

Studie

Chinas Energieverbrauch 2005

Matthias Eifert, Andreas Oberheitmann, Paul Suding

Abstract

Der Primärenergieverbrauch (PEV) in China belief sich im Jahr 2005 auf 2,2 Mrd. t SKE, ein Plus von rund 11% gegenüber 2004. Aufgrund des enormen Nachfragewachstums vor allem in der Grundstoffindustrie, aber auch bei den privaten Haushalten und im Verkehr ist der Energieverbrauch zwischen 2002 und 2004 sogar noch rascher gestiegen als das Bruttoinlandsprodukt (BIP). Vor allem aufgrund von Restriktionen im Ölbereich ist im Jahr 2005 die Wachstumsrate des Energieverbrauchs jedoch wieder unter die des realen BIP gesunken.

Insgesamt konnte im Jahre 2005 nicht von einem ausgeglichenen Energiemarkt die Rede sein. Bei der Nachfrage gab es Engpässe, Abschaltungen und Rationierungen trotz einer Übernutzung des Angebots. Mittelfristig besteht jedoch aufgrund der hohen angestoßenen Kapazitätswachse bei der Stromerzeugung und des Ausbaus der Transportkapazitäten bei Strom und Kohle die Möglichkeit eines besseren Marktausgleichs. Auf längere Sicht gehen alle Prognosen von einem steigenden Volumen des Energiemarktes aus.

Keywords: Energienachfrage, Energiebilanz, Bestimmungsfaktoren

JEL-Klassifikation: Q41, Q48, O31, O40

Die Autoren

Matthias Eifert ist studentische Hilfskraft am Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung, Essen, Kompetenzbereich „Umwelt und Ressourcen“. Derzeit absolviert er ein Praktikum bei der Deutschen Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH in Beijing und schreibt seine Diplomarbeit an der Universität Duisburg-Essen. Kontakt: eifert@rwi-essen.de

Andreas Oberheitmann, Ph.D., ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung, Essen, Kompetenzbereich „Umwelt und Ressourcen“. Forschungsschwerpunkte: Energie- und Umweltpolitik in Ostasien. Er ist designerter Co-Direktor des Research Center for International Environmental Policy und derzeit Gastprofessor am Department of Environmental Science and Engineering der Tsinghua University, Beijing. Kontakt: oberheit@rwi-essen.de

Dr. Paul Suding ist Leiter des Sekretariats des Netzwerkes REN21 in Paris. Von 1999 bis 2006 war er Programmleiter Umweltschutz und Energiemanagement der GTZ in China. Arbeits- und Forschungsschwerpunkte: Energie- und Umweltpolitik, insbesondere regenerative Energien. Kontakt: paul.suding@ren21.net.

Die Autoren danken Manuel Frondel für seine Anmerkungen

Studie

China's Energy Consumption 2005

Matthias Eifert, Andreas Oberheitmann, Paul Suding

Abstract

In 2005, China's energy consumption was 2.2 bn t standard coal equivalents, 11% more than in 2004. Due to an enormous demand growth in the basic industries, private households and the transport sector, between 2002 and 2004, China's energy consumption grew even faster than the gross domestic product (GDP). In 2005, the growth rate of energy consumption dropped under the GDP growth rate, mainly due to restrictions in the oil sector.

Altogether, China's energy markets are unbalanced. On the demand side, bottlenecks, blackouts and energy rationing occurred. Middle-term, there might be a more balanced electricity and coal market due to considerable capacity additions in production and transportation initiated recently. Long-term all available forecasts predict a quantitative enlargement of China's energy markets.

Keywords: Energy demand, energy balance, driving factors

JEL-Classification: Q41, Q48, O31, O40

The Authors

Matthias Eifert, student assistant at the Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, area of competence „Environment and Resources“. Currently intern at the GTZ in Beijing and writing his diploma-thesis. *Contact address: eifert@rwi-essen.de*

Andreas Oberheitmann, Ph.D., Senior Research Fellow at the Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen, area of competence „Environment and Resources“. Focus of research: Energy and environmental policy in East Asia. From the end of January 2007 on: Visiting Professor for Environmental Economics at the Department of Environmental Science and Engineering and Co-Director of the Research Center for International Environmental Policy at Tsinghua University, Beijing. *Contact address: oberheit@rwi-essen.de*

Dr. Paul Suding, Head of Secretariat of REN21 in Paris. From 1999 to 2006 Division Director of the Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH in China for „Environmental Protection and Energy Management“. Focus of projects and research: energy and environmental policy, especially renewable energy. *Contact address: paul.suding@ren21.net*

1. Einleitung

Im Zuge der enormen wirtschaftlichen Entwicklung in China mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate des realen Bruttoinlandsprodukts von 9,4% in den Jahren von 1980 bis 2005 nimmt die Energie einen immer größeren volkswirtschaftlichen Stellenwert ein. Dies gilt nicht nur für die Energie als Inputfaktor zur Produktion, sondern auch als Wirtschaftsbereich mit steigender internationaler Verflechtung. Die letzte verfügbare Input-Output-Tabelle für das Jahr 2000 (State Statistical Bureau 2005) weist für die beiden Bereiche „Produktion und Angebot von Strom, Dampf und Heißwasser“ sowie „Kokereien, Gas und Öltraffinerien“ einen Anteil am gesamtwirtschaftlichen Output von 11,6% aus. Im Jahr 1995 waren es gerade 3,6% (State Statistical Bureau 1998).

Aufgrund des enormen Nachfragewachstums vor allem in der Grundstoffindustrie (Eisen und Stahl, chemische Industrie, Zementindustrie etc.), aber auch bei den privaten Haushalten und im Verkehr ist der Verbrauch an Energie in China in den Jahren 2002 bis 2004 sogar noch rascher gestiegen als das stark wachsende BIP. Lediglich im Jahr 2005 ist die Wachstumsrate des Energieverbrauchs, vor allem infolge von Restriktionen im Ölbereich, wieder unter die des realen BIP gesunken (Tabelle 1).

Ziel des vorliegenden Beitrags ist die Darstellung und Analyse der wichtigsten kommerziellen Energieströme und der Komponenten des Energieverbrauchs in China im Jahr 2005. Zentrale Frage ist dabei, welche ökonomischen und auch technischen Bestimmungsfaktoren maßgeblich sind für das stark steigende Wachstum im Aufkommen und in der Verwendung von Energie in China.

Grundlage der Analyse ist die Struktur einer Energiebilanz, d.h. der Beitrag stellt die inländische Produktion und den Außenhandel mit den kommerziellen Energieträgern Kohle, Öl, Gas, Kernenergie, Wasserkraft und anderen erneuerbaren Energien dar und beschreibt ihren Einsatz im Umwandlungsbereich und Verbrauch der Primär- und Sekundärenergieträger in der Endenergienachfrage. Aufgrund der Datenlage am aktuellen Rand beschränkt sich die Darstellung bei den sonstigen regenerativen Energieträgern auf der Primärenergiestufe auf Windenergie und Photovoltaik, in der Energieumwandlung nur auf die wichtigsten Bereiche Stromerzeugung und Raffinerien und im Endenergieverbrauch auf ausgewählte Sektoren wie Eisen und Stahl oder die Haushalte. Der Primärenergieverbrauch wurde aus der Summe der Aufkommen der einzelnen Energieträger ermittelt.

Im Folgenden werden das Aufkommen und die Verwendung von Kohle (Kapitel 1), Öl (Kapitel 2), Gas (Kapitel 3) und Elektrizität (Kapitel 4) im Einzelnen dargestellt und analysiert. Eine Zusammenfassung mit kurzem Ausblick auf die künftige Entwicklung (Kapitel 5) beschließt den Beitrag.

2. Aufkommen und Verbrauch von Kohle

2.1. Aufkommen

Kohle ist der wichtigste Energielieferant Chinas. Die nachgewiesenen Vorräte werden mit 1.020 Mrd. t Steinkohleneinheiten (SKE) angegeben (Bai 2002). Für das Jahr 2005 nennt BP einen Gesamtumfang der Reserven von 115 Mrd. t SKE (11,6% der Weltreserven). Bei steigenden Preisen ist der Umfang dieser wirtschaftlich abbaubaren Lagerstätten sogar noch größer. Sie verteilen sich überwiegend auf sechs Provinzen und autonome Gebiete, 69% der Kohlereserven Chinas liegen dabei allein in den Provinzen Shanxi, Shaanxi und der Inneren Mongolei.

China ist der größte Kohleproduzent und -verbraucher der Welt. Die Förderung im Jahr 2005 erreichte mit 2.190 Mio. Tonnen (davon 94% Steinkohle) einen neuen Höhepunkt¹. Der Jahreszuwachs entsprach etwa 200 Mio. t. Damit entfiel auf China rund ein Drittel des weltweiten Kohleverbrauchs, drei Viertel des weltweiten Anstiegs des Kohleverbrauchs sind auf China zurückzuführen (BP 2006).

Die Kohlenachfrage wird in China zu 99% aus heimischer Produktion bedient (ITC 2005). Importe gibt es nur von Stromerzeugern in den Südprovinzen (Guangdong, Fujian), in denen keine großen Kohlereserven existieren. Dort ist der Import von Kohle aus Australien und Vietnam günstiger als der Transport von den weit entfernten inländischen Kohleabbaugebieten. Um die starke inländische Nachfrage nach Kesselkohle decken zu können, wird am Rande der Kapazitätsgrenze und auch der Arbeitsschutzvorschriften produziert. Die Arbeitssicherheitsadministration (SAWS) gibt die offizielle Zahl der Unfälle im Bergbau für die ersten fünf Monate des Jahres 2005 mit 2.187 an, einem Zuwachs von 9,7% gegenüber 2004. Hinzu kommt jedoch noch eine hohe Dunkelziffer von Unfällen in den oft illegalen Kleinzechen.

¹ Zum Vergleich: Deutschland förderte im selben Jahr 26,4 Mio. t Steinkohle und 17,0 Mio. t Braunkohle.

Aufgrund der Kapazitätsrestriktionen in Produktion und Transport kam es auch in den Jahren 2004 und 2005 zu Versorgungsengpässen. Es wurden sogar Stillstände bei Kraftwerken gemeldet, die für die Beheizung unerlässlich sind. Angesichts dieser Tatsache hat die chinesische Regierung die Exporte von Kessel- und Kokskohle gedrosselt: die Exporte betragen im Jahr 2004 noch etwa 80 bis 86 Mio. t (Burg 2005; Xinhua 2005c; ITC 2005). Dies geschah sogar, obwohl Exporte wegen der höher erzielbaren Preise attraktiver gewesen wären. Der Versorgung des Binnenmarktes wurde hier Vorrang eingeräumt, da der Kohlemangel bereits begann, die chinesische Konjunktur zu beeinträchtigen². Dadurch konnte China die Exportquoten nicht erfüllen. Da Kokskohleexporte zum Erliegen kamen, wurde China 2004 von der EU bei der WTO verklagt. China musste nachgeben und die Exporte wieder zulassen.

Kohle wird auch in Zukunft für die Energieversorgung Chinas der zentrale Energieträger bleiben. Hierfür sind aber erhebliche Kapazitätserweiterungen bei der Kohleförderung und vor allem Effizienzsteigerungen im Kohleinsatz notwendig.

