in den letzten Jahren.

13 Vgl. IEA, 2004, S. 82 u. 530.

14 Vgl. Van Tassel, Steen, 2005, S. 17f.

15 Vgl. Nakamura, 2005, S. 60–64.

16 Vgl. IEA, 2005, S. 102f.

17 Vgl. Quinlan, 2005, S. 15f.

18 Vgl. IEA, 2005, S. 96–101; Tippee, 2005, S. 18–24.

19 Vgl. Shell, 2001, S. 60.

nur durch gemeinsame Anstrengungen von Produzenten und Verbrauchern bewältigt werden können, sind hierfür unabdingbar.

Rohölverarbeitung und Raffinerien

Allein der globale Nachfrageschub von mehr als 3% im Jahr 2003 entspricht der Kapazität von etwa einem Dutzend grosser Raffinerien. Um folglich die steigende Mineralölnachfrage befriedigen zu können, müssen die Rohölverarbeitungskapazitäten entsprechend angepasst werden. Allerdings ist das Raffineriegeschäft mit seinen langen Vorlaufzeiten kaum weniger zyklisch als der Upstream-Bereich.¹⁴ So bestand nach zwei Jahrzehnten – die vornehmlich geprägt waren von Überkapazitäten, Unterauslastung und schwachen Downstream-Ergebnissen – wenig wirtschaftlicher Anreiz, Raffineriekapazitäten auszubauen. Erhöhte Anforderungen an Anlagenbetrieb und Produkten reduzierten die wirtschaftliche Attraktivität weiter.

Zurzeit gibt es weltweit 661 Raffinerien mit einer ungefähren Verarbeitungskapazität von 85 Mio. Barrel pro Kalendertag. Anders als die Ölreserven sind die Verarbeitungskapazitäten – aus historischen, aber auch aus Logistik- und Distributionsgründen – in den grossen Verbraucherzentren konzentriert. Ungeachtet der zuletzt starken Nachfrage geht die Zahl der Raffinerien auch heute noch zurück (siehe *Grafik 2*). Während kleinere Anlagen geschlossen werden, ergeben sich moderate Kapazitätswüchse in erster Linie durch Optimierung und Erweiterung bestehender Anlagen.¹⁵

Der verhaltene Kapazitätswuchs hat die freien globalen Verarbeitungskapazitäten zuletzt deutlich abschmelzen lassen. Die Auslastung der weltweiten Verarbeitungskapazitäten ist so hoch wie lange nicht und lag 2004 weltweit bei 85%, was in Nordamerika und Europa allerdings noch übertroffen wurde. Angesichts von Stillstandszeiten bleibt hier nur noch wenig Spielraum für weitere Steigerungen. Auf der anderen Seite wird die Flexibilität von Produktion und Versorgung durch die hohe Auslastung eingeschränkt. Mögliche Auswirkungen an den Produktenmärkten haben dies im Verlauf der US-Hurrikansaison 2005 bereits gezeigt.

Daher müssen nach IEA-Schätzung in den nächsten 25 Jahren rund 500 Mrd. US-\$ in Raffinerien investiert werden.¹⁶ Immerhin sind die Raffineriekapazitäten im letzten Jahr so stark wie lange nicht gewachsen. Eine nochmalige Steigerung für 2006 zeichnet sich bereits ab: Nach dem aktuellen Construction Survey des Petroleum Economist befinden sich gegenwärtig Verarbeitungskapazitäten

von 3,3 Mio. Barrel pro Tag im Bau; das sind immerhin 170 Mio. Tonnen im Jahr.¹⁷

Doch es geht nicht nur um eine Erhöhung der Output-Menge. Die Produktion muss ausserdem veränderten Nachfragewünschen entsprechen, d.h. vor allem leichtere Produkte wie Benzin und Diesel oder anspruchsvollere Produktspezifikationen liefern – und das aus schwereren Rohölen. Dies wiederum erfordert erhebliche Investitionen in teure Konversionsanlagen, die das Rohöl besser und tiefer zu höherwertigen Produkten weiterverarbeiten können. Schliesslich werden regionale Ungleichgewichte zwischen Produzenten und Verbrauchern fortbestehen und der weltweite Produktenhandel wird sich weiter ausweiten. Die USA und China werden voraussichtlich Netto-Importeure bleiben. Europa wird – wegen der zunehmenden «Verdieselung» seiner Fahrzeugflotte – Benzin und Benzinkomponenten nach Nordamerika exportieren und mittelfristig knapp bei Diesel sein.¹⁸

