

Energie für Deutschland 2005

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext



Schwerpunktthema:
Chinas Energieversorgung: Viele Wege – ein Ziel



World Energy Council

CONSEIL MONDIAL DE L'ENERGIE

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Vorwort	5
Chinas Energieversorgung: Viele Wege – ein Ziel	9
Executive Summary	9
Gesamtwirtschaftliche Entwicklung	11
Chinas Energiesystem	15
Internationale Verflechtung	37
Energie in der Welt	43
Energie in der Europäischen Union	47
Energie in Deutschland	55
Abkürzungsverzeichnis	77
Gremien DNK	78
WEC und DNK	79

Vorwort

„Das Geschichtsbuch der Rohstoffwirtschaft wird neu geschrieben – von China“, das war das Fazit des BDI-Rohstoffkongresses im März 2005 in Berlin. Dies gilt insbesondere für den Energiebereich. Denn Chinas Energiehunger ist groß: Wächst die chinesische Wirtschaft in den nächsten Jahren weiter wie geplant, würde der Primärenergieverbrauch des Landes 2020 auf rd. 4,5 Mrd. t SKE ansteigen. Energiesparstrategien sollen den Zuwachs auf 3 Mrd. t SKE begrenzen. Selbst damit würde China dann den bislang größten Verursacher von CO₂-Emissionen – die USA – überholt haben. Bereits heute ist China zum weltgrößten Ölimporteur aufgestiegen und könnte in 2020 mit 400 Mio. t Mineralöleinfuhr die gesamte aktuelle Ölförderquote von Saudi-Arabien absorbieren. Aus diesen Gründen haben wir die Energieversorgung Chinas – als beispielhaftes Thema mit internationaler Ausstrahlung – zum Schwerpunkt der diesjährigen „Energie für Deutschland“-Publikation gemacht.

Die Stromerzeugungskapazitäten und der Verbrauch werden sich in diesem Zeitraum dort verdoppeln. Trotz breiter uneingeschränkter Diversifizierung wird die heimische Kohle auch künftig rund zwei Drittel des chinesischen Energiebedarfs decken müssen. Der jährliche Kraftwerkszubau, der etwa einem Drittel der gesamten deutschen Kraftwerksleistung entspricht, erfolgt in China bei allen Energieträgern von Kohle- und Kernenergieanlagen bis hin zur verstärkten Nutzung von Gas, Wasserkraft und anderen regenerativen Energien. Entsprechend der auch vom Weltenergieerat vertretenen These „Mehr Energie von allen“ werden in China pragmatisch und ideologiefrei alle Energieträger genutzt. Das schließt in China den Neubau von jährlich zwei bis drei Kernkraftwerken in den nächsten 15 Jahren ebenso mit ein wie den Ausbau von LNG-Terminals mit Blick auf eine zunehmende Globalisierung der Gasmärkte.

Was können wir hieraus für die deutsche Energiepolitik und -wirtschaft lernen? Eines ist sicher, wenn wir es ernst mit der CO₂-Minderung meinen, müssen wir weg von unserer schulmeisterlichen Politik im Bereich von Umwelt und Energie und über den Tellerrand hinaus den Blick für globale Entwicklungen öffnen. Wir müssen die begrenzten finanziellen Ressourcen bei der produzierenden Industrie, im Staatshaushalt, aber auch bei allen Verbrauchern optimal einsetzen. Nur dann und wenn dies im Schulterschluss mit anderen Industriestaaten erfolgt, sind die globalen Fol-

gen vergleichbarer Entwicklungen wie in China beherrschbar. Nur dann können sowohl überproportionale Verteuerungen durch Verknappung der Ressourcen als auch zu hohe Umweltbelastungen im Griff gehalten werden.

Dabei ist zu beachten, dass nach wie vor rund 2 Mrd. Menschen auf der Welt noch ohne kommerzielle Energieversorgung auskommen müssen. Nur gemeinsame, verantwortungsvolle Anstrengungen werden künftigen Generationen genügend bezahlbare Energien überlassen und zugleich eine lebenswerte Umwelt erhalten. Wem nutzt eine Fokussierung in der Groß-Stromerzeugung auf Erdgas, wenn morgen für den Chemiebereich und das dezentrale Heizen nicht mehr ausreichend Rohstoffe vorhanden sind?

Wohin führt uns eine in der derzeitigen Form gänzlich überzogene Förderung von Wind- und Solarstromerzeugung, die zudem mit einem von Jahr zu Jahr unübersichtlicheren und in sich widersprüchlicheren Instrumentarium verfolgt wird? Solange nur sechs Prozent der gesamten installierten Windenergieleistung in Deutschland andere Kraftwerke ersetzen können, wie dies die Dena-Netzstudie ergab, wird der begrenzte Nutzen dieser Energieform hierzulande deutlich.

Welche Konsequenzen wird die Stilllegung sicherer, umweltfreundlicher und noch lange wirtschaftlich betriebfähiger Kernenergieanlagen haben, wenn auf der anderen Seite nicht ausreichend Geld vorhanden ist, in Forschung und Entwicklung zukunftssträchtiger Energietechnologien – auch im Bereich der Kernfusion – zu investieren. Laufzeitverlängerungen im Kernenergiebereich würden die finanziellen Mittel freisetzen, mit denen z.B. „Clean-Coal-Technologien“ weiterentwickelt werden könnten, die gegebenenfalls dann das Gros alter Kraftwerke ersetzen könnten.

Klimapolitisch vernünftiger als die Konzentration auf eine sehr teure Ideologisierung und Perfektionierung von Maßnahmen hierzulande wäre es, eingespartes Geld aus nicht fehlgeleiteter nationaler Energiepolitik z.B. als Basisinvestitionen in modernste Kohlekraftwerke mit hohen Wirkungsgraden und niedrigen Emissionen zu stecken. Das Geld für eine Tonne CO₂-Minderung im Solarbereich ergibt bei der Wirkungsgradverbesserung von Kohlekraftwerken eine Minderung von 50–100 t CO₂. Bei Wind zu Kohle ist das Verhältnis heute ca. 1:20.

Um richtig verstanden zu werden: Auch wir sollten alle Energiearten ökonomisch und ökologisch optimal einsetzen, alle Technologien weiterentwickeln und sie dann gerade auch in energiehungrige Länder transferieren. Dazu gehört, dass wir keinen Energieträger ideologisch verteufeln. Wir sollten mit Augenmaß für das Machbare und aus Verantwortungsbewusstsein für die heutige und zukünftige Generation sparsam mit allen Energieressourcen umgehen. Wir sollten eine lebenswerte Umwelt global im Auge haben und unsere finanziellen Mittel zielgerichtet und effizient dafür einsetzen. Denn nur dann können wir ein weltweit überzeugendes Vorbild sein, das Nachahmer findet.

Der Weltenergiekongress in Sydney im vergangenen Jahr hat klar gezeigt, wie wichtig ein möglichst breiter Energiemix angesichts zunehmend volatiler Preisentwicklungen und einer stärkeren regionalen Konzentration der Förderstätten für die Versorgungssicherheit ist. Den weltweiten Herausforderungen ei-

ner zukünftig weiter stark wachsenden Energienachfrage wird nur mit einer länderübergreifenden Investitionsoffensive richtig begegnet werden können. Die Internationale Energieagentur schätzt den dazu notwendigen Investitionsbedarf bis zum Jahr 2030 auf rund 16 Trillionen US \$. Das Kapital dafür wird ganz überwiegend privates Kapital sein müssen, das sich nur bei verlässlichen Rahmenbedingungen und wettbewerbsfähigen Renditen mobilisieren lässt.

Nach der Verabschiedung des Regulierungsrahmens für die Strom- und Gasmärkte sollten wir daher die energiepolitischen und -wirtschaftlichen Entwicklungen in Deutschland wieder regelmäßiger durch eine ungefärbte, internationale Brille betrachten. Denn ein solcher Blick kann frühzeitig vor den Konsequenzen gefährlicher nationaler Alleingänge warnen. Der Weltenergiegierat und sein Deutsches Nationales Komitee wollen auch weiterhin – „beyond Sydney“ – ein Fenster zu diesen internationalen Entwicklungen bieten.