Bis zum Jahr 2020 wird der Kapazitätsszubaubedarf (Erweiterung bereits bestehender Bergwerke sowie die Erschließung neuer Minen) mit insgesamt etwa 900 Mio. t oder jährlich etwa 50 Mio. t veranschlagt (He 2003). Die Provinzregierung von Shanxi gab im Jahr 2004 die Förderung neun neuer Kohleprojekte bekannt. Zur effizienteren Kohlenutzung werden zum einen vermehrt Kraftwerke in Zechennähe errichtet, um den energieintensiven Transport der Kohle zu verhindern. Zum anderen werden Kraftwerke mit durchschnittlichen Netto-Wirkungsgraden von 37 bis 38% zugebaut, die aktuellen Vergleichswerten in Europa entsprechen. Seit März 2004 wird in Shenmu-County (Provinz Shaanxi) an Chinas erster Kohleverflüssigungsanlage gebaut. Die Anlage soll bei einem Investitionsvolumen von 200 Mrd. CNY (24,2 Mrd. USD) eine Kapazität von 20 Mio. t besitzen (*China Daily* 2004). China hat das entsprechende Patent dafür in Deutschland erworben. Ähnliche Projekte gibt es zur Kohlevergasung.

2.2. Verbrauch

Der Verbrauch an Kohle hat sich im Jahr 2005 um 180 Mio. t oder 12,8% gegenüber 2004 erhöht. Aufgrund des ausgesprochen geringen Wachstums des

² Die NDRC (National Development and Reform Commission) hatte mit der Begründung der steigenden Kohlepreise die Strompreise auf breiter Front gleich zweimal erhöht.

Ölverbrauchs erhöhte sich damit der Anteil der Kohle am Primärenergieverbrauch mit 72,4% im Jahr 2005 wieder gegenüber dem Jahr 2004 (69,9%) (zum Vergleich: Deutschlands Stein- und Braunkohlenverbrauch betrug 2005 etwa 117 Mio. t SKE und macht nur 24% des Primärenergieverbrauchs aus, AGEBA:2006). Langfristig ist der Kohleanteil in China allerdings rückläufig. In den 1950er Jahren hatte die Kohle noch einen Anteil von über 93% am chinesischen Primärenergieverbrauch (He 2003).

Der Kohleverbrauch konzentriert sich im Wesentlichen auf die Strom- und Wärmeerzeugung, die privaten Haushalte, die Stahlerzeugung, die Industrie Steine u. Erden sowie die chemische Industrie (Schaubild 1). In Anbetracht der neu installierten Kraftwerksleistungen und der Prognosen für die Zukunft (nahezu Verdreifachung der Gesamtkapazität in 2020 gegenüber 2004) dürfte der Anteil der Stromerzeugung (einschließlich Kraft-WärmeKopplung) am gesamten Kohleverbrauch (2004: 51%) weiter zunehmen.

Da sich die Kohleproduktion nicht gleichmäßig auf ganz China verteilt, üben die Transportkosten und -kapazitäten einen großen Einfluss auf die Bezugspreise aus. Die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten auf Basis von Kohle weisen lokal Unterschiede von bis zu 32,8% auf (Ma 2005).

Die Stahlerzeugung erlebte im Jahr 2004 einen Boom, der auch im Jahr 2005 weiter anhielt. Sie hatte einen erheblichen Anteil daran, dass die Kohlenachfrage so rapide anstieg. Im Vergleich zum Vorjahr stieg die Stahlproduktion im Jahr 2005 um 61 Mio. t auf rund 333 Mio. t (USGS 2006). Für 2006 rechnet das International Iron and Steel Institute mit einer Produktion in Höhe von 345 Mio. t, im Juli 2006 betrug das Wachstum gegenüber dem Vorjahr 22,2% (IISI 2006). Auf die Industrie Steine u. Erden entfielen etwa 13% des gesamten Kohleverbrauchs. Hierbei haben die Zementindustrie und die Ziegelindustrie die größten Anteile am Verbrauch der Industrie Steine und Erden mit 70 bzw. 24% (He 2003, ITC 2005)³. Ihr hoher Anteil ist vor allem auf den derzeitigen Bauboom zurückzuführen. Der vierte große Verbraucher ist die chemische Industrie. Sie hatte im Jahr 2004 einen Anteil von etwa 4,0% (He 2003, ITC 2005)⁴. Die gesamte energieintensive Schwerindustrie erfuhr im Jahr 2004 ein Wachstum

³ Anteile basieren auf dem Jahr 2002, scheinen in Anbetracht des gestiegenen Kohleverbrauchs und des gestiegenen Verbrauchs in einzelnen Sektoren dennoch plausibel zu sein.

⁴ Im Vergleich zu 2002 entspricht dies einer Senkung; die chemische Industrie hatte im Jahr 2002 einen Anteil von 5,8%.

von 67,6% im Vergleich zum Vorjahr (in 2003 betrug das Wachstum 64,3%) (Dai, Westlake, Li, Shu, Wu, Li 2005) und entwickelt sich schneller als andere Industriezweige.

3. Aufkommen und Verbrauch von Mineralöl

3.1. Aufkommen

China hat eigene Ölvorkommen. Der United States Geological Service (USGS 2006) gibt für das Jahr 2004 Reserven in Höhe von 3,1 Mrd. t an. Dies entspricht 1,9% der Weltreserven. 40% der Vorkommen in China liegen offshore, nur ein Teil davon wird derzeit ausgebeutet. Onshore wird Öl im Osten Chinas gefördert, 70% stammen aus den Quellen Daqing (Provinz Heilongjiang), Shengli (Provinz Shandong) und Liaohe (Provinz Liaoning).

Im Jahr 2005 ist die Förderung von Mineralöl in China nur um 6,1 Mio. t oder 3,5% gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Mit einer größeren Steigerung der Produktion ist auch in Zukunft nicht zu rechnen, da größtenteils schon an der Kapazitätsgrenze produziert wird und sich onshore kaum mehr neue Felder erschließen lassen. Die Produktion des größten Ölfeldes in Daqing, die ein Drittel der landweiten Förderung repräsentiert, ist rückläufig. Gegenwärtig liegt die Produktion noch bei 50 Mio. t, für das Jahr 2010 wird ein Rückgang um 40% auf 30 Mio. t erwartet (*China Daily* 2003). Betrug die statische Reichweite der heimischen Ölvorräte (Verhältnis der Reserven zur Produktion) im Jahr 2000 noch etwa 20 Jahre, so spricht die NDRC heute noch von einem Zeitraum zwischen 14 und 16 Jahre (Xinhua 2005b).

Da die Inlandsförderung den steigenden Verbrauch an Rohöl nicht mehr decken konnte, wurde China im Jahr 1993 Nettoimporteur (Schaubild 2). Zwischen 1980 und 2005 wuchs der Verbrauch im Durchschnitt um jährlich 5,4%, die Förderung nur um 2,2%. Allein innerhalb der letzten fünf Jahre haben sich die Rohölimporte von etwa 60 Mio. t (2001) auf über 127 Mio. t (2005) mehr als verdoppelt.

Bei den Exporten ist erwartungsgemäß eine stark rückläufige Entwicklung zu beobachten. Während 1995 noch 377.000 b/d Rohöl exportiert wurden, waren es im Jahr 2005 nur noch 135.000 b/d (BP 2006). Die Netto-Importquote stieg damit auf etwa 39%, 1993 hatte sie noch bei 6% gelegen (Erling 2005).

Um nicht auf den Weltölmarkt angewiesen zu sein, hat China in den letzten Jahren vermehrt in die Rohölproduktion im Ausland investiert. Die chinesischen

Ölunternehmen haben ihr Engagement besonders in Zentralasien, dem Mittleren Osten und Afrika verstärkt. Die Schwerpunktländer sind Kasachstan, Aserbaidschan, der Irak, der Iran, Angola, Nigeria und der Sudan. Mit der Übernahme von 60% der Kasachischen Ölfirma Aktobemunaigaz unterzeichneten die chinesische und die kasachische Regierung im Mai 2004 ein 700-Mio.-USD-Abkommen über den Bau einer Ölpipeline von Zentral-Kasachstan nach Xinjiang zur Lieferung von 200.000 Barrel Öl pro Tag (EIA 2005a). Von den sudanesischen Exporten flossen im Jahr 2004 bereits 64 % nach China (Shichor 2005) und hatten einen Anteil von 5% an Chinas Importen (Mooney 2005).

Bereits seit 1996 ist China Nettoimporteur von Mineralölprodukten (Tian 2005). Der Import von Mineralölprodukten (vorwiegend schweres und leichtes Heizöl) war im Jahr 2005 mit 39,8 Mio. t gegenüber 2004 (45,5 Mio. t) jedoch rückläufig. China hat aber seine Importe an Mineralöl und Mineralölprodukten weiter regional diversifiziert: die bedeutendsten Importregionen im Jahr 2005 sind der Mittlere Osten mit 40,4%, die Asien-Pazifik-Staaten mit einem Anteil von 24,3%, Afrika mit 23,1% und die ehemaligen GUS-Staaten mit 11,7% (Schaubild 3).

3.2. Verbrauch

Der Mineralölverbrauch überschritt im Jahr 2004 erstmals die Schwelle von 300 Mio. t (Tabelle 2). Damit hat er sich gegenüber dem Jahr 1995 verdoppelt. Überraschend ist die Stagnation des Ölverbrauchs im Jahr 2005. Mit etwa 327 Mio. t wurde das Vorjahresniveau nur um 2 Mio. t überschritten.

Zu erklären ist diese Entwicklung durch die Einführung von Preiskontrollen und Mengenrationierungen an den Tankstellen. Dies ist eine Schutzmaßnahme gewesen, um den Rohölverbrauch und damit die Importe nicht zu schnell wachsen zu lassen. Die chinesische Regierung denkt nun darüber nach, diese Preiskontrollen und Mengenrationierungen ein wenig zu lockern. Sollte das geschehen, würden auch die Gewinne der chinesischen Ölfirmen und Raffinerien wieder steigen, was die Ölnachfrage auf dem Weltmarkt auf einen Schlag wieder anheben könnte. Kurzfristig wird auch die Fertigstellung der Tanks für die strategische Ölreserve wieder zu einem Anstieg des Ölverbrauches führen. Langfristig werden die weiter steigende Mobilität, die mit einem Wachstum im Transportsektor einhergeht, und ein steigender Verbrauch im Industriesektor in Zukunft den Ölverbrauch ebenfalls ansteigen lassen. Bis zum Jahr 2030 wird mit einem Anstieg des Ölverbrauches auf 669 Mio. t gerechnet. Dabei wird der Zuwachs in beiden

eben genannten Sektoren den Großteil des Mehrverbrauches ausmachen.

Ein wesentlicher Teil der Mineralölprodukte wird in China zu Transportzwecken eingesetzt: ein Viertel des gesamten Verbrauchs an Mineralölprodukten machten im Jahr 2005 die Leichtdestillate (insbesondere Benzin) aus, der Verbrauch an Mitteldestillaten (insbesondere Diesel bzw. leichtes Heizöl) beläuft sich auf knapp zwei Drittel (Tabelle 3).