Öl im globalen Energiemix 2050

Der globale Energieverbrauch wird sich bis zum Jahre 2050 mindestens verdoppeln, wenn nicht gar verdreifachen.¹⁹ Dabei wird die Bereitstellung des Energieträgers Öl ohne Zweifel anspruchsvoller und aufwendiger erfolgen. Zumindest teilweise kann dies jedoch durch technischen Fortschritt aufgefangen werden. Und schliesslich darf auch nicht übersehen werden, dass Rohöl- und Mineralölmärkte ausgesprochen zyklisch sind und sich beide derzeit in einer Hochphase befinden.

Der Energieträger Öl wird auch zur Mitte des Jahrhunderts noch eine tragende Rolle im globalen Energiemix spielen. Ölprodukte werden primär im Mobilitätsbereich, wo mineralölbasierte Treibstoffe noch lange erste Wahl bleiben, eingesetzt. Es wird erhebliche Effizienzfortschritte bei konventionellen Antriebs- und Verbrennungstechnologien, aber auch weitere Produktverbesserungen und -innovationen geben. Darüber hinaus werden Treibstoffe aus Erdgas oder Biomasse – Gas-to-Liquids, Biomass-to-Liquids oder Eco-Ethanol – an Wettbewerbsfähigkeit im Verkehrssektor gewinnen. Sie können heutige Treibstoffe nahtlos ergänzen, das gut ausgebaute Netz flüssiger Treibstoffe volkswirtschaftlich sinnvoll nutzen und zudem einen Beitrag zur Stabilisierung der weltweiten Kohlendioxid-Emissionen leisten. ■

Kasten 1

Literatur

- Adolf, Jörg, Lenkungsmöglichkeiten und Marktmacht des OPEC-Kartells, *Wirtschaftsdienst*, Jg. 82, Februar 2002, S. 102–106
- Adolf, Jörg, Perspektiven der globalen Erdölversorgung und nationale Energiepolitik, *Wirtschaftsdienst*, Jg. 85, Januar 2005, S. 33–38
- Brinded, Malcolm, Investing in Uncertainty – the Challenge of Meeting Expanding Energy Demand, *Oxford Energy Seminar*, 8th September 2005, www.shell.com/speeches
- Deutsche Bank Research (DBR), Energieperspektiven nach dem Ölzeitalter, *Aktuelle Themen* Nr. 309, 2. Dezember 2004, Frankfurt/M.
- Energy Information Administration (EIA), *Annual Energy Outlook with Projections to 2025*, www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/forecast.html
- International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2004*, Paris 2004
- International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2005. Middle East and North Africa Insights*, Paris 2005
- Nakamura, David, Refiners Add 2.7 Million b/d of Crude Refining Capacity in 2005, *Oil&Gas Journal*, 19. Dez. 2005, S. 60–64
- Quinlan, Martin, Big Profits, Big Decisions, *Petroleum Economist*, Sept. 2005, S. 12–16
- Radler, Marilyn, Global Reserves, Oil Production Show Small Increases for 2005, *Oil&Gas Journal*, 19. Dez. 2005, S. 20–25
- Shell, *Long-term Energy Scenarios to 2050*, London 2001
- Shell, *Global Scenarios to 2025*, London 2005
- Society of Petroleum Engineers (SPE), *Petroleum Reserves and Resource Definitions*, www.spe.org
- Tippee, Bob, Sulfur Cuts, European Demand Growth Reshaping Diesel Markt, *Oil&Gas Journal*, 12. Dez. 2005, S. 18–24
- Van Tassel, Brad, Steen, Oliver, *Devising a Winning Strategy*, *Petroleum Economist*, Sept. 2005, S. 17f.