Berlin, im Mai 2005



Jürgen Stotz

Präsident
Deutsches Nationales Komitee
des Weltenergiegierates e.V. (DNK)

Chinas Energieversorgung: Viele Wege – ein Ziel

Chinas Energieversorgung: Viele Wege – ein Ziel

Paul Suding*

Executive Summary

Kernaussagen zu Chinas Energiewirtschaft und Energiepolitik:

- Seit den 1990er Jahren erhebliche Fortschritte bei der wirtschaftlichen Entwicklung. Einkommensunterschiede nach wie vor groß. Starke Migration der Landbevölkerung in die städtischen Regionen.
- Konsumschub durch mehr Wohnraum, Komfort und Mobilität. Qualität von Luft, Böden und Gewässer stark beeinträchtigt, akute Wasserknappheit. Großer Druck auf die biologischen Ressourcen und rückläufige Biodiversität. Daher ehrgeizige umweltpolitische Ziele.
- Chinas Primärenergieverbrauch seit 1990 von 0,75 auf derzeit 1,5 Mrd. t SKE gestiegen. Heute bereits zweitgrößter Energieverbraucher weltweit. Mit dem angestrebten Wirtschaftswachstum werden 2020 rd. 4,5 Mrd. t SKE erreicht. Energieeinsparstrategie soll den Zuwachs auf 3,0 Mrd. t SKE in 2020 begrenzen.
- Anpassung der Wechselkurse erforderlich. Leistungsfähiges und flexibles Arbeitskräftepotenzial sowie hohe Investitionsquote führen zu langfristig günstigen Wachstumsaussichten.
- Sowohl große Stein- und Braunkohlevorräte als auch Potenziale an Erneuerbaren Energien. Stark wachsender Importbedarf bei Öl und Gas. Anteil an den globalen CO₂-Emissionen steigen.
- Starke Stellung von Provinzen und Kommunen im chinesischen Energiesystem. Preisbehörde legt weitgehend kostenorientierte Energiepreise fest. Reform der chinesischen Energieadministration erzeugt auch Konflikte.
- Ölbedarf seit 1995 auf derzeit 300 Mio. t OE verdoppelt. Bis 2020 werden 550 Mio. t SKE erwartet, davon 2/3 Importe. Chinesische Ölwirtschaft sichert Importbasis durch intensive Auslandsaktivitäten.
- Allmählich wachsender Marktanteil des Erdgases. Für 2020 wird mit 200 Mio. m³ Verbrauch gerechnet, davon die Hälfte importiert, auch über LNG.
- Chinas große Kohlevorräte liegen bei 12 % der Weltressourcen. Derzeitiger Kohleverbrauch 1,5 Mrd. t SKE/a. Nachfrageschub bei Kessel- und Kokskohle. Produktionsausweitung langfristig auf 3 Mrd. t SKE/a, daher starker Einfluss auf die globale CO₂-Emissionen. Trotz Reform im Kohlektor unübersichtliche Marktverhältnisse.
- Elektrifizierung relativ weit fortgeschritten. Verfügbare Leistung in 2004 um 50.000 MW auf 450.000 MW angestiegen. Stromverbrauch derzeit rd. 1.850 TWh/a. Starker Ausbau der Kraftwerkskapazitäten. Dennoch Stromabschaltungen wegen Mangellagen. Stark differenzierte Strompreise in den Verbrauchssektoren.
- 3/4 des Stromaufkommens werden mit Kohle erzeugt. Große Wasserkraft deckt 1/6, neue Erneuerbare Energien 5 %. Öl und Gas haben geringe Anteile. Deutlicher Ausbau der Kernenergie (von derzeit 2 % Anteil auf 4 %) geplant.
- Bis 2020 etwa 900.000 MW installierte Leistung und Verbrauch von über 4.000 TWh/a erwartet. Wandel im Stromerzeugungsmix. Kohleanteil sinkt auf unter 2/3. Starkes Wachstum bei Wind, Biomasse und Erdgas. Proaktive Haltung zur Kernenergie und zum Ausbau der Erneuerbaren Energien. Festhalten an großen Wasserkraftprojekten. Große Vielfalt bei Erneuerbaren Energien in der nichtelektrischen Nutzung.
- Institutionelle Reformen des Stromsektors. Erzeugung und Netze werden zukünftig getrennt. Wegen Unterversorgung derzeit noch kein Wettbewerb bei der Stromproduktion.
- Die Hälfte der Ölimporte stammt aus dem Nahen Osten. Diversifizierung der Importstruktur. Bemühungen um Ölimporte aus Sibirien. Aufbau einer LNG-Infrastruktur. Anteilskäufe chinesischer Ölfirmen in vielen Ländern. Mittelfristig könnte China wieder wichtiger Kohleexporteur werden.
- Trotz dynamisch wachsender Energiewirtschaft wenig Importbedarf an energietechnischen Anlagen. Nur Basisimport, dann möglichst schnelle Fertigung auf Basis von Lizenzen oder mittels Joint Ventures in China. Technologietransfer und lokali-

*Das DNK dankt **Dr. Paul H. Suding**, Leiter des Bereichs Energie und Umwelt der GTZ China, Peking, auf dessen Arbeiten dieser Beitrag weitgehend beruht. Ergänzungen und Redaktion durch die DNK-Arbeitsgruppe.

sierte Fertigung hat hohe Priorität. Engpassfaktor in China sind die Kapazitäten zur Planung und Errichtung von Anlagen.

- Bei neuen Technologien erhebliche Investitionen in den Wissenschaftsbetrieb. Großes Interesse an der Zusammenarbeit mit den Forschungsabteilungen ausländischer Technologieunternehmen. Derzeitige Dynamik zwingt jedoch zur Nutzung vorhandener Technologien.
- Rasche Verdopplung der CO₂-Emissionen. China gerät international in eine zunehmend schwierige Situation, da es mit seiner Entwicklung an Grenzen in einer globalen Dimension stößt. Auf inter-

nationalem Terrain wird entsprechend vorsichtig agiert. Das Kyoto-Protokoll wurde früh ratifiziert, allerdings ohne sich zu Emissionsbegrenzungen zu verpflichten.

- China sieht die Lösung seiner Energieprobleme größtenteils im eigenen Land. Hinzu kommt die Diversifizierung von Importrisiken. Internationaler Aufbau von Vertrauen und Pflege der Zusammenarbeit.
- Mit Deutschland im Energiebereich langjährige vielfältige Kooperationen. Die in der Zusammenarbeit entstandenen Potenziale werden noch nicht optimal im deutschen Interesse genutzt.

China und seine Provinzen



Quelle: T.Trinh, Deutsche Bank Research 2005

Chinas Energiewirtschaft und Energiepolitik

Gesamtwirtschaftliche und soziale Entwicklung

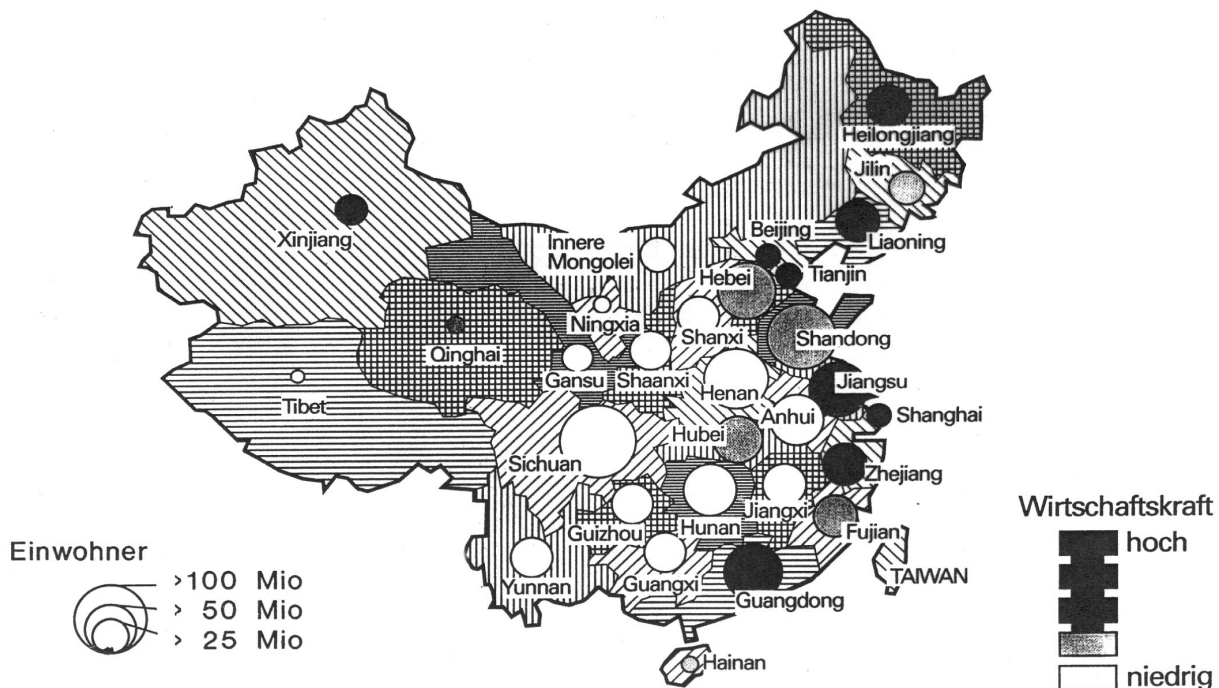
Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) der VR China hat 2003 die Schwelle von 1.000 US-Dollar (USD) pro Kopf überwunden.¹ An der inländischen Kaufkraft gemessen entspricht dies im Vergleich mit Industrieländern allerdings etwa dem Vierfachen, d.h. eher 4.000 USD pro Einwohner. Damit hat die chinesische Volkswirtschaft 2000 in etwa das Entwicklungsniveau erreicht, auf dem Japan in den frühen 1960er Jahren und Südkorea in den 1970er Jahren waren, und ist heute die zweitgrößte Volkswirtschaft der Welt (BIP zu Kaufkraftkapazitäten).