Da der Wachstumstrend von Benzin, aber auch von Diesel weiter anhalten wird, werden die beiden großen Ölfirmen Sinopec Corp. und CNPC (2004: Anteil an der Gesamtkapazität von zusammen 83%; Guo 2005) sowohl die Qualität ihrer bestehenden Cracker- und Hydrotreating-Anlagen⁵ erhöhen als auch deren Kapazität deutlich erweitern müssen. Eine technische Verbesserung der Anlagen ist notwendig, um den steigenden Anteil des aus dem Mittleren Osten importierten Öls mit einem höheren Schwefelanteil verarbeiten zu können⁶. Im Bereich des Kapazitätsausbaus arbeiten die Unternehmen eng mit ausländischen Ölfirmen und staatlichen Unternehmen wie Shell, BP, Total und Kuwait Petroleum Corp., zusammen. Dies geschieht, um zum einen vom technologischen Know-how zu profitieren, zum anderen, um noch mehr Öl von denjenigen Förderländern zu erhalten, die an chinesischen Raffinerien beteiligt sind, so z.B. aus Kuwait oder Saudi-Arabien (Erling 2005). Mit Hilfe dieser Maßnahme können somit zwei Ziele effektiv erreicht werden.

⁵ Vergaserkraftstoffe (Benzin, Super) werden heute durch Mischung verschiedener Komponenten aus verschiedenen Verfahren hergestellt. Ein Teil wird entweder durch katalytisches (FCC=Fluid Catalytic Cracking) oder Hydro-Cracken und nachfolgender Behandlung mit Wasserstoff (Hydrotreating) der Vakuumdestillate aus den Rückständen der atmosphärischen Destillation (> 350°C) erzeugt. Der andere Teil wird durch katalytische Reformierung der (mit Wasserstoff behandelten) Benzindestillate (Destillation des Rohbenzins aus der atmosphärischen Destillation des Rohöls bei 20-175°C) hergestellt.

⁶ Derzeit haben die bestehenden Anlagen in China einen hohen Anteil an FCC-Kapazitäten. Diese sind eher auf die Verarbeitung von schwerem heimischem Öl mit geringem Schwefelgehalt ausgelegt. Der Anteil der katalytischen Reformerkapazitäten zur Verarbeitung von Benzin aus Rohöl mit höherem Schwefelgehalt ist in China momentan noch relativ gering. Bei PetroChina liegt der Anteil von FCC-Kapazitäten bei 46%, während der Anteil der katalytischen Reformerkapazitäten nur 7,7% beträgt. Die Anteilsverteilung bei Sinopec Corp. ist ganz ähnlich. Hier haben die FCC-Kapazitäten einen Anteil von 41%, während die katalytischen Reformerkapazitäten einen Anteil von 8,2% haben. Um den internationalen Durchschnitt zu erreichen, müssten sich die Hydrocracking und Hydrotreating-Kapazitäten im Vergleich zum Output der atmosphärischen Destillation verdoppeln (Guo 2005).

Bis 2008 sollen in China mit Investitionen von umgerechnet 725 Mio. USD an vier Standorten Anlagen für eine strategische Ölreserve errichtet werden, die bis zu 100 Mio. Barrel bzw. eine Importmenge von etwa 35 Tagen fassen sollen (Logan 2005). Ursprünglichen Plänen zufolge sollen diese Reserven bis zum Jahr 2010 auf 50 Tage erweitert werden. Aufgrund des derzeit steigenden Importbedarfs ist sogar ein Kapazitätsausbau auf 90 Tage im Jahr 2020 angedacht (Logan 2005). Die ersten vier Basen werden in den Provinzen Zhejiang (Zhenhai und Daishan), Shandong (Huangdao) und Liaoning (Dalian) errichtet. Mit dem Bau des ersten Lagers in Zhenhai wurde bereits im Jahr 2003 begonnen. Dieses soll bis zum Jahr 2006 fertig gestellt sein. Die Basis wird 52 Tanks umfassen und eine Kapazität von 5,5 Mio. m³ besitzen (Wu 2004).

Diese Anlagen sollen das Ölangebot stützen und eine gewisse Sicherheit gegenüber dem volatilen Ölmarkt geben. Gemäß NDRC-Angaben (Wu 2004) scheint eine sofortige 90-Tage-Reserve nicht ökonomisch, da China im Gegensatz zu Deutschland und Japan noch mehr als die Hälfte des Ölverbrauchs selbst bedienen kann. Die Reserve soll jedoch der steigenden Importquote angepasst werden.

4. Aufkommen und Verbrauch von Gas

4.1. Aufkommen

Die wirtschaftlich gewinnbaren Gasreserven Chinas werden mit 1,4 bis 1,8 Billionen m³ angegeben, die Gesamtressourcen mit 7 bis 14 Billionen m³ (Andrews-Speed 2004). Damit verfügt das Land nur über 1,3 % der weltweiten Gasreserven (BP 2006). Sie konzentrieren sich überwiegend auf den Westen und mittleren Westen, wo sich das Tarim-, das Junggar-, das Qaidam-, das Ordos- und das Sichuan-Gasfeld befinden. Aktuell stammen noch etwa 30% (CNPC 2005b; Yamaguchi, Chuo 2003) der Produktion aus dem Sichuan-Gasfeld. Nunmehr werden die Vorkommen des Tarim-Beckens verstärkt erschlossen und tragen durch die West-Ost-Pipeline zur Versorgung der Ostprovinzen bei. Die Nutzung der Hauptvorkommen erfordert die Errichtung entsprechender Pipelinenetze. Den Gasreserven hinzuzurechnen ist das Grubengas aus Kohleflözen, dessen Reserven in China immerhin auf 75 Mrd. m³ geschätzt werden (Yamaguchi, Chuo 2003).

Die chinesische Regierung fördert die verstärkte Nutzung von Erdgas vor allem aus zwei Gründen:

- Zum einen ist Erdgas aufgrund des gegenüber der Kohle deutlich niedrigeren CO_2 -Faktors (Erdgas: 1,64 kg CO_2 /kg SKE; Steinkohle: 2,88 CO_2 /kg SKE) und des erheblich niedrigeren SO_2 -Faktors (Erdgas: 0.000013 SO_2 /kg SKE; Steinkohle: 0,024 SO_2 /kg SKE) erheblich umweltfreundlicher als die Steinkohle. Zudem ist Erdgas rußfrei.
- Zum anderen lässt sich mit Erdgas im Mittel⁷- und Spitzenlastbereich⁸ günstiger Strom erzeugen. Da in diesen Lastbereichen der Brennstoff eine geringere Rolle spielt als in der Grundlast⁹, hat Erdgas dort aufgrund der niedrigen Kapitalkosten (Erdgas: 650 EUR/kilowatt (kW) installierter Leistung; Steinkohle: 1.700-2.100 EUR/kW installierter Leistung) einen Vorteil etwa gegenüber der Kohle, die die höheren Brennstoffkosten des Erdgases (Erdgas: ca. 200 EUR/t SKE; Steinkohle: ca. 40-45 EUR/t SKE) mehr als ausgleichen.

Chinas Erdgasproduktion ist seit den 1990er Jahren stark gestiegen. Wurden im Jahr 1995 noch 17,9 Mrd. m^3 Gas produziert (Yamaguchi, Chuo 2003), so waren es im Jahr 2005 bereits 50 Mrd. m^3 . Dies entspricht einer Steigerung von 179,3%. Obwohl es auf der Angebotsseite in China etwa 60 Unternehmen gibt, so ist der Markt doch stark oligopolistisch geprägt. Die drei großen Player in diesem Markt sind die CNPC Group (China National Petroleum Corporation), die Sinopec Group (China Petroleum and Chemical Corporation) und die CNOOC Group (China National Offshore Oil Corporation). Diese drei Unternehmen stellen knapp 96% des gesamten Angebotes. Im Jahr 2005 betrug der Anteil von CNPC etwa 73,4% der gesamten Produktion. Sinopec und CNOOC waren mit etwa 12,6% bzw. 8,0% an der Produktion beteiligt (Tabelle 4).

Während die meisten Onshore-Pipelines von CNPC und Sinopec betrieben und unterhalten werden, fallen alle Offshore-Pipelines in den Zuständigkeitsbereich von CNOOC. Viele lokale Netze werden von öffentlichen Unternehmen, die unter der Kontrolle von Lokalregierungen stehen, betrieben. Traditionell liefern diese Stadtgas, in der Regel Grubengas.

Bedingt durch den mangelnden Ausbau des Pipelinenetzes beschränkte sich bisher der Erdgaseinsatz überwiegend auf eine lagerstättennahe Nutzung in den Gas produzierenden Provinzen, vor allem im Süd- und Nordwesten des Landes z.B. Sichuan und Heilongjiang, aber auch auf Liaoning im Norden, in denen

⁷ Nutzungsdauer: 4.000 Std./Jahr.

⁸ Nutzungsdauer: 1.500 Std./Jahr.

⁹ Nutzungsdauer: 6.000 Std./Jahr.

sich größere Erdgasreserven befinden. In diesen Provinzen bestehen schon seit längerem lokale Verteilungsnetze, die wegen der geringen Transportwege Erdgas und Grubengas günstig bereitstellen konnten. Für den vermehrten Einsatz in den östlichen Provinzen ist ein weiterer Ausbau des Pipelinenetzes nötig. Daran wird seit Ende der 1990er Jahre gearbeitet (Tabelle 5). Seit dem Jahr 1995 ist das hiesige Verteilungsnetz um mehr als 10.000 Pipeline-Kilometer erweitert worden und im Jahr 2004 wurden mehrere Pipelineprojekte fertiggestellt.

Die West-Ost-Pipeline, die am 1.10.2004 fertig gestellt wurde und dessen kommerzieller Betrieb am 1.1.2005 begann, gehört mit rund 17 Mrd. USD Investitionskosten zu Chinas zehn größten Projekten im vergangenen Jahr. Es ist Chinas erstes ‚long-distance‘ Pipelineprojekt und liefert Gas aus der Provinz Xinjiang nach Shanghai. An diese Hauptader werden in Zukunft noch mehrere kleine Abzweigungen angeschlossen. Die West-Ost-Pipeline ist daher ein wichtiger Bestandteil des Plans, den Erdgasanteil von derzeit 2,1% auf 10% am Primärenergieverbrauch im Jahr 2010 zu erhöhen.

Auch Chinas Liquefied-Natural-Gas-(LNG)Projekte in Guangdong und am Yangtse sollen in Zukunft einen signifikanten Beitrag zur Energieversorgung des Landes leisten. Das gesamte Investitionsvolumen für das Projekt beläuft sich auf 7,4 Mrd. CNY (0,9 Mrd. USD). Das Projekt sieht elf LNG-Terminals vor und umfasst eine Pipelinelänge von etwa 563 km. Die Lizenz mit dem Namen „Guangdong Dapeng LNG Company Ltd.“ wurde im Februar 2004 erteilt und wird für eine Laufzeit von 25 Jahren vergeben. Am 12.12.2004 wurde eine Novelle des bereits im Jahr 2002 unterzeichneten SPA (Sales and Purchase Agreement) unterzeichnet.

4.2. Verbrauch

Im Gegensatz zum Mineralölmarkt hat sich der Erdgasmarkt erst in den letzten Jahren entwickelt. Der Erdgasanteil am PEV liegt mit 2,7% weit unter dem weltweiten Schnitt von etwa 24% (siehe Tabelle 6). Der Pro-Kopf-Verbrauch pro Jahr entspricht mit ca. 30 m³ etwa 3% des deutschen Pro-Kopf-Verbrauchs, der bei rund 1.000 m³ liegt (zum Vergleich: USA 2.100 m³, GUS 2.800 m³, Kanada 2.700 m³, Niederlande 2.400 m³).

Bisher konnte fast der gesamte Verbrauch von 47 Mrd. m³ im Jahr 2005 durch die eigene Produktion gedeckt werden. Im Vergleich zum Vorjahr, in dem nur 40 Mrd. m³ verbraucht wurden, entspricht dies einer Steigerung von rund 17,5%. Damit hatte China einen Anteil von etwa 1,7% am weltweiten Gasverbrauch.

Während des 11. Fünfjahresplanes (2006-2010) soll der jährliche Verbrauch auf etwa 100 Mrd. m^3 steigen. Bis 2020 wird mit einem Anstieg auf 200 Mrd. m^3 gerechnet, der zur Hälfte durch Importe gedeckt werden wird.

Erdgas wird überwiegend in der Industrie als Brennstoff und insbesondere in der chemischen Industrie als Rohstoff zur Herstellung von Düngemitteln eingesetzt. Mit Anteilen von rund 30% entfallen auf diese beiden Sektoren etwa $\frac{2}{3}$ des gesamten Erdgasverbrauchs. Gerade etwa 13% entfallen auf die Stromerzeugung. Die verbleibenden etwa 20% werden zum Kochen, zur Warmwasserbereitung und zur Raumwärmeerzeugung eingesetzt. Für die Zukunft ist jedoch wegen verschärfter Umweltbestimmungen, steigender Kohlepreise und einem weiteren Ausbau des Pipelinenetzes mit einem vermehrten Einsatz im Elektrizitätserzeugungsbereich, vor allem in den industrialisierten Ostprovinzen, zu rechnen. Derzeit beträgt der Anteil von Gaskraftwerken an der installierten Leistung in China nur etwa 2%.

Es wird davon ausgegangen, dass etwa 50% des Mehrverbrauchs von etwa 160 Mrd. m^3 bis zum Jahr 2020 auf den Einsatz in der Stromerzeugung und 25% auf den vermehrten Einsatz in privaten Haushalten entfallen werden (IEA 2002; IEA 2004; Yamaguchi, Chuo 2003). Damit würde der Anteil der Stromerzeugung am Erdgasverbrauch von derzeit etwa 13% auf etwa 40% steigen. Der Einsatz in der chemischen Industrie trägt lediglich zu 10% zum Wachstum bei und hätte 2020 mit etwa 30 Mrd. m^3 einen Anteil von nur noch 7,5% am gesamten Erdgasverbrauch.

5. Aufkommen und Verbrauch von Elektrizität

5.1. Kraftwerkskapazitäten

Im Jahr 2005 wurde der chinesische Kraftwerkspark um weitere 70 GW an verfügbarer Leistung auf etwa 509 GW ausgebaut (Tabelle 7). Dies entspricht einem Wachstum von 15,8% gegenüber dem Jahr 2004. Der Zubau von 70 GW in China im Jahr 2005 entspricht somit etwa 70% der gesamten derzeit installierten Kapazität in Deutschland (102 GW). Im Vergleich zum Jahr 1995, in dem 217 GW installiert waren, bedeutet das mehr als eine Verdoppelung der installierten Leistung innerhalb von gerade einmal zehn Jahren.

An thermischer Stromerzeugungsleistung wurden 59,2 GW zugebaut, wobei die neu installierten Kohlekraftwerke hier einen Anteil von über 90% hatten. Damit entfielen 84,6% der Kapazitätserweiterung auf thermische Kraftwerke.

Bei Wasserkraftwerken gab es einen Kapazitätswachst von 7,8 GW, bei Atomkraftwerken einen Zubau von 0,7 GW. Photovoltaik und Windenergieanlagen hatten zwar Zuwachsraten von 7,7 bis 57,5% im Vergleich zum Vorjahr, doch ist ihr Anteil an der installierten Leistung mit ca. 0,2% noch immer sehr gering.

5.2. Aufkommen und Energiemix

Die Bruttostromerzeugung in China ist von 1.905 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2003 um 26,0% auf 2.400 TWh im Jahr 2005 gestiegen (Tabelle 8). Zum Vergleich: Deutschlands Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2005 bei 619 TWh (AGEB 2006), die der USA bei 4.239 TWh und die Japans bei 1.134 (BP 2006).

Der Eigenverbrauch der Kraftwerke schwankt seit Jahren zwischen 6,5 und 7%. Dieser Verbrauch wird sich jedoch in der Zukunft aufgrund der Installation von Rauchgasentschwefelungsanlagen (REA) und Entstickungsanlagen (DENOX), die Energie zu ihrem Betrieb benötigen, weiter erhöhen. Zusammen mit den Nettostromexporten (die etwa 1% der Bruttostromerzeugung ausmachen) sowie dem marginalen Pumpstromverbrauch liegt der Nettostromverbrauch bei etwa 7,5% der Bruttostromerzeugung.

Im Gegensatz zur deutschen Stromerzeugung, die sich durch einen breit diversifizierten Energiemix auszeichnet und die sich im Jahr 2005 zu 58% auf die drei Säulen Erdgas, Braunkohle und Steinkohle stützte (AGEB 2006), haben in der chinesischen Erzeugungsstruktur thermische Kraftwerke einen Anteil an der Bruttostromerzeugung von etwa 83% (Tabelle 9).

5.2.1. Thermische Kraftwerke

Ende 2005 betrug die installierte Kapazität von thermischen Kraftwerken 384 GW, 75,4% der gesamten installierten Stromerzeugungskapazität. Über 95% der thermischen Kraftwerke im Kraftwerksbestand sind kohlebefeuert. Mit einer erzeugten Strommenge von 1.966 TWh trugen sie zu 82% zur Stromerzeugung Chinas bei (zum Vergleich: thermische Kraftwerke hatten in Deutschland mit 370,5 TWh einen Anteil von 59,9% (AGEB 2006). Bei einer erwarteten Verdoppelung des Stromverbrauchs im Jahr 2020 auf 4.000 TWh und einer installierten Leistung von 900 GW (einige Quellen gehen sogar von einem Verbrauch in Höhe von 4.600 TWh und einer installierten Leistung von 1.000 GW aus (Guo 2005), ist selbst unter Berücksichtigung der Zielwerte für andere Technologien (z.B. Anteil der regenerativen Energien im Jahr 2020 von 10%) mit einem Anstieg der installierten thermischen Kapazität auf 560 GW zu rechnen.

Der anhaltende Trend eines sinkenden spezifischen Kohleverbrauchs der Kraftwerke hielt auch im Jahr 2004 aufgrund des Ersatzes alter Anlagen durch neue, effizientere an (Tabelle 10). Neuanlagen erreichen derzeit im Durchschnitt Nettowirkungsgrade von 37 bis 38% und entsprechen damit auch europäischen Vergleichswerten. Andererseits wird der Verbrauch in bestehenden Anlagen ständig verbessert. Dies geschieht u.a. auch im Rahmen der deutsch-chinesischen Entwicklungszusammenarbeit, bei der deutsches Know-how und deutsche Messtechnik zur Prozessoptimierung in chinesischen Kohlekraftwerken eingesetzt wird (Hufmann, Rall, Moczadlo 2005). Im Jahr 2004 wurde auch mit dem Bau des ersten 900-MW-Blocks mit überkritischen Dampfverhältnissen begonnen. Dieser ist zwar rechnerisch mit einer Verteuerung von 0,01 CNY/kWh verbunden, ging aber mit einer Verbesserung des Wirkungsgrades auf 41% einher (Worldbank, MOST, GTZ, SECO 2004).

5.2.2. Wasserkraft

Mit 680 GW hat China das weltweit größte technische Potenzial an Wasserkraft (Ji, Nan 2004; CEC 2004/2005). Die Ressourcen verteilen sich auf das ganze Land, befinden sich aber zu etwa 70% im Westen und Südwesten des Landes. Ende des Jahres 2005 betrug die installierte Kapazität von Wasserkraftwerken insgesamt 116 GW (zum Vergleich: installierte Kapazität in Deutschland 4,7 GW). Dies entspricht einem Zuwachs von 7,8 GW oder von 7,2% im Vergleich zum Vorjahr. Damit erfuhr die Wasserkraft neben der thermischen Stromerzeugung die höchste Zuwachsrate für das Jahr 2005. Ihr Anteil an der installierten Leistung lag somit bei rund 22,8% (Tabelle 9). Der Anteil an der Stromerzeugung ist jedoch mit etwa 18,5% etwas geringer ausgefallen.

In Zukunft möchte China seine Wasserressourcen vermehrt nutzen. Die Kapazitäten sollen bis zum Jahr 2020 auf 150 GW bei Großwasserkraftanlagen bzw. 70 GW bei Kleinwasserkraftanlagen ausgebaut werden. Mit dem Drei-Schluchten-Staudamm, der im Jahr 2009 die Stromproduktion aufnehmen wird und eine Kapazität von 18,2 GW bei einer jährlichen Stromerzeugung von 84,7 TWh aufweist, wurde bereits im Jahr 1993 begonnen. Zwei von Chinas zehn größten Projekten im Jahr 2004 waren Staudammprojekte. Hierzu zählten das Pubuguo-Staudamm-Projekt (Provinz Sichuan) und das Laxiwa-Staudamm-Projekt (Provinz Qinghai). Mit dem Bau des Pubuguo-Staudamm-Projektes wurde am 30.3.2004 begonnen. Dieses Kraftwerk wird eine Kapazität von 3,3 GW haben und eine jährliche Strommenge von 14,6 TWh erzeugen. Das Laxiwa-

Staudamm-Projekt wurde im Juni 2004 beschlossen. Die installierte Kapazität beträgt hier 4,2 GW bei einer jährlichen Stromerzeugung von 10,2 TWh.

Das Investitionsvolumen im gesamten Wassersektor im Jahr 2004 betrug 78,4 Mrd. CNY (7 Mrd. EUR). 14 Mrd. CNY (1,2 Mrd. EUR) oder 17,8% davon flossen in den Ausbau von Kapazitäten und in die Entwicklung der Wasserkraft (9%) (Ministry of Water Resources 2005), zum Vergleich: in Deutschland wurden 50,3 Mio. EUR in neue Anlagen investiert. Im Verhältnis zum Vorjahr entspricht dies einer absoluten Zunahme von etwa 3 Mrd. CNY (0,3 Mrd. EUR). Relativ fällt die Zunahme noch etwas gravierender aus. Die gesamten Ausgaben betrugen 82 Mrd. CNY (7,3 Mrd. EUR) im Jahr 2003, wovon 10,6 Mrd. CNY (0,9 Mrd. EUR), also 12,9%, in den Ausbau der Kapazitäten und Entwicklung flossen (Ministry of Water Resources 2004). Also auch anhand der Investitionsaufwendungen ist ein Trend dahingehend zu erkennen, dass die Wasserkraft mehr und mehr an Bedeutung gewinnt.

5.2.3. Kernenergie

Noch immer fällt der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung relativ gering aus. Während diese in Deutschland im Jahr 2005 mit 163 TWh einen Anteil von 26,3% an der Stromerzeugung hatte (AGEB 2006), trug sie in China mit 52,3 TWh nur zu 2,2% zur Stromerzeugung bei (Tabelle 9). Am 11.3.2004 ist Block 3 des Qinshan-Projektes und am 12.05.2006 Tianwan-1 in Lianyungang (Jiangsu) mit einer Bruttokapazität von 1.000 MW ans Netz gegangen, sodass in China nun zehn Reaktoren Strom ins öffentliche Netz einspeisen. Mitte 2006 befand sich noch ein weiteres Kraftwerk (Tianwan-2 mit einer Kapazität von 1.000 MW) im Bau und fünf weitere liefen unter dem Status von sog. "On-going-Projekten".