China konnte im Rahmen seiner wirtschaftlichen Entwicklung in den vergangenen zehn Jahren erhebliche Fortschritte erzielen: Die Zahl in extremer Armut lebender Bürger konnte von 360 Millionen auf etwa 200 Millionen reduziert werden.² Die Analphabetenrate ist stark gesunken und soll bis 2010 bei den Erwachsenen auf 5 % reduziert, die Einschulungsrate

auf 95 % gesteigert werden. Das Bevölkerungswachstum hat sich deutlich verlangsamt. Bis 2010 soll die Bevölkerung Chinas von derzeit 1,3 nicht über 1,4 Milliarden Menschen anwachsen.

Die Einkommensunterschiede sind in China beträchtlich. Die Spitzengehälter (rund 10 % der Beschäftigten) waren 2004 knapp dreimal so hoch wie die durchschnittlichen Gehälter und zehnmal so hoch wie die niedrigsten Gehälter (rund 10 % der Beschäftigten).³ Die Durchschnittseinkommen in den Wachstumszentralen Shanghai und Umgebung, Beijing und Guangdong lagen mehr als doppelt so hoch wie in den fünf Westprovinzen mit niedrigem Einkommen. Die Einkommen wachsen für (fast) alle Bürger, allerdings für die Besserverdienenden etwas schneller, allen voran in der IT-Branche, am langsamsten wachsenden Gehälter in der Landwirtschaft. Die Einkommen der ländlichen Bevölkerung wurden 2004 zwar gezielt angehoben, bleiben aber noch weit hinter dem Einkommensniveau in den Städten zurück.

VR China – Einwohner und Wirtschaftskraft der Provinzen



VR China gesamt: 1.292 Mio.

Quelle: Siemens AG/Reisach nach bfa, in: Reisach, Ulrike/Tauber, Theresia/Yuan, Xueli: China – Wirtschaftspartner zwischen Wunsch und Wirklichkeit, 3. Aufl., Frankfurt/Wien 2004

Als Stadtbewohner zählten im Jahr 2003 statistisch 525 Millionen Chinesen bzw. 40 % der Bevölkerung.⁴ Allerdings lebt auch ein großer Teil der Landbevölkerung in Siedlungen mit Stadtcharakter. Der Migrationsprozess soll weitergehen, so dass 2020 auch durch Anerkennung der Wanderarbeiter, Umwidmung der Städte etc. zwei von drei Menschen in China in Städten leben dürften.

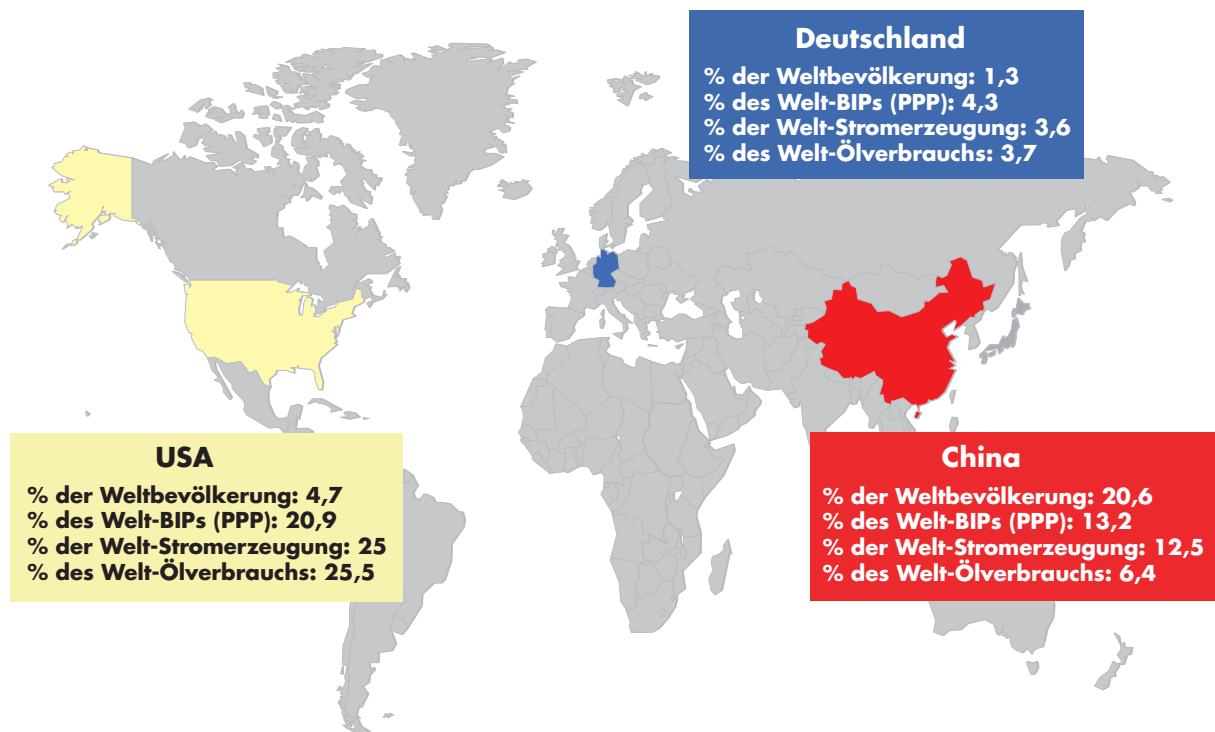
Die städtische Arbeitslosigkeit wird offiziell mit ca. 4 % angegeben, andere chinesische Quellen setzen sie bei 9 bis 10 % an. Die Unterbeschäftigungsquote in den ländlichen Gebieten ist Schätzungen zufolge noch weit höher als in den Städten. Sie ist Ursache der Migration von 100 bis 150 Millionen Wanderarbeitern. Für China insgesamt wird eine Arbeitslosenquote von über 20 % für realistisch gehalten.⁵

Dynamisches Wirtschaftswachstum, aber auch erhebliche Umweltschädigungen

Das wirtschaftliche Wachstum ist in der verarbeitenden Industrie – auch bedingt durch die Auslandsinvestitionen – am höchsten, führt aber auch zu einem enormen Wachstum der Grundstoffindustrien. China befindet sich noch in der Industrialisierungsphase. Die Expansion wird bei hohem Angebotspotenzial von der Exportnachfrage getragen. Das wachsende Einkommen der Bevölkerung soll dazu führen, dass die Binnennachfrage langfristig die Exportnachfrage ablöst. Dann soll auch in China der Dienstleistungssektor stärker wachsen als die Industrie.

Diese Entwicklung ist mit einer Vervielfachung der Stoffströme verbunden. Da der nachhaltigen Nutzung der Ressourcen und der Reduzierung sowie dem Verbleib von Schadstoffen bisher wenig Beach-

China im internationalen Vergleich 2004



Quelle: db-research (2005), Internationaler Währungsfonds (2005), World Factbook (2005)

tung geschenkt wurde, hat das starke Wirtschaftswachstum zu einer erheblichen Verschlechterung der Umweltsituation geführt. Die Qualität von Luft, Gewässer und Böden ist schwer beeinträchtigt. Der aktiven chinesischen Umweltpolitik ist es seit Anfang der 1990er Jahre gelungen, diesen negativen Trend etwa ab 2000 zu bremsen und durch Rehabilitation und Senkung einiger Emissionen (z.B. Blei) in einzelnen Feldern eine Verbesserung herbeizuführen. Der negative Trend ist jedoch noch nicht gebrochen, da in einigen Bereichen neue Probleme auftreten. Nach wie vor sind 30 % des Territoriums von saurem Regen betroffen und keine der Städte in Nordchina erreicht im Winter die für Wohngebiete erforderliche Luftqualitätsstufe. Rund 400 der über 600 Städte Chinas leiden zudem unter Wasserknappheit.

China hat sich in der Umweltpolitik ehrgeizige Ziele gesetzt. Wesentliche Schadstoffe wie SO_2 oder der industrielle Abfall sollen um 10 % gegenüber den letzten fünf Jahren reduziert und 60 % der städtischen Abwässer sollen behandelt werden.