Atomkraftwerke, sowohl die bisher aktiven als auch die im Bau befindlichen, wurden und werden in den Küstenregionen errichtet, die kaum oder keine Kohlevorräte besitzen. In diesen Gegenden, die sich auch wirtschaftlich sehr schnell entwickeln, spielt Kernenergie daher eine wichtige Rolle bei der Energieversorgung. China arbeitet hier eng mit Frankreich, Kanada und Russland zusammen. Angesichts der relativ knappen Erdgasreserven, des rasant steigenden Energiebedarfs mit hoher Kohlelastigkeit des Energiemixes und den damit verbundenen CO₂-Emissionen bietet die Kernenergie eine – wenngleich auch nicht unumstrittene – Lösung, um dem immer dringenderen Problem der fossilen Stromerzeugung Herr zu werden. Die chinesische Regierung hat deshalb, und wegen der immer häufiger auftauchenden Engpässe vor allem in den entwickelten

Gebieten, im Herbst 2004 das weltweit größte Kernenergie-Neubauprogramm lanciert. Die Gesamtleistung der chinesischen Kernkraftwerke soll sich bis zum Jahr 2020 auf 40 GW erhöhen. Geplant sind zwei bis drei neue Kraftwerke pro Jahr. Im Jahr 2020 sollen dann etwa 4 bis 5% des heimischen Energiebedarfs mit Atomenergie gedeckt werden.

Für die Dauer des 11. Fünfjahresplanes (2006-2010) haben insgesamt 16 Provinzen, Regionen und Kommunen, zu denen Henan, Hubei, Hunan und Guangxi gehören, ihre Absicht erklärt, Kernkraftwerke zu errichten.

5.2.4. Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien (ohne große Wasserkraftwerke) waren im Jahr 2004 mit etwa 113 TWh entsprechend 5,2% an der Stromerzeugung in China beteiligt, zum Vergleich: in Deutschland trugen erneuerbare Energien 57,5 TWh entsprechend 9,3% (AGEB 2006) zur gesamten Stromerzeugung bei (Stromversorger und private Anlagenbetreiber).

Kleinwasserkraftanlagen (bis zu 25 MW) stellen den größten Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung. Sie werden überwiegend in isolierten Netzen vom Ministerium für Wasserressourcen (MWR) betrieben. Mit 38,6 GW und einem Stromoutput von etwa 110,5 TWh tragen sie zu etwa 34% zur derzeitigen Stromerzeugung aus Wasserkraft und zu etwa 97% zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei. Aktuell werden in China mehr als 42.000 Klein- und Miniwasserkraftanlagen betrieben, die etwa 300 Mio. Menschen mit Strom versorgen und einen wesentlichen Beitrag zur Elektrifizierung der ländlichen Regionen leisten. Bis zum Jahr 2020 soll die Kapazität auf 70 GW erweitert werden, was etwa 70% des theoretisch technisch nutzbaren Potenzials dieser Technologie für die Stromerzeugung entspricht.

Wind, Photovoltaik und moderne Biomasse tragen noch nicht signifikant zur Stromerzeugung bei. Sie bringen es auf etwas mehr als 2 TWh Stromerzeugung. Das Potenzial von Windkraft wird jedoch auf etwa 1.000 GW geschätzt, wobei $\frac{3}{4}$ der Potenziale auf Off-shore-Anlagen entfallen. Mit der Nutzung und Entwicklung von Windenergie wurde erst in den 1990er Jahren begonnen. Die jährlich in China neu installierte Windkraftkapazität ist in den letzten Jahren durchschnittlich um 50% gestiegen (Schaubild 4).

Die installierte Kapazität lag im vergangenen Jahr bei 1.260 MW (zum Vergleich: in Deutschland installierte Kapazität 18,4 GW). Bis Ende des Jahres 2005 wurde die Kapazität auf über 1.000 MW erweitert.

China hat die Fertigung von großen Windturbinen über 750 kW selbst übernommen, was auch bei einem Blick auf die installierten Anlagen im Detail auffällt. 167 der 249 neu installierten Anlagen im Jahr 2004 weisen eine Leistung von größer oder gleich 750 kW auf. Eigentlich wurde erst für das Jahr 2005 mit der Einführung der 1-MW-Klasse gerechnet, doch bereits in 2004 wurden (nach Angaben der GTZ Beijing) in der Inneren Mongolei und in Shanghai insgesamt elf Anlagen mit je 1.500 kW Leistung installiert. Nimmt man durchschnittlich 2.750 Jahresnutzungsstunden der Windenergieanlagen an, so ergaben sich für das Jahr 2005 3,5 TWh Stromerzeugung, ein Plus von 119% gegenüber 2003 (1,6 TWh).

Die so genannte moderne Biomassenutzung, also die Verwendung von gasförmigen, flüssigen und festen Bioenergieträgern zur Strom- und Kraftstoffherzeugung und zur Wärmebereitstellung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und/oder über Nah- und Fernwärmenetze ist zurzeit noch marginal. In Zukunft sollen jedoch die erheblichen Biomassepotenziale – immerhin wird von etwa 20 EJ (Etagoule) bzw. rund 5.500 TWh (GTZ 2005) pro Jahr gesprochen – auch für die Stromerzeugung in KWK-Anlagen zugänglich gemacht werden. Die derzeit installierte Kapazität von 2 GW, von denen 1,7 GW auf die Verarbeitung von Zuckerrohr entfallen (CEPIC 2005), soll bis zum Jahr 2020 auf 20 GW ausgebaut werden. Damit würden auf sie etwa 2% der gesamten installierten Leistung fallen.

Auch die Photovoltaik (PV) weist erhebliche Potenziale auf. Da zwei Drittel des Landes über mehr als 2.200 Sonnenstunden mit teils sehr intensiver Sonneneinstrahlung verfügen, werden der Sonnenenergie von allen erneuerbaren Energien die größten theoretisch nutzbaren Potenziale attestiert. Die theoretisch nutzbaren Potenziale zur Stromerzeugung mit Photovoltaik werden mit 1.090 TW beziffert (Ma 2005). Derzeitig sind etwa 65 MW installiert (zum Vergleich Deutschland: 708 MW), wovon etwa die Hälfte zur Stromerzeugung in den abgelegenen ländlichen Gegenden in netzunabhängigen Anlagen genutzt wird. Dies entspricht einem Zuwachs von etwa 20 MW im Vergleich zu 2002¹⁰.

¹⁰ Dieser Zuwachs von etwa 10 MW pro Jahr konnte u.a. durch das Township-Electrification-Program erzielt werden (zum Vergleich: in Deutschland neu installierte Kapazitäten im Jahr 2003 150 MW und in 2004 360 MW). Die installierte Leistung von 65 MW entspricht etwa 0,015% der derzeit installierten Leistung. Größere netzgekoppelte Systeme werden eher seltener angewandt, werden aber in Zukunft auch mehr Aufmerksamkeit erfahren, wenn die Vergütungssätze im Erneuerbare-Energien-Gesetz endgültig festgelegt sind. Dann wird auch mit einem verstärkten Engagement ausländischer Investoren in diesem Sektor gerechnet. Wurde im Jahr 2004 bereits das

5.3. Stromübertragung und -verteilung

Durch die ständig steigende Nachfrage nach Energie wurde in den letzten Jahren viel in den Kapazitätsausbau der Stromerzeugung investiert. Mit dem Aufbau dieser Kapazitäten ging auch ein Ausbau des Verteilungsnetzes einher.

Ende des Jahres 2004 betrug die Länge des gesamten Netzes 897.139 km mit einer Spannung über 35 kV. Dies entspricht einer Steigerung von 2% im Vergleich zum Vorjahr. Die Kapazität der Umspannstationen mit mehr als 35 kV betrug 1.577.171 MVA, was einer Steigerung von 13,1% im Vergleich zum Vorjahr entspricht (Tabelle 11).

Betrachtet man die Investitionen in den letzten Jahren, so fällt auf, dass mehr in den Ausbau von Erzeugungskapazität investiert wurde, als in den Ausbau der Netze. Von den investierten 313,6 Mrd. CNY im Jahr 2003 hatte der Netzbereich mit 126,5 Mrd. CNY einen Anteil von 40,3%. Im Jahr 2004 sank der Anteil der Investitionen in den Netzausbau auf 27,9%, respektive 128,1 Mrd. CNY (CEPIC 2005). Dies wird zu weiteren Engpässen im Netzbereich führen. In einigen Regionen kam es bedingt durch den langen Sommer zu Überlastungen beim Transport und im Umwandlungsbereich, die unweigerlich Blackouts zur Folge hatten.

Von den getätigten Investitionen hatte die State Grid Corporation mit 74,5 Mrd. CNY in den Ausbau ihres Verteilungsnetzes und Umspannanlagen den größten Anteil. Weitere 16,7 Mrd. CNY wurden von der China Southern Power Grid Corporation Ltd. in den Ausbau ihrer Netze investiert (CEPIC 2005). Der Schwerpunkt liegt im Ausbau der West-Ost-Leitungen, der Nord-Süd-Leitungen, im Ausbau der regionalen- und provinzeigenen Netze sowie der Erweiterung der Verteilungsleitungen von großen Kraftwerken in die Verbrauchszentren (z.B. vom Drei-Schluchten-Staudamm nach Shanghai). Andere große Projekte sind das Lingbao-DC-back-to-back-Projekt in der Provinz Henan, das Jiangyin-500-kV-Long-Cross-Over-Projekt in der Provinz Jiangsu und das Nord-West-750-kV-Demonstrationsprojekt. Mittelfristig soll es drei Stromversorgungslinien in China

bisher größte Kraftwerk mit einer Kapazität von 1 MW in Shenzhen an das Netz angeschlossen, so wird im 11. Fünfjahresplan der Bau von netzgebundenen Kleinkraftwerken (5 MW) in Wüsten-nähe forciert. Im Rahmen des Village-Electrification-Program soll die PV einen Zuwachs von 265 MW in den Jahren von 2005 bis 2010 erfahren. Unterstellt man 2.850 Jahresnutzungsstunden bei Photovoltaik in China (UNDP 2002), so ergaben sich 0,26 TWh Stromerzeugung für 2004, ein Plus von 40,0% gegenüber 2003 (0,19 TWh).

geben, eine nördliche, eine mittlere und eine südliche:

- In der nördlichen Passage soll der Strom durch eine 500-kV-Leitung von der Provinz Shanxi und dem westlichen Teil der Inneren Mongolei nach Beijing, Tianjin und die Provinz Hebei geleitet werden.
- In der mittleren Passage sollen zwei 500-kV-Leitungen Strom aus Sichuan, Chongqing und den Provinzen in der Mitte Chinas nach Ostchina transportieren.
- In der südlichen Passage soll Strom aus den Provinzen Yunnan, Guizhou und Guangxi nach Guangdong geleitet werden (Xie 2005).