Konsumschub durch mehr Wohnraum, Komfort und Mobilität

China strebt in den nächsten 15 Jahren ein Wohlstandsniveau („Xiao Kang“ – der bescheidene Wohlstand) an, wie es die östlichen Nachbarn, Japan Ende der 1970er und Südkorea Mitte der 1990er, erlangt hatten. Dies erscheint nicht unrealistisch. Selbst bei moderaten Wachstumsraten würde das Ziel von

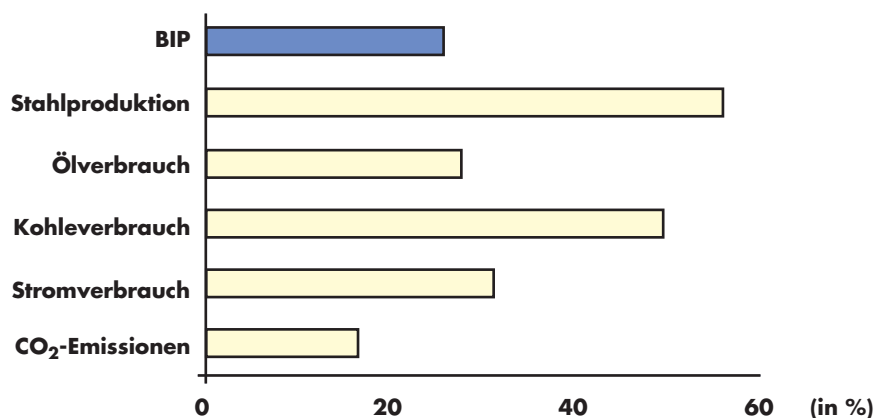
rund 10.000 USD BIP pro Kopf (auf Kaufkraftbasis) im Jahre 2020 erreicht. Das hieße eine Verdreifachung des BIP pro Einwohner von 2000 bis 2020, was bei gelungener Drosselung des Bevölkerungswachstums eine Steigerung des realen BIP auf das 3,5fache gegenüber 2000 bedeuten würde.

Gelingt es, das starke wirtschaftliche Wachstum der chinesischen Wirtschaft zu erhalten, ist mit einem erheblichen Konsumschub insbesondere bei Wohnraum, Komfort und Mobilität zu rechnen. Trotz moderner Kommunikationssysteme und des Aufbaus von Wohn- und Industrieparks steigt die Verkehrsleistung exponentiell an. Es wird langfristig mit einer Verzehnfachung des PKW-Bestandes gerechnet. Chinas Bauboom ist augenscheinlich. Im Zuge der Verdopplung der Stadtbevölkerung und erhöhten Komfortansprüchen wird mit einer Vervierfachung des Wohnraums in den Städten gerechnet.

Wettbewerbsfähigkeit und Entwicklungspotenziale

Die hohe Differenz zwischen Innen- und Außenwert der Währung, die in der Kaufkraft- und in der Wechselkursparität zum Ausdruck kommt, ruft geradezu nach einer Anpassung der Wechselkurse. China zögert diese Anpassung immer weiter hinaus, um fremde Spekulationsgewinne und eigene Devisenwertverluste zu minimieren. Einstweilen werden die inländischen Einkommen und Preise erhöht, was zu einer Senkung des Innenwertes führt. Die internationale

Chinas Anteil am weltweiten Zuwachs (1998–2003) bei ...



Quelle: Internationale Energieagentur (IEA)

Wettbewerbsfähigkeit Chinas ist dadurch nicht gefährdet.

Die derzeitige rasche wirtschaftliche Entwicklung wird angebotsseitig durch die Verfügbarkeit eines großen Reservoirs an Arbeitskräften zu günstigen Lohnkosten und flexiblen Bedingungen ermöglicht, das auch qualitativ vielen Ansprüchen genügt. Auch wenn die Rechte der Arbeiter in der Landwirtschaft durchgesetzt werden und die Einkommen und Lebensbedingungen auf dem Lande verbessert werden, drängen dennoch immer mehr und besser ausgebildete Menschen auf den Arbeitsmarkt der industriellen Produktion, so dass auch in Zukunft das Potenzial für Produktivitätssteigerungen hoch ist.

Auf der Kapitalseite sorgen sehr hohe Investitionen, auf die etwa 40 % des BIP verwendet werden, für eine Steigerung des Wachstumspotenzials. Darin sind allerdings auch erhebliche Investitionen mit niedriger Produktivität enthalten, insbesondere in politisch motivierten Infrastrukturen, aber auch in privaten Immobilien sowie im Unternehmenssektor. Hier drängt die hohe private Sparquote zur Anlage.

Begrenzte Rohstoffressourcen und Aufnahmekapazität von Umwelt und Klima trüben gute Wachstumsperspektiven

Aufgrund dieser beiden Faktoren – hohe Investitionstätigkeit und großes Reservoir an Arbeitskräften zu niedrigen Löhnen – werden auch die langfristigen Wachstumsaussichten Chinas als sehr gut eingeschätzt. Allerdings ist die Ausstattung Chinas mit natürlichen Ressourcen, gemessen an der Größe des Landes, relativ bescheiden. Daher bedürfen derartig optimistische Einschätzungen, die ohne Berücksichtigung von Wachstumsgrenzen entwickelt wurden⁶, einer kritischen Analyse.

Die produktiven Landressourcen werden sehr intensiv genutzt. Die Belastungen durch Schadstoffe sowie Erosionen mit Wüstenbildung zehren an der Qualität und Substanz der Bodenressourcen. Ausreichende Wasserressourcen gibt es nur im Süden Chinas. Auch dort ist ihre Qualität sehr beeinträchtigt, der Druck auf die biologischen Ressourcen des Landes ist somit sehr hoch und die Biodiversität entsprechend rückläufig. Als erste Korrektur soll die Waldfläche von derzeit rund 13 auf 20 % der chinesischen Landfläche angehoben werden.

China verfügt über erhebliche Vorräte an Stein- und Braunkohle sowie über nennenswerte Potenziale an Erneuerbaren Energien. Die Lagerstätten an Öl und Gas sowie anderen mineralischen Rohstoffen sind relativ klein. Die zukünftige Entwicklung dieser Rohstoffmärkte wird daher zunehmend vom Importbedarf Chinas beeinflusst werden.

Neben diesen Risiken der Rohstoffversorgung Chinas und den bereits genannten lokalen Umweltbelastungen könnte die weitere Entwicklung der internationalen Klimaschutzpolitik ein Wachstumshindernis werden. Sollte sich China dem Kyoto-Prozess mittel- bis langfristig anschließen, dürften die damit verbundenen Verpflichtungen bei der Begrenzung von Treibhausgasemissionen den Entwicklungsprozess mehr oder weniger stark beeinflussen.

Chinas Energiesystem

Energieverbrauch

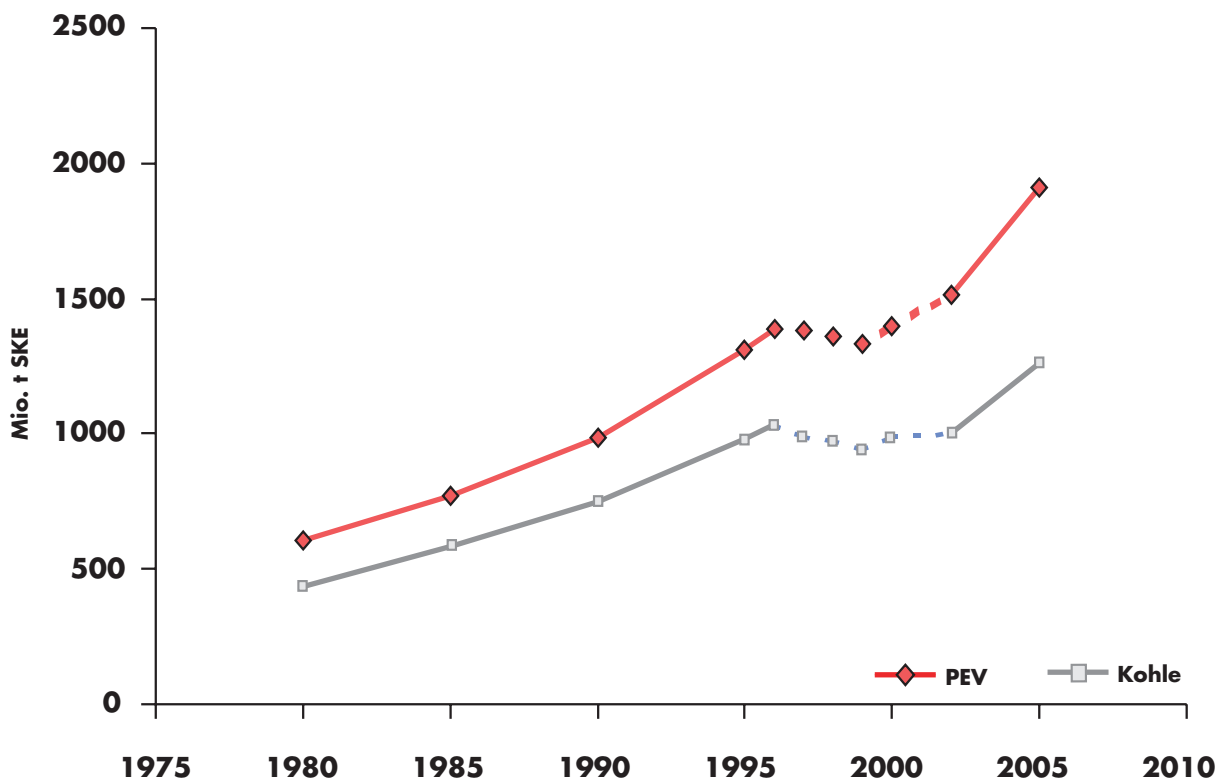
Im Jahre 2003 hat China rund 1,7 Mrd. t SKE Primärenergie eingesetzt⁷ (zum Vergleich: Deutschland 0,5 Mrd. t SKE). Die Energieintensität des BIP ist in China zwar höher als in den OECD-Ländern, allerdings nicht so dramatisch, wie oft behauptet wird. Misst man das BIP in Kaufkraft, liegt der Intensitätsindikator Primärenergieverbrauch (PEV) pro BIP-Einheit für China sogar unter dem der USA und nur 30 % über dem Deutschlands. Wenn man hingegen das BIP in Wechselkursparitäten misst, liegt der Indikator derzeit zehnmal höher als der für Deutschland.⁸ Pro Kopf verbrauchen die USA im Vergleich zu China etwa das Achtfache an Energie, Deutschland etwas mehr als das Vierfache. Die Energieintensität von Industrieprodukten liegt in China im Durchschnitt um 50 % höher als in westlichen Industrieländern.