5.4. Sektoraler Stromverbrauch

Der Bruttostromverbrauch in China lag im Jahr 2005 bei 2.397,4 TWh und wuchs gegenüber dem Vorjahr um 13,4%. Noch immer sind die Leitungs- und Netzverluste in China im Jahr 2005 mit 7,5% des Bruttostromverbrauchs sehr hoch, haben sich jedoch gegenüber Mitte der 1990er Jahre (8,8%) reduziert. Für das Jahr 2005 kann eine ähnliche Größenordnung angenommen werden. In Deutschland liegt der entsprechende Anteil bei 2,4%. Insofern sind in China noch deutliche Minderungspotenziale zu erkennen.

Der Nettostromverbrauch, der sich als Differenz des Bruttostromverbrauchs und der Leitungs- und Netzverluste errechnet, verteilt sich nach Abnahmegruppen in China wie folgt (Tabelle 12):

- Auf den Primärsektor (Land- und Forstwirtschaft, Fischerei) entfielen 2,8% des Nettostromverbrauchs.
- Auf den Sekundärsektor (Industrie und Bauwirtschaft) entfielen 74,8% und damit etwa $\frac{3}{4}$ des gesamten Nettostromverbrauches.
- Die verbleibenden 22,4% entfielen auf den Tertiärsektor (staatliche und private Dienstleistungen) mit etwa 11% und die privaten Haushalte mit ebenfalls etwa 11%.

Das Verbrauchswachstum trat vor allem in den energieintensiven Grundstoffindustrien auf, die erheblich ausgebaut wurden. Aber auch der gestiegene Lebensstandard, der eine steigende Stromnachfrage der privaten Haushalte mit sich bringt, und die steigende Nachfrage bei gewerblichen Verbrauchern, die überwiegend temperaturbedingt ist, pointieren den hohen Lastbedarf.

Trotz der enormen Kapazitätserweiterung kam es auch in diesem Jahr zu Versorgungsengpässen in allen Verbrauchsbereichen. Seit dem Jahr 2001 sind die Engpässe ein nationales Problem geworden, von dem von Jahr zu Jahr immer

mehr Provinzen betroffen sind. Im Jahr 2004 war davon allerdings das Yangtse-Delta (Electric Power News 2005) am meisten betroffen. Im Juni 2004 wurden 18 GW Kapazität abgeschaltet. Dies entsprach einer Strommenge von 6,6 TWh oder 0,4% des gesamten Stromverbrauchs in China. Bedingt durch den langen warmen Sommer, der bis in den Oktober hineinreichte, kam es in diesem Jahr in 24 Provinzen zu Abschaltungen bzw. Versorgungsengpässen. Am schlimmsten betroffen war die Provinz Zhejiang. An durchschnittlich 11,3 Tagen pro Monat kam es hier im ersten Halbjahr zu Ausfällen.

Experten gehen davon aus, dass sich erst im Jahr 2007 die Situation etwas entspannen wird, wenn die sich derzeit in Bau befindlichen 120 GW ans Netz gegangen sind. In diesem Jahr fehlten etwa 30 bis 40 GW zur Deckung der Nachfrage bei gegebenen Preisen. Diese Engpässe führten zeitweise in einigen Betrieben zu Produktionseinstellungen und zur Einführung einer 4-Tage-Woche. Xie Zhenhua, Executive Deputy Chairman des China Electricity Council, rechnet im Jahr 2005 mit einem Defizit von etwa 20 bis 25 GW (Xie 2005).

6. Zusammenfassung und Ausblick

Der PEV belief sich in China im Jahr 2005 auf 2,2 Mrd. t SKE. Das waren knapp 200 Mio. t SKE oder rund 11% mehr als im Vorjahr (Tabelle 13). Nicht enthalten in diesem PEV ist der Beitrag der nicht über formale Märkte gehandelten Energieträger wie Biomasse und Biogas sowie auch der solaren Warmwasserbereitung. Insgesamt wird dieser Beitrag auf 200 bis 300 Mio. t SKE geschätzt. Die wesentlichen Änderungen und deren Bestimmungsfaktoren bei den einzelnen Energieträgern gegenüber 2004 lauten:

- Der Anteil der Kohle am Energiemix ist mit 72,4% wieder angestiegen. Mit einem Anteil von 72,4% im Jahr 2005 dominierte die Kohle weiterhin den gesamten Primärenergieverbrauch. Produktion und Transport dienen jedoch fast ausschließlich zur Befriedigung der Binnennachfrage. Wichtigste treibende Faktoren für das Wachstum der Kohlenachfrage sind die steigende Stromerzeugung sowie der Wärmeenergiebedarf in der Eisen- und Stahlindustrie. Zur Deckung dieses Bedarfs wurde die inländische Kohleförderung im Jahr 2005 um 15,6% gegenüber dem Vorjahr erhöht.
- Überraschend ist die Stagnation des Ölverbrauchs im Jahr 2005 durch die Einführung von Preiskontrollen und Mengenrationierungen an den Tankstellen. Diese Schutzmaßnahme wurde eingeführt, um den Rohölverbrauch und damit die Importe nicht zu schnell anwachsen zu lassen. Mit etwa 327

Mio. t wurde das Vorjahresniveau des Mineralölverbrauchs nur um 9 Mio. t überschritten. Im Jahr 2005 sind die Importe von Rohöl mit 127 Mio. t praktisch konstant geblieben. Da die heimische Erdölförderung dem steigenden Mineralölverbrauch seit langem nicht mehr standhalten kann, stiegen auch die Rohölimporte in China weiter an: im Jahr 2005 gegenüber 2004 um 3,5% auf 127 Mio. t. Die Netto-Importquote liegt nun bei 38,9%. Trotz eines Kapazitätswachses bei den Erdölraffinerien von 4,7% ergeben sich Engpässe, da es an Anlagen zur Verarbeitung des schwefelreicheren Rohöls aus dem Mittleren Osten fehlt. Auch die Nachfrage nach Ölprodukten, die in den vergangenen Jahren mit zweistelligen Raten zugenommen hat, ist recht konstant auf dem Vorjahresniveau geblieben. Besonders stark ist der Rückgang des Wachstums bei Leicht- und Mitteldestillaten ausgefallen, zu denen leichtes Heizöl, Diesel, Kerosin und Benzin gehören.

- Der Verbrauch an Erdgas stieg um 17,5% gegenüber dem Jahr 2004 auf 47 Mrd. m³ an. Wesentliche infrastrukturelle Voraussetzung dafür war die Fertigstellung der 4.000 km langen Gaspipeline von Xinjiang nach Shanghai im Jahr 2004 und die Inbetriebnahme im Januar 2005. Die chinesische Regierung fördert das Erdgas als SO₂-arme und rußfreie Energie und als Brennstoff für gasbetriebene Kraftwerke im Mittel- und Spitzenlastbetrieb.
- Der Nettostromverbrauch wuchs um 13,4% auf 2.217 TWh. Getrieben wird das Wachstum des Stromverbrauchs vor allem in den energieintensiven Grundstoffindustrien (Aluminium-, Zement-, Glasindustrie, chemische Industrie etc.), die erheblich ausgebaut wurden. Aber auch das Wachstum des verfügbaren Einkommens, das eine steigende Nachfrage nach Gütern induziert, die entweder selbst Strom verbrauchen (z.B. Klimaanlageanlagen) oder stromintensiv produziert wurden (Aluminiumdosen für Kaltgetränke etc.) trägt zum steigenden Stromverbrauch in China bei. Bei der Stromerzeugung betrug der Kapazitätswachstum im Jahr 2005 gegenüber dem Vorjahr 15,5% oder knapp 70 GW. Auch hier zeigte insbesondere die staatliche Förderung der Wasserkraft Erfolge: Gegenüber dem Vorjahr stieg der Verbrauch an Strom aus Wasserkraft um 10,6%. Zusätzliche Stromübertragungs- und Verteilungsnetze wurden in einer Länge von 17.600 km installiert.

Insgesamt konnte im Jahre 2005 nicht von einem ausgeglichenen Energiemarkt die Rede sein. Es gab Engpässe, Abschaltungen und Rationierungen bei der Nachfrage trotz einer nicht nachhaltigen Übernutzung des Angebots. Der extreme rasche Anstieg der Stromnachfrage wurde nicht vorausgesehen und die

Kraftwerks-, Leitungs- und Kohleförder- und Transportkapazitäten waren kurzfristig nicht ausreichend. Zusätzliche Energiesicherheitsengpässe ergeben sich durch unzureichende Kohleförder- und Transportkapazitäten. Der Anstieg der Bedeutung der Kohle im Primärenergieverbrauch verstärkt die Situation. Lediglich im Öl- und Gasbereich konnte die Energieversorgungssicherheit vergrößert werden, auch durch verstärkte Direktinvestitionen in die weltweite Exploration.

Mittelfristig besteht jedoch aufgrund der hohen angestoßenen Kapazitätswachse bei der Stromerzeugung und aufgrund des Ausbaus der Transportkapazitäten bei Strom und Kohle die Möglichkeit eines besseren Marktausgleichs. Im Augenblick befinden sich noch 210 GW im Bau. Ob es dabei wieder zu einer Stromerzeugungsüberkapazität kommt wie Mitte der 1990er Jahre, wird insbesondere von der konjunkturellen Entwicklung Chinas in der zweiten Hälfte dieses Jahrzehnts abhängen.

Auf längere Sicht gehen alle Prognosen von einem steigenden Volumen des Energiemarktes aus. Dies hat erhebliche Konsequenzen für die Positionierung Chinas auf den internationalen Energierohstoff- und Investitionsgütermärkten.

Literatur

- AGEB (2005), *Primärenergieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland*. Online: <http://www.ag-energiebilanzen.de/daten/daten17.pdf> (Aufruf: 20.11.2005)
- AGEB (2005a), *Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2004 nach Energieträgern*. Online: <http://www.ag-energiebilanzen.de/daten/str0205w1.pdf> (Aufruf: 28.11.2004)
- AGEB (2006), *Primärenergieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland*. Online: [http://www.ag-energiebilanzen.de/daten/PEV04_05_dvend\(1\).xls](http://www.ag-energiebilanzen.de/daten/PEV04_05_dvend(1).xls), (Aufruf: 07.09.2006)
- Andrew-Speed, P. (2004), *Energy Policy and Regulation in the Peoples Republic of China*, The Hague/London/New York: Kluwer
- Bai, F. (2002), „Probleme und Reformmaßnahmen der chinesischen Kohlenwirtschaft“, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 4/2002, S.283ff.
- BP (2005), *Statistical Review of World Energy 2004*. Online: www.bp.com/statisticalreview (Aufruf: 20.11.2005)
- BP (2006), *Statistical Review of World Energy 2005*. Online: www.bp.com/statisticalreview (Aufruf: 06.01.2007)

- Burg, Gerhard (2005), *Coal Quarterly July 2005*. Online: <http://www.national.com.au/vgnmedia/download/CoalJuly05.pdf> (Aufruf: 05.12.2005)
- GTZ (2005), *Energiapolitische Rahmenbedingungen für Strommärkte und erneuerbare Energien in der VR China*. Online: <http://www2.gtz.de/dokumente/bib/05-0928.pdf>, (Aufruf: 20.11.2005)
- CEC (2004/2005), *The Chinese Power Industry Today*, Shanghai: Mimeo
- China Daily* (2003), "Daqing to cut oil production", 22. September 2003
- China Daily* (2004), "First coal liquefaction centre set up in Shanghai", 12. März 2004
- CEPIC – China Electric Power Information Center (2004), *Electric Power in China*, Beijing: Mimeo
- CEPIC – China Electric Power Information Center (2005), *Electric Power in China*, Beijing: Mimeo
- China's Oil and Gas Summit 2005, Konferenzunterlagen
- Chinaoilweb (2005), *China's import of crude oil in 2004 hits 122.72 mio. tons*. Online: http://www.chinaoilweb.com/asp/content/show.asp?master_id=5090&Type_ID=3&feed (Aufruf: 29.1.2005)
- Clark, Judy R. (2005), *Chinese oil demand growth to slow this year*. Online: http://ogj.pennnet.com/articles/article_display.cfm?Section=ONART&C=GenIn&ARTICLE_ID=241587&p=7 (Aufruf: 17.11.2005)
- CNOOC (2005), *Annual Report 2004*, Beijing: Mimeo
- CNPC (2005a), *Natural Gas and Pipelines 2004*, Beijing: Mimeo
- CNPC (2005b), *Current Status and Development Trend of China's Natural Gas Market*, Beijing: Mimeo
- CNPC (2005c), *Exploration and Production 2004*, Beijing: Mimeo
- ITC (ed.) (2005), *COAL INDUSTRY IN CHINA 2004*. Online: http://www.oko-kok.com.cn/abroad/Abroad_show.asp?ArticleID=201 (Aufruf: 14.6.2005)
- Dai Yande, Alex Westlake, Li Gang, Shu Liang, Wu Daohung, Jerry Li (2005), *Climate Change and Energy Opportunities in China*. Online: <http://www.defra.gov.uk/corporate/international/eu-presidency/events/pdf/cc-051005china.pdf> (Aufruf: 20.11.2005)
- EIA (2005), *Top World Oil Producers, Exporter, Consumers, and Importers, 2004*. Online: <http://www.infoplease.com/ipa/A0873829.html> und www.eia.doe.gov/emeu/cabs/ (Aufruf: 17.11.2005)
- EIA (2005a), *China Country Analysis Brief*. Online: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/china.html> (Aufruf: 21.2.2006)

- Electric Power News (2005), zusammengestellt von Xu Zhiyong, GTZ Beijing Erling, J. (2005), „China investiert 150 Mrd. in erneuerbare Energien“, in: *Die Welt*, 14.11.2005
- Guo Jianbo (2005), *Technical Measures of Transferring Capability Improvement in Power System, China EPRI 2005*, Beijing: Mimeo
- Guo Sizhi (2005), *Oil Refining Business in China*, IEEJ April 2005, Tokyo: Mimeo
- He, Youguo (2003), *China's Coal Demand Outlook for 2020 and Analysis of Coal Supply Capacity, China Coal Industry Development Research and Consulting Co.Ltd.* Online: <http://www.iea.org/textbase/work/2003/beijing/4Youg.pdf> (Aufruf: 20.11.2005)
- Hufmann, Rall, Moczadlo (2005), „Einsatz von moderner Messtechnik zur Prozessoptimierung in chinesischen Kohlekraftwerken“, in: *VGB PowerTech*, Heft 4/05
- IEA (2002), *Developing China's Natural Gas Market*, Paris: IEA
- IEA (2004), *Prospects and Challenges for Natural Gas Market in China*, Paris: IEA
- ISI (2006), *Steel Statistics July 2006*. Online: <http://www.worldsteel.org/?action=stats&type=steel&period=latest&month=7&year=2006> (Aufruf: 7.9.2006)
- Ji Chengjun, Nan Yue (2004), „Energieprobleme in China – ein kurzer Überblick“, in: *TU International* Juli 2004, Beijing: Mimeo
- Yamaguchi, Kaoru; Chuo, Keii (2003), *Natural Gas in China*, IEEJ 2003, Tokyo: Mimeo
- LBL – Lawrence Berkeley National Laboratory (2005), *China Energy Databook 2004*, Berkeley
- Logan, J. (3.2.2005), *Energy Outlook China: Focus on Oil and Gas, Hearings from EIA's Annual Energy Outlook for 2005 Committee on Energy and Natural Resources U.S. Senate February 3rd 2005*. Online: http://www.iea.org/textbase/speech/2005/jl_china.pdf (Aufruf: 23.11.2005)
- Ma, Shenghong (2005), *Suggestions on the Layout of PV Development of the "Eleventh Five Year Plan"*, Beijing: Mimeo
- Ministry of Water Resources (2004), *Statistic Bulletin of Water Sector*, Beijing: Mimeo
- Ministry of Water Resources (2005), *2004 Statistical Bulletin on the National Water Activities*, Beijing
- Mooney, Paul (2005), „China's Africa Safari“, in: *Yale Global Online*,

- 3.1.2005. Online: <http://yaleglobal.yale.edu/display.article?id=5106> (Aufruf: 23.11.2005)
- NBS – National Bureau of Statistics (2005), *China Statistical Yearbook 2005*, Beijing: China Statistical Press
- Pan, K. (2005), *The Depth Distribution of Chinese Coal Resource*, Shanghai: Fudan University Press
- SERC (2005), *Übersicht der grundlegenden Daten der nationalen Stromwirtschaft* (Guojia dianli gongye zhuyao jingjijiben zhibiao). Online: www.serc.gov.cn/opencms/export/serc/statistic/dltj/news/document000001.html und www.serc.gov.cn/opencms/export/serc/statistic/dltj/news/document000003.html (Aufruf: 29.11.2005)
- Shichor, Yitzhak (2005), “Sudan: China’s Outpost in Africa”, in: *The Jamestown Foundation* 5 (21), 13.10.2005
- Shu, Yinbiao (2005) (20.11.2005), *Current Status and Development of National Grid in China*, IEEE 2005 Conference Speech. Online: <http://conference.epri.ac.cn/t-d2005ap/speech/K1.pdf> (Aufruf: 20.11.2005)
- Sinopec (2005), *Annual Report 2004*. Beijing: Mimeo
- State Statistical Bureau (versch. Jgg.), *China Statistical Yearbook*, China Statistical Press: Beijing
- Tian, Chunrong (2005), “Analysis of China’s Oil Import and Export”, in: *International Petroleum Economics* 13(3), S.70-72
- UNDP (2002), *Renewable Energy: China*. Online: <http://tcdc.undp.org/experiences/vol8/China.pdf>, Aufruf: 25.1.2006
- USGS (2006), *International Minerals Statistics and Information – China*, Reston. Online: www.usgs.org
- Worldbank, MOST, GTZ, SECO (2004), *CDM in China*, 2nd Edition September, Washington
- Wu Zongzhi (2004), “Setting some aside”, in: *Beijing Review*, 11.11.2004
- Xie Zhenhua (2005), “China’s Power Sector on the Fast Track”, in: *China Daily*, 16.5.2005
- Xinhua (2005a) (29.07.2005), *China’s annual gas consumption to reach 100bln cm in next five years*, in: *People’s Daily online*. Online: http://english.people.com.cn/200507/29/eng20050729_199108.html (Aufruf: 28.11.2005)
- Xinhua (2005b) (11.11.2005), *China’s oil resource reserve maintains favorable growth*. Online: <http://www.china5e.com/news/oil/200511/200511110049.html>. (Aufruf: 23.11.2005)

Xinhua (2005c) (29.10.2005), *Nation to Open up Coal Industry*. Online: <http://en.chinabroadcast.cn/855/2005/10/29/262@27534.htm> (Aufruf: 20.11.2005)

Anhang: Tabellen und Schaubilder

Tab.1 Jährliche Veränderung des Energieverbrauchs und des realen BIP¹ (2002-2005, in % gegenüber dem Vorjahr)

	2002	2003	2004	2005
Energieverbrauch	+11,6%	+16,5%	+17,8	+10,6
BIP (in Preisen von 1998)	+10,6	+11,5	+13,3	12,0

Quelle: SERC (2005), NBS (2005). ¹ In Preisen von 1998.

Tab.2 Aufkommen und Verbrauch von Mineralöl (2003-2005, in Mio. t und %)

	2003	2004	2005	2004-2005
	Mio. t			%
Inlandsförderung	170,3	174,7	180,9	3,5
+ Rohöleinfuhr	91,1	122,7	127,1	3,6
+ Importe von Mineralölprodukten	37,2	45,5	39,8	-12,5
= Aufkommen	298,6	342,9	347,8	1,4
- Exporte Rohöl und Produkte	25,1	18,0	20,7	15,0
- Bunkerungen				
= Primärenergieverbrauch	273,5	324,9	327,1	0,7

Quelle: Clark (2005), BP (2005), Tian (2005), *China's Oil and Gas Summit 2005*, *Chinaoilweb* (2005).

Tab.3 Entwicklung des Verbrauches nach Produktgruppen und Raffineriekapazität (1990-2005, in mb/d)

	1990	1995	2000	2003	2004	2005	1990-2005 (%)
Leichtdestillate	0,61	1,01	1,27	1,49	1,67	1,75	187,1
Mitteldestillate	0,64	1,01	1,59	1,95	2,29	2,43	280,5
Heizöl, schwer	0,66	0,68	0,78	0,88	0,96	0,90	36,1
andere	0,42	0,70	1,14	1,49	1,86	1,91	360,8
Raffineriekapazität	2,15	2,71	4,22	4,82	5,38	5,75	167,0

Quelle: BP (2006).

Tab.4 Erdgasproduktion nach Anteilen der Hauptproduzenten (1998-2005, in Mrd. m³)

Produzenten	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
CNPC	15,0	16,3	18,3	20,6	22,5	24,9	28,7	36,7
Sinopec	2,3	2,2	3,9	4,6	4,9	5,3	5,8	6,29
CNOOC	3,9	4,4	4,0	3,9	3,7	3,1	3,8	4,02
Andere	2,1	2,3	1,0	1,3	1,5	1,1	1,7	2,99
Summe	23,3	25,2	27,2	30,3	32,6	34,4	40,0	50,0
Jährliche Wachstumsraten in %	2,5	8,2	7,9	11,5	7,6	5,5	16,3	25,0

Quelle: Yamaguchi, Chuo (2003); CNOOC (2005); SINOPEC (2005); CNPC (2005c).

Tab.5 Entwicklung des Pipelinesetzes (1995-2004, in km und m³)

	1995	2000	2001	2002	2003	2004
Länge der Pipelines in km	8.381	12.262	14.283	14.802	16.855	21.116
davon: Erdgas	k.A.	12.041	14.035	14.545	16.539	20.587
Andere Gase	k.A.	221	248	257	316	529
Transport in Mrd. m ³		13,1	14,3	16,3	20,2	27,6

Quelle: State Statistical Bureau (versch. Jgg.) und CNPC (2005a).

Tab.6 Verbrauch und Anteil von Erdgas am PEV (1998-2005, in Mrd. m³ und %)

	1998	2000	2002	2004	2005
Verbrauch in Mrd. m ³	20,7	25,0	29,6	40,0	47,0
Anteil am PEV, in %	1,6	1,9	2,1	2,3	2,7

Quelle: CNPC (2005b), BP (2006) und eigene Berechnungen.