Entwicklung und Perspektiven des Primärenergieverbrauchs

Seit 1990 ist Chinas PEV um über 70 % gestiegen (vgl. Abbildung unten). Statistische Ungenauigkeiten insbesondere in der Kohlebilanz legen allerdings nahe, erst die Daten ab 2002 als realitätsnah anzusetzen. Objektive Gründe für die Stagnation im Zeitraum von 1996 – 2000 sind die Asienkrise, die Umstrukturierung der Wirtschaft und energetische Produktivitätserhöhungen in Branchen und Prozessen. Diese reichen aber zur Erklärung des PEV-Rückgangs nicht aus.

Der PEV wird mit dem angestrebten Wirtschaftswachstum bis 2020 weiter kräftig steigen. Referenzszenarien unter Einbeziehung des starken Wachstums der letzten Jahre kommen für 2020 zu Werten von nahezu 4,5 Mrd. t. SKE.⁹ Da dies für die chinesische Regierung ein „Schreckensszenario“ darstellt,

Primärenergieverbrauch in der VR China



Quelle: Energy Research Institute of NDAC, Berechnungen GTZ China

andererseits aber die Wachstumspläne nicht reduziert werden sollen, lautet das offiziell verkündete Ziel, den PEV im Jahr 2020 auf unter 3 Mrd. t SKE zu begrenzen. In der nachstehenden Abbildung ist eine mögliche Ausgestaltung¹⁰ dieses Einspar szenarios vorgestellt.

Zwei Drittel des PEV wurden 2003 mit Kohle, ein Viertel mit Mineralöl gedeckt. Erdgas trug 2,5 % und Primärelektrizität aus Kernenergie, Wasserkraft und Windenergie 7,6 % bei. Dieser Energieträgermix wird sich nur langsam ändern. Langfristig werden im Energiemix Erdgas, Kernenergie und Erneuerbare Energien Anteile gewinnen und die Kohle zurückdrängen.

Selbst das Energie-Einspar szenario würde im Jahre 2020 CO₂-Emissionen des chinesischen Energiesek-

tors von ca. 6 Mrd. t CO₂ mit sich bringen sowie Energieimporte in der Größenordnung von 700 Mio. t SKE, davon etwa 100 Mrd. m³ Erdgas und 400 Mio. t Mineralöl. Allein dieses im Vergleich zu anderen Schätzungen niedrige Nachfrageniveau bei Öl entspricht etwa der gesamten aktuellen Ölförderquote von Saudi-Arabien. Damit würde China in diesen beiden geopolitisch wichtigsten Faktoren der Energiepolitik das gleiche Gewicht wie die Vereinigten Staaten erlangen.

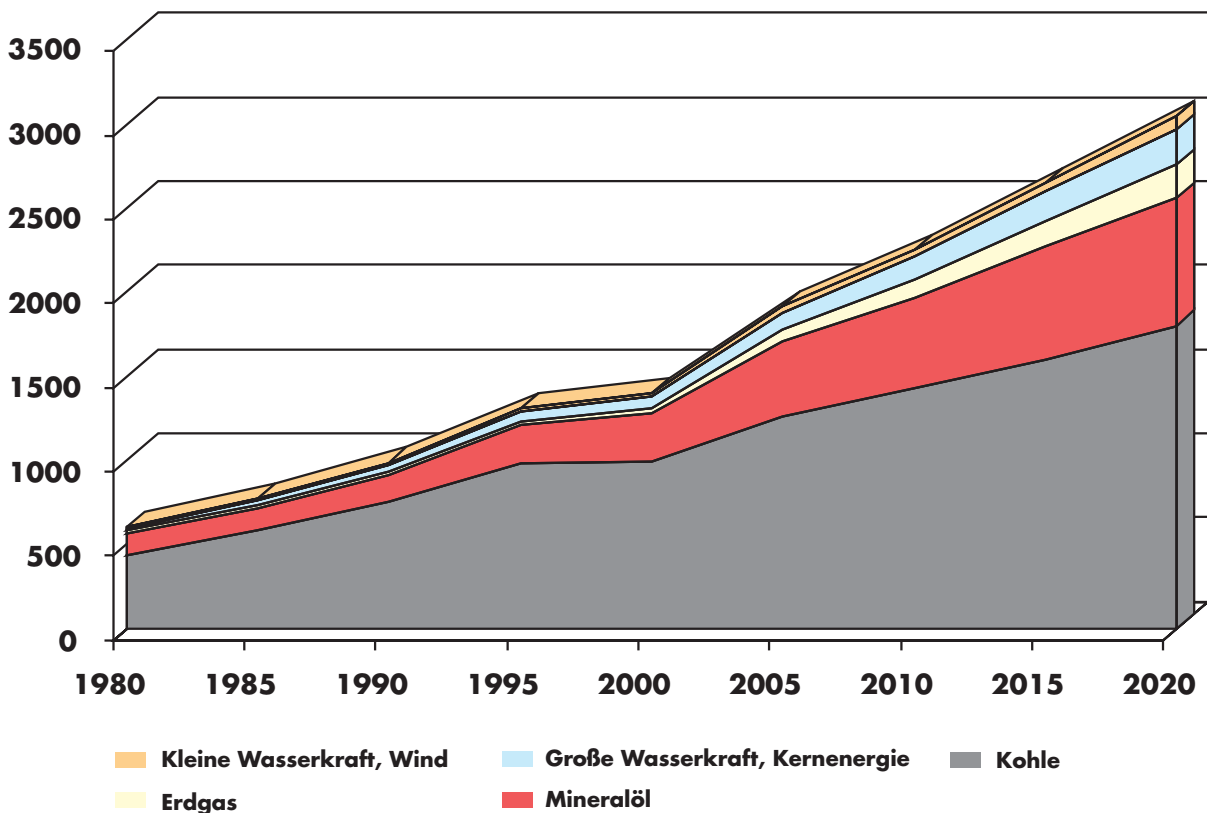
Energieeffizienz: sehr unterschiedliches Niveau in den Verbrauchssektoren

Am Endenergieverbrauch (EEV) Chinas hat die Industrie den Löwenanteil. 1996 erreichte er fast zwei Drittel und nimmt seitdem nur leicht ab.¹¹ Die Energieintensität der chinesischen Industrie ist nach

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in der VR China

Einspar szenario mit dem Ziel, den PEV bis 2020 auf unter 3 Mrd. t SKE zu begrenzen

Mio. t SKE



Quelle: Energy Research Institute of NDRC

Vergleichsrechnungen von 2000 in ausgewählten Sektoren durchschnittlich etwa 50 % höher als in westlichen Industrieländern.¹² Beim Stahl liegt die Energieintensität 21 % über dem westlichen Niveau. Ammoniak (31 %), Zement (45 %), Kupfer (65 %) sowie Pappe und Papier (120 %) machen deutlich, wie unterschiedlich die Energieintensität in den verschiedenen Industriebereichen ist. Die Effizienz von Elektromotoren und Arbeitsmaschinen in der Industrie wird dagegen nur um 5 bis 10 % niedriger als in den Industrieländern geschätzt.