Tab.7 Installierte Stromerzeugungskapazitäten (2003-2005, in GW und % der gesamten installierten Leistung)

Jahr	2003	2004	2005	Anteil 2005 in %	Wachstum 2004-2005 (%)
Total	391,5	440,7	509,0	100,0	15,5
Wasser	94,9	108,2	116,0	22,8	7,2
davon: Kleinwasserkraft	k.A.	38,6			
Thermisch	289,8	324,8	384,0	75,4	18,2
Kohle	~280,8	313,0- 314,7			
Gas und Öl	~9	~10-11			
Nuklear	6,2	6,9	7,6	1,5	10,1
Photovoltaik	~0,05	0,07	0,07	0	7,7
Wind	0,6	0,8	1,26	0,2	57,5

Quelle: CEPIC (2004), Shu (2005) und Guo (2005).

Tab.8 *Aufkommen von Elektrizität (2003 -2005, in TWh)*

	2003	2004	2005
	(TWh)		
Bruttostromerzeugung	1.905,0	2.187,0	2.400,0
- Eigenverbrauch	123,8	142,6	156,0
= Nettoerzeugung	1.781,2	2.044,4	2.244,0
+ Einfuhr	-	-	-
= Aufkommen	1.781,2	2.044,4	2.244,0
- Ausfuhr	17,8	20,4	22,4
= im Inland verfügbares Aufkommen	1.763,4	2.024,0	2.221,6

Quelle: Eigene Berechnungen nach Angaben der GTZ Beijing.

Tab.9 *Erzeugte Elektrizität (2003-2005, in TWh und % der gesamten Stromerzeugung)*

Jahr	2000	2003	2004	2005	Struktur 2005 (in %)
Total	1.368,5	1.905,2	2.187,0	2.397,4	100,0
Thermisch		1.579,0	1.807,3	1.965,9	82,0
Wasserkraft	222,4	281,3	328,0	362,9 k.A.	18,5 -
davon regenerativ ¹	k.A.	k.A.	110,5		
Kernenergie	16,7	43,9	50,1	52,3	2,2
Windenergie ²	0,9	1,6	2,1	3,5	0,2
Photovoltaik ³	k.A.	0,14	0,20	k.A.	-

Quelle: SERC (2005), CEPIC (2004), Shu (2005) und eigene Angaben. ¹⁾ Kleinwasserkraftwerke bis 25 MW. ²⁾ Bei angenommenen 2.750 Nutzungsstunden pro Jahr. ³⁾ Bei angenommenen 2.850 Nutzungsstunden pro Jahr.

Tab.10 *Spezifischer Kohleverbrauch der Kraftwerke (1980-2004, in g/kWh)*

	1980	1990	1995	2000	2001	2003	2004
Spezif. Verbrauch	448	427	412	392	385	380	379

Quelle: SERC (2005) und eigene Berechnungen.

Tab.11 Leitungslänge und Kapazität der Umspannstationen (1996-2004, in km und MVA)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Leitungslänge in 1.000 km									
Total	598,96	625,87	656,56	686,08	726,17	781,85	803,51	879,48	897,14
500kV	13,64	15,08	20,09	22,93	26,84	31,49	36,75	44,36	55,510
330kV	6,22	6,51	7,29	7,95	8,67	9,18	9,61	10,39	10,94
220kV	102,42	108,58	115,65	121,80	128,12	135,94	142,36	152,40	166,43
110kV	162,50	172,08	181,03	190,96	201,23	220,05	226,57	253,23	281,82
Transformerkapazität in MVA									
Total	698,25	765,74	834,27	917,75	996,10	1.117,71	1.244,56	1.388,34	1.570,17
500kV	51,36	56,66	68,82	80,12	94,47	117,31	137,25	161,66	212,66
330kV	k.A.	k.A.	10,65	12,48	14,10	15,27	17,55	18,99	18,99
220kV	203,69	227,91	250,96	280,27	306,32	340,26	372,09	425,88	486,13
110kV	k.A.	k.A.	297,14	324,06	353,84	402,38	447,62	502,76	625,58

Quelle: CEPIC (versch. Jgg.).

Tab.12 Sektoraler Verbrauch von Elektrizität (2003 – 2005; in TWh und % des gesamten Brutto- bzw. Nettostromverbrauchs)

	2003		2004		2005	2004-2005
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
= Bruttostromverbrauch	1.763,4	100,0	2.024,0	100,0	2.397,4	13,4
- Leitungs- und Netzverluste	132,3	7,5	151,8	7,5	179,8	
= Nettostromverbrauch	1.631	100,0	1.872	100,0	2.217,2	13,4
davon:						
Primärsektor	51	3,1	52	2,8	k.A.	-
Sekundärsektor	1.201	73,6	1.400	74,8	k.A.	-
Tertiärsektor	181	11,1	209	11,1	k.A.	-
Haushalte	192	11,8	211	11,3	k.A.	-

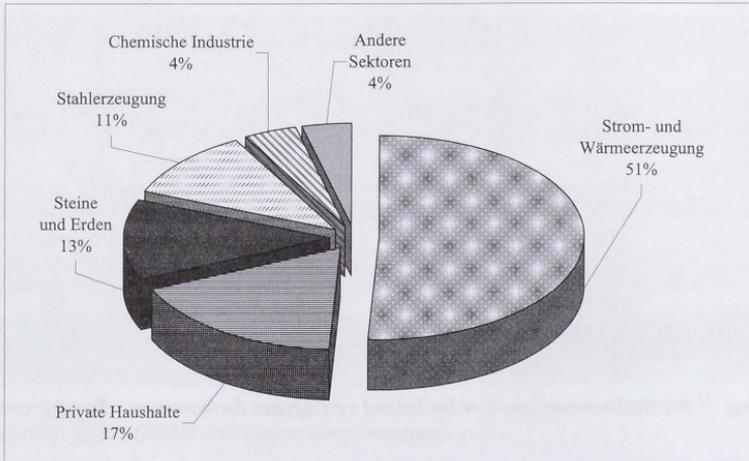
Quelle: GTZ Beijing. ¹⁾ Bruttostromverbrauch = Im Inland verfügbares Aufkommen – Pumpstromverbrauch.

Tab.13 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern (2003 - 2005, in Mio. t SKE und %)

	2003		2004		2005	
	Mio. t SKE	%	Mio. t SKE	%	Mio. t SKE	%
Kohle	1.192	71,4	1.398	69,9	1.577	72,4
Mineralöle	390	23,4	469	24,7	470	21,6
Erdgas	37	2,2	43	2,3	60	2,8
Kernenergie1	16	1,0	19	1,0	26	1,2
Wasserkraft1	35	2,1	40	2,1	45	2,1
Außenhandelssaldo Strom1	- 0,9	-0,1	k.A.	-	k.A.	-
Insgesamt	1.671	100,0	1.969	100,0	2.178	100,0

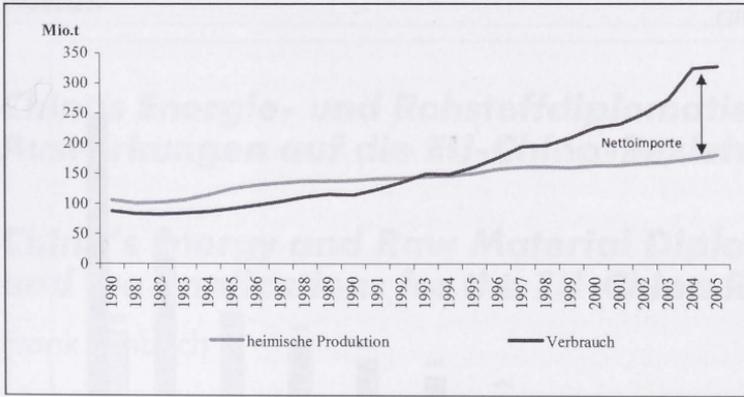
Quelle: Clark (2005), BP (2005, 2006), Tian (2005), China's Oil and Gas Summit 2005, Chinaoilweb (2005), CNPC (2005b), Pan (2005), CEPIC (2004, 2005), NBSC (2006) sowie eigene Berechnungen nach Angaben der GTZ. ¹⁾ Berechnet nach der Wirkungsgradmethode der IEA. Abweichungen in den Wachstumsraten durch Rundungsdifferenzen möglich.

Schaubild 1: Sektoralstruktur des Kohleverbrauchs (2005, in % des Gesamtverbrauchs)



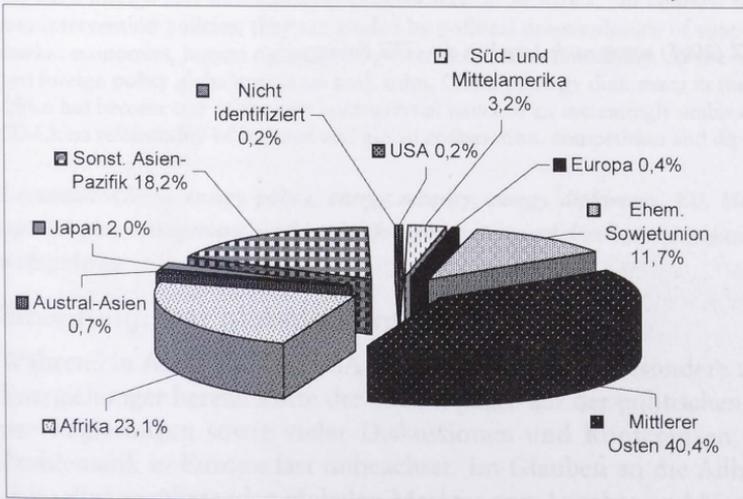
Quelle: LBL (2005).

Schaubild 2: Nettoimporte an Rohöl in China (1980-2005, in Mio. t)



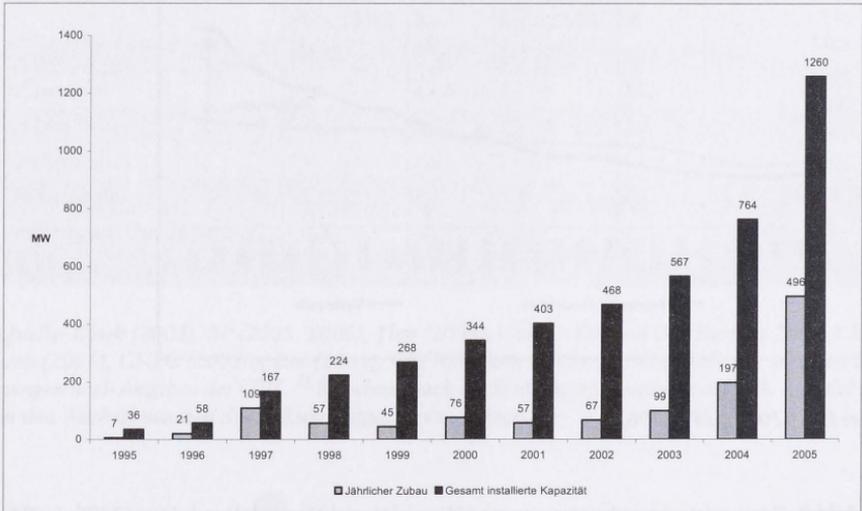
Quelle: LBL (2005), BP (2006).

Schaubild 3: Regionalstruktur der Importe von Mineralöl und Mineralölprodukten (2005, in %)



Quelle: BP (2006).

Schaubild 4: Gesamte installierte Kapazität und jährlich neu installierte Windenergiekapazität (1995-2005, in MW)



Quelle: BMZ, GTZ (2005) sowie nach Angaben der GTZ Beijing.