Im Bereich der Gebäude wird der spezifische Verbrauch etwa zwei- bis dreimal so hoch wie in vergleichbaren Klimazonen in den Industrieländern angesetzt. Hier ist das Einsparpotenzial besonders hoch, aber ebenso die Gefahr einer starken Zunahme aufgrund des Baubooms und mangelhafter Durchsetzung der um 50 % bzw. künftig um 65 % verbesserten Standards zum Wärmeschutz sowie der verbrauchsorientierten Heizkostenabrechnung.¹³ Bei Haushaltsgeräten liegt die Effizienz im Prinzip auf Weltniveau, da die chinesischen Produkte für den Weltmarkt hergestellt werden, allerdings überwiegend im Niedrigpreis- und Niedrigeffizienz-Segment.

Der aktuelle spezifische Energieverbrauch von Kraftfahrzeugen wird etwa 10 % höher als in den USA und 20 % bis 25 % höher als in Japan bzw. Europa geschätzt. Der modal split im Verkehrssektor unterscheidet sich stark von der Situation in Europa. Im Personentransport hat der Individualverkehr noch wesentlich geringere Anteile, im Frachtverkehr spielt die Schifffahrt eine überragende Rolle.

Energiepolitik und Umweltschutz

Angeichts der Risiken für seine wirtschaftliche Entwicklung sowie für die Außenpolitik, die aus den steigenden Ansprüchen an den globalen Rohstoffressourcen und den Belastungen des Klimas erwachsen, hat für China die Energieeinsparung neuerdings höchste Priorität. Im November 2004 wurde außerplanmäßig ein Energiesparplan verkündet.¹⁴ Dieser setzt sich zum Ziel, rund 1,4 Mrd. t SKE einzusparen und bei unveränderten Perspektiven für das Wirtschaftswachstum im Jahre 2020 den PEV auf etwa 3 Mrd. t SKE zu begrenzen (vgl. Abbildung S. 16).

Chinas CO₂-Emissionen

China dürfte bis 2020 die USA als weltgrößten Verursacher von CO₂-Emissionen überholt haben. Das Reich der Mitte plant neue Kraftwerke mit insgesamt 350.000 MW, die zum Großteil mit Kohle befeuert werden sollen (zum Vergleich: Deutschlands gesamter Kraftwerkspark hat derzeit rd. 100.000 MW). Nach Berechnungen der IEA sind die jährlichen CO₂-Emissionen Chinas von 2,67 Mrd. t CO₂ (1994) auf 4,08 Mrd. t CO₂ (2002) gestiegen. Das entspricht bereits rund 3,2 t CO₂ je Einwohner.

Dieser Plan hat den Charakter eines umfassenden Programms und setzt Einsparziele sowohl für die EEV-Sektoren als auch für die Bereiche Umwandlung, Transmission und Verteilung. Dabei werden sowohl spezifische Verbrauchsziele wichtiger Produkte der Industrie als auch von Transportleistungen sowie Effizienzkorridore für Energieanlagen und Geräte angestrebt. Diese Ziele sollen durch einen Mix an energiepolitischen Maßnahmen erreicht werden, der von

Projektion Fahrzeugbesitzer

Jahr	Millionen Fahrzeuge			pro 1.000 Einwohner		
	2002	2010	2020	2002	2010	2020
Welt	751	939	1.255	–	–	–
USA	234	260	288	812	826	837
Deutschland	48	54	60	586	655	725
China	21	80	209	16	59	146

Anmerkung: Zu Fahrzeugen werden nach UN-Definition PKW, LKW, Busse und Traktoren gezählt.

Quelle: Internationaler Währungsfonds, 2005

der klassischen chinesischen Politikmethode geprägt ist: zum einen kampagnenartig mit Vorgaben von Zielen, Richtwerten, Richtlinien und Standards; zum anderen technologieorientiert durch Schwerpunktsetzung auf Schlüsselprojekte. Zwar ist bei der Präsentation der Politik viel von Anreizen und marktwirtschaftlichen Ansätzen die Rede, allerdings werden diese im Detail nicht definiert.

Starke Stellung von Provinzen und Kommunen

Die mangelnde Ausgestaltung des Anreiz-Instrumentariums in diesem nationalen Plan hängt auch damit zusammen, dass in der chinesischen Politik auf nationaler Ebene eher Ziele vorgegeben und Prinzipien verkündet werden, die konkrete Umsetzung und Ausgestaltung der Politik zur Zielerreichung aber den Provinzen, Städten und Landkreisen überlassen wird. Diese sind allerdings politisch zumeist noch konservativer als die Staatsregierung und neigen zu dirigistischer Politik und oft zu diskretionären Maßnahmen.

Auffällig im Vergleich zur deutschen Einsparpolitik¹⁵ ist das hohe Maß an Interventionismus im Industriesektor, zu dem in China auch die Energiewirtschaft selbst gezählt wird. Hier wird ein ressourcensparendes Wachstum angestrebt einschließlich einer weiteren Umstrukturierung durch Drosselung des Wachstums von energieintensiven Grundstoffindustrien. Letztere werden auch einer besonderen Beobachtung mit dem Ziel höherer Energieeffizienz unterworfen, wobei insbesondere bestimmte Technologien und Prozesse verbessert werden sollen. Das Vertrauen in Selbststeuerung mit Hilfe erhöhter Preise, in Selbstverpflichtungen und in die Entwicklung eines Marktes für Energy Services ist nicht sehr groß. Mit Selbstverpflichtungen bzw. freiwilligen Vereinbarungen wird lokal experimentiert.

Im Gegensatz dazu ist die Einsparpolitik, die in Deutschland seit langem ein vielfältiges Instrumentarium einsetzt, im chinesischen Haushaltsbereich vergleichsweise schlicht. In Bezug auf die Raumwärme wird weiter auf erhöhte Standards gesetzt, die wie auch die verbrauchsabhängige Heizkostenabrechnung endlich mit erhöhtem Druck auf die Lokalregierung durchgesetzt werden sollen. Bei den Haushaltsgeräten wird seit einiger Zeit eine Politik der doppelten Standards verfolgt, bestehend aus obligatorischen Mindestanforderungen und einem Labelling.

Auch für den Transportsektor werden konkrete Technologien benannt, die eingeführt, gefördert oder eliminiert werden sollen. Für Personenkraftwagen steht die Einführung eines gewichtsabhängigen Motor Vehicle Fuel Economy Standards nach europäischem Muster bevor, begleitet von Emissionsstandards nach EURO-Kategorien sowie den erforderlichen Kraftstoffqualitätsstandards. Dabei ist auch von der Einführung von Mineralölsteuern die Rede.

Umwelt- und Klimaschutz gewinnen an Gewicht

Die Energiesparmaßnahmen haben auch eine starke umwelt- und klimapolitische Motivation. Neben der Energieeffizienz setzt die Umweltpolitik im Energiesektor mit dem Ziel der Luftreinhaltung bei Abgasreinigung Maßnahmen in den Prozessen der Energieumwandlung und bei der Qualität der Brenn- und Treibstoffe an. Zunehmend gerät auch der allgemeine Ressourcenschutz in das Blickfeld. Im Zusammenhang mit dem Bergbau geht es um Bodenschutz und Rehabilitation sowie um das Sonderproblem der Kohlenflözbrände. Bei den Kraftwerken wird neben der Luftreinhaltung zunehmend auch das Wasserproblem angegangen.

Als zentrales Instrument der Luftreinhaltungspolitik bei stationären Punkt-Emittenten zeichnet sich der Emissionshandel ab, der bereits in Ostchina erprobt wurde. Bereits zum 01.01.2004 wurden die Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke erheblich verschärft. Diese gelten für Flugstaub, SO₂ und NO_x und sind für die Anlagen nach Baujahren bzw. Neubau, Ausbau bzw. Umbau gestaffelt.¹⁶ Auch für mobile Emittenten gelten Grenzwerte, die sich an den EURO-Normen orientieren.

Die Fortschritte bei den Prozessen stehen stark unter technologiepolitischem Einfluss. Sie werden sowohl von den Anlagenbauern zur Erlangung von Wettbewerbsvorteilen am Anlagenmarkt als auch von den Ministerien (MOST und NDRC) vorangetrieben, zum einen über die Forschung und zum anderen über Ausschreibungen und Genehmigungsverfahren. Dabei geht es auch um den Transfer von Technologien, die international bereits verfügbar sind.

Preisbehörde legt überwiegend kostenorientierte Energiepreise fest

Die Energiepreise werden in China im Prinzip kostenorientiert gebildet und nach wie vor von einer Preisbehörde (innerhalb der NDRC) festgesetzt bzw. genehmigt und überwacht. Die Preisbehörde legt in erster Linie historische Kosten zugrunde und berücksichtigt zudem politische Kriterien, insbesondere zur finanziellen Entlastung der Privathaushalte. So werden volkswirtschaftliche Kosten und kurzfristige Knappheiten nicht voll in den Preisen reflektiert. Im Gegensatz zu Strom, Mineralölprodukten und Gas hat sich die Preisaufsicht bei der Kohle ganz zurückgezogen. Hier versucht NDRC nur noch einen funktionsfähigen Markt zur Deckung der Nachfrage zu organisieren.

Die Energiepreise sind im Preisspektrum von Gütern und Dienstleistungen sowie gemessen an den Einkommen in China ein wichtiger Kostenfaktor. Da die Betriebe ebenso wie die privaten Haushalte nicht mehr nach Planzuteilung, sondern nach Marktlage, Einkommen und Vermögen ihren Konsum bzw. Produktion und Faktoreinsatz bestimmen, erfüllen die Preise eine Signal- und Allokationsfunktion, wenn auch in eingeschränktem Maße. Eine Ausnahme bildet nach wie vor die Fernwärme, die noch immer nicht nach Verbrauch abgerechnet wird.

Preisspektrum von Energieträgern (1 € = 10 Y RMB) in China 2004

	Haus- halte	Gewerbe	Industrie	Trans- port
Strom				
pro ct/kWh	3,5 –	0,6 –	0,3 –	
Tagestarif	6,5	0,8	0,7	
Kohle pro €/t			250 – 500	
Erdgas € pro m ³	0,2 – 0,3	0,17 – 0,25	0,11 – 0,15	
Benzin ct pro liter				Ca. 40
Fernwärme € pro m ² /a	1,2 – 3,0			
	Je nach eingesetztem Energieträger			

Aus verschiedenen Quellen und Informationen zusammengestellt

Preisliche Anreize über Verbrauchssteuern werden in der chinesischen Einsparpolitik bisher noch wenig eingesetzt. Nur in seltenen Fällen werden steuerliche Anreize oder Zuschüsse gewährt. Bisher sind fiskalische Anreize, die öffentliche Haushalte oder Sonderhaushalte belasten oder auch unterstützen würden, in der chinesischen Energiepolitik wenig gebräuchlich, werden aber zunehmend in Betracht gezogen.

Marktmechanismen sollen künftig stärker genutzt werden, sogar als „leitendes“¹⁷ Prinzip der Allokation. Allerdings will die interne Entwicklungspolitik nicht von der Preisfestsetzung durch die Preisbehörde abrücken und nach wie vor werden Mengen, Nutzungsgrade oder Emissionen als Indikatorwerte seitens der Administration vorgegeben. Dadurch entstehen widersprüchliche Signale für die Allokation und Grauzonen, die je nach Marktlage und politischen Machtverhältnissen genutzt werden.

Institutionen der chinesischen Energieadministration

Im März 2003 wurde mit der Regierungsbildung die chinesische Energieadministration neu organisiert (siehe nachfolgende Abbildung). Dies war ein weiterer Schritt nach der großen Reform im Jahre 1997, als die Spartenministerien abgeschafft wurden und eine erste Trennung zwischen politisch-administrativen und unternehmerisch-operativen Funktionen erfolgt war.

Der neue große Schritt im Reformprozess sollte die jahrelangen Kompetenzkonflikte überwinden und die Entwicklung einer kohärenten Energiepolitik begünstigen. Alle energiebezogenen Kompetenzen der früheren Kommissionen für Wirtschaft und Handel (SETC) sowie Entwicklung und Planung (SDPC) gingen auf die Nationale Entwicklungs- und Reformkommission (NDRC) über. Die Kompetenzen zur Energieversorgung wurden in einer Sonderabteilung des NDRC, dem Energy Bureau, zusammengefasst, während man die Fragen des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz der Umweltschutzabteilung zuordnete. In der NDRC (Regionalabteilung) ist zudem das Büro für die Koordinierung der Klimaschutzpolitik (ONCCCC), jetzt auch Designated National Authority (DNA) für den Clean Development Mechanism (CDM), angesiedelt, das wiederum eng mit den Referaten des Außenamtes sowie des Ministeriums für Wissenschaft und Technologie (MOST) zusammenarbeitet.

In der NDRC fungieren noch immer starke Aufsichts- und Genehmigungsbehörden, die über Zuständigkeiten bei Preisfestlegungen, Investitionen und der Vergabe von Auslandskrediten verfügen. Zudem wurde die Kommission für Aufsicht und Verwaltung der staatlichen Vermögenswerte (SASAC) eingesetzt, mit dem Auftrag zur Beaufsichtigung des Managements der staatseigenen Unternehmen (State-Owned Enterprises, SOE), die in allen Teilen der Energiewirtschaft vorherrschen.

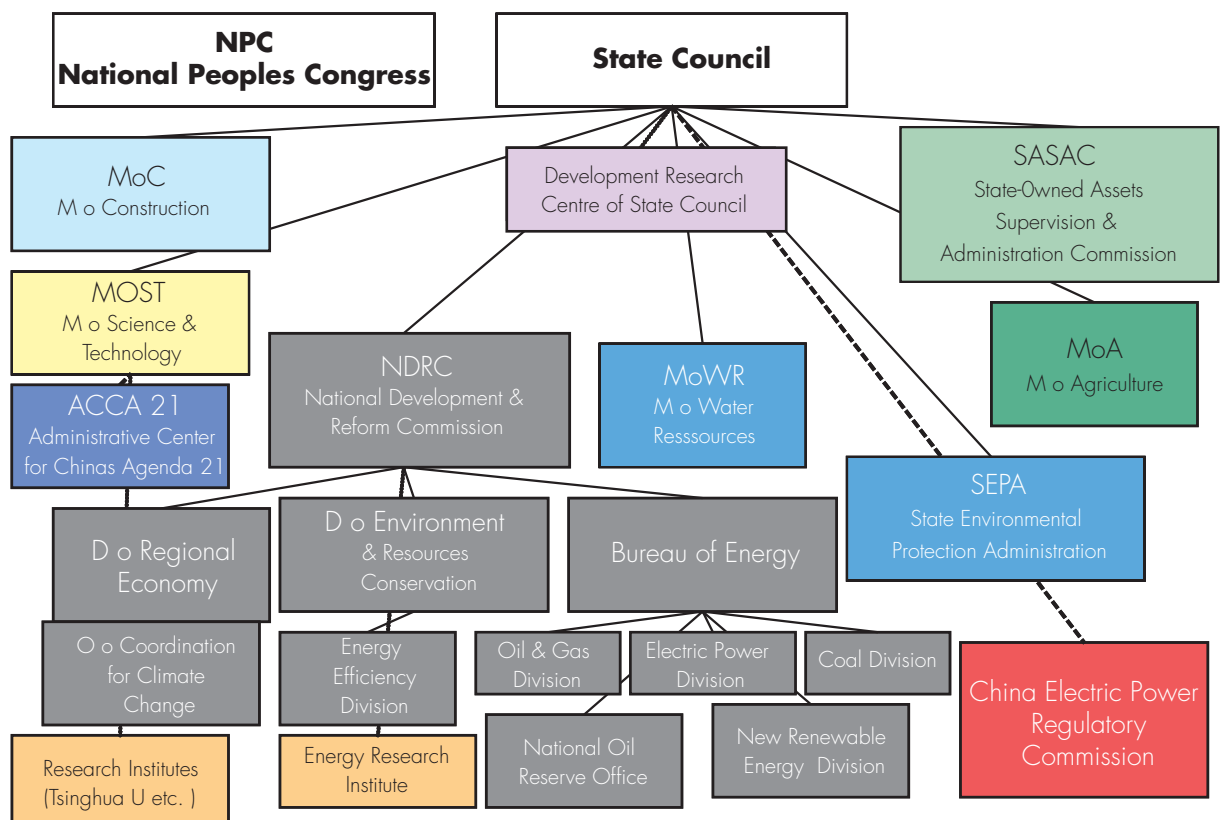
Politische und administrative Akteure

Im Zuge der institutionellen Reform des Stromsektors entstanden nicht nur sieben neue SOE aus der Zerschlagung der State Power Corporation, sondern auch eine Regulierungsbehörde, die China Electric Power Regulatory Commission (SERC). Die SERC ist gegenüber der Exekutive weisungsgebunden, aber nicht Mitglied des Kabinetts.

Mitglieder des Kabinetts (State Council) mit energiepolitisch relevanten Funktionen, das unter dem Ministerpräsidenten Direktiven und Anweisungen zur Energiepolitik ausgibt, sind:

- NDRC (Energy Bureau, Umwelta Abteilung, Regionalabteilung mit ONCCC – DNA für CDM, Transportabteilung, Preisaufsicht, Investitionsaufsicht)
- MOST, das weit über die Grundlagenforschung hinaus neue Energieverbrauchs- und Versorgungstechnologien fördert, gemeinsam mit dem NDRC für die Nachhaltige Entwicklung sorgen soll (dafür ACCA 21; Administrative Centre for China's Agenda 21) und stark in die Klimaschutzpolitik eingebunden ist.
- Das Bauministerium mit Zuständigkeiten für das Bauwesen, die Stadtentwicklung, aber auch für die Fernwärme und die Gasversorgung sowie den Straßenverkehr.
- Das Landwirtschaftsministerium (MOA) das unter anderem für die ländliche Industrie (Town and Vil-

Regierungsorganisationen der chinesischen Energiepolitik



lage Enterprises – TVA) und für die ländliche nicht elektrische Energie zuständig ist.

- Das Wasserressourcenministerium (MOWR), das eine Vielzahl von Kleinwasserkraftanlagen und elektrischen Inselversorgungsnetzen betreibt.
- Die State Environmental Protection Administration (SEPA), eine Mischung aus Umweltministerium und Kontrollbehörde.
- Weiterhin das Finanzministerium (MOF), das Außenministerium (MOFA) und die SASAC mit verschiedenen Zuständigkeiten.

Im Frühjahr 2005 wird es zu einer Anpassung der Energieorganisation in der Exekutive kommen, die ihr eine größere Kapazität zur Bearbeitung der dringlichen Energieprobleme geben soll.

In der Legislative, dem National People's Congress (NPC), ergreifen Ausschüsse zunehmend die Initiative zugunsten des Umweltschutzes sowie der Erneuerbaren Energien und drängen auf gesetzgeberische Veränderungen, die von den interessierten Ressorts der Exekutive mehr oder weniger unterstützt werden. Nach der erfolgreichen Gesetzgebung zur Förderung Erneuerbarer Energien waren dort Anfang 2005 u.a. die Novellierungen des Energieeinsparungsgesetzes sowie des Elektrizitätsgesetzes vorbereitet worden.

Veränderungsprozess erzeugt Konflikte

Die institutionellen Arrangements des Energiesektors sind weiteren Änderungen unterworfen. Planwirtschaftliche Verfahren werden zunehmend durch marktwirtschaftliche ersetzt. Die Organisationslandschaft der Subsektoren und der Marktstufen wird kräftig ummodelliert. Die Property Rights Arrangements werden verändert. Dies geschieht zumeist durch Kabinettsbeschluss. Die gesetzlichen Grundlagen dazu werden erst dann festgelegt, wenn klargestellt ist, welche Regeln gelten sollen.

Dieser Veränderungsprozess bringt zwangsläufig Unstimmigkeiten und Konflikte mit sich. Nicht nur Regeln werden geändert. Durch die Einführung der Marktwirtschaft wurde auch die Zahl der Akteure in allen wirtschaftlichen Prozessen erhöht, so dass immer mehr Interessengegensätze verhandelt werden müssen, was nicht nur im ökonomischen Markt, sondern auch im „politischen Markt“ abläuft. Aufgrund der Dezentralisierung hat die Zentralmacht immer weniger Durchgriff gegenüber den oft eigenwilligen Lokalregierungen. Dass während dieser tiefgreifenden Änderungen die Funktionsfähigkeit der Systeme er-

halten bleibt, dafür muss neben der Administration und den Regulierern die Partei Sorge tragen. Für Streitfälle steht die Rechtsprechung nur begrenzt zur Verfügung, nicht weil sie nicht unabhängig ist, sondern weil die Regeln des aufkommenden Energiemarktes oft noch gar nicht kodifiziert sind.

Status und Perspektiven der Energieträger

Mineralöl

Der Verbrauch von Mineralölprodukten hat 2004 die Schwelle von 300 Mio. t Öleinheiten (OE, 1 t OE = 1,428 t SKE) überschritten, nachdem er 1995 noch bei 150 Mio. t gelegen hatte. Die Tabelle (vgl. S. 22) gibt einen Überblick über die Verbrauchscharakteristik und -tendenzen und belegt die starke Wachstumsdynamik in Zusammenhang mit der expandierenden Mobilität.

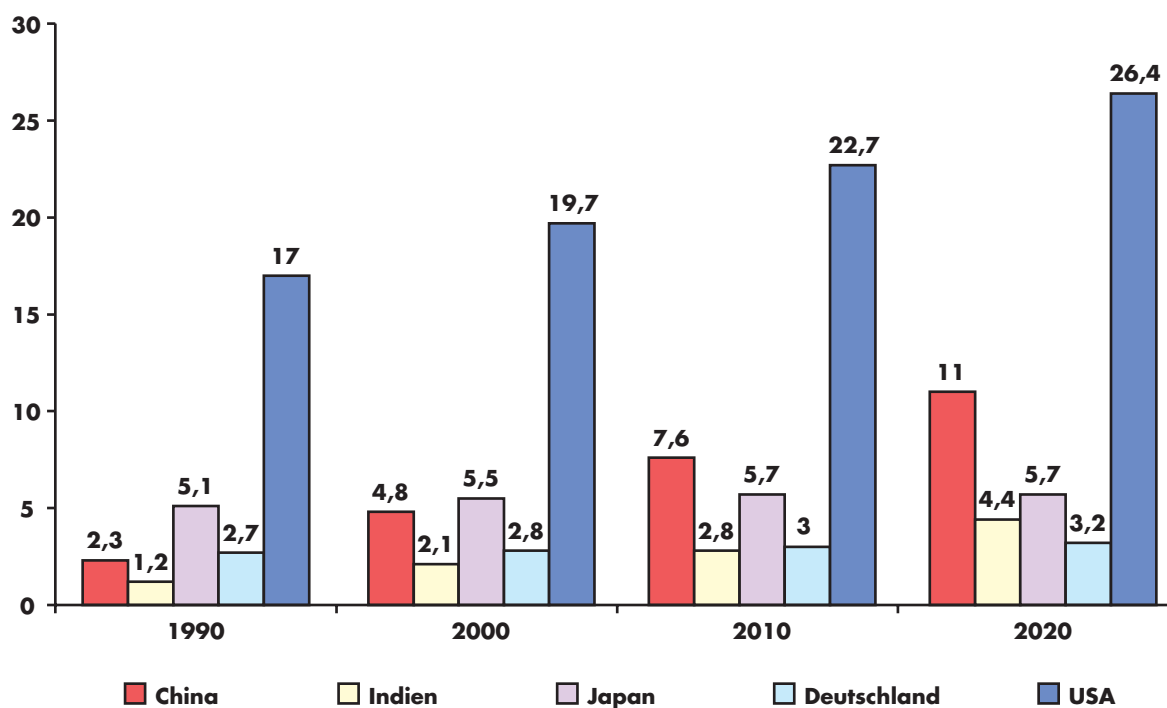
China hatte 2003 eine Raffineriekapazität von 5,5 Mio. Barrel/Tag, mit einem hohen Anteil von Cracker-Kapazität. Die Kapazität war in Umfang und Struktur ausreichend zur Deckung des Bedarfs. Die Auslastung der Raffinerien erreichte 2003 fast 80 %, ihre Effizienz wird mit ca. 97 % angegeben.

Der Produkten-Importsaldo beträgt etwa 25 Mio. t. Die Struktur des Saldos hängt stark von der konjunkturellen Situation ab. So führte die hohe Stromnachfrage in den letzten Jahren zu einem steigenden Schweröl- und Dieselbedarf zum Betrieb von Reserveanlagen, der zum Teil importiert werden muss. Die Produktpreise werden von der NDRC festgelegt. Allerdings erfolgt auch hier eine kostenorientierte Preisbildung, die relativ rasch auf die Weltmarktpreisänderungen reagiert und Margen für Verarbeitung und Vertrieb zulässt. Die Preise liegen nach internationalen Maßstäben im unteren Mittelfeld, nahe am Preisniveau der USA und sind somit nicht subventioniert.¹⁸ Es ist geplant, eine Verbrauchssteuer einzuführen, mit der dann die Kraftfahrzeugsteuer entlastet wird.

China ist dabei, eine strategische Ölreserve aufzubauen. Bereits 2003 wurde mit dem Bau eines Lagers in der Provinz Zhejiang im Osten begonnen. Insgesamt sollen bis 2010 an vier bis sechs Standorten Lager mit einer Kapazität entstehen, die dem Ölimport von 50 Tagen entsprechen. Dazu zählen auch die Lager der Ölgesellschaften, die eine Reserve für 21 Tage bilden sollen. Chinas Ölimporte werden im

Erdölverbrauch im internationalen Vergleich

Mio. Barrel pro Tag



Quelle: Energy Information Administration EIA

Mineralölproduktenverbrauch in China

	Verbrauch in Mio. t Öl-äquivalent	Anteil	Verbrauchs- tendenz	Verbrauchsbereiche
Schweres Heizöl und Rohöl direkt	ca. 50	20 %	langfristig stagnierend kurzfristig steigend	Dampfkessel in Industrie, Fernwärme, Transport
Leichtes Heizöl bzw. Diesel	ca. 100	40 %	stark steigend	Frachttransport (Straße, Schiff, Bahn), künftig auch Personen
Kerosin und Jet fuel	ca. 10	4 %	stark steigend	Flugverkehr
Benzin	ca. 50	20 %	steigend	Personenverkehr
Naphtha	ca. 25	10 %	stark steigend	Rohstoff
LPG	ca. 15	6 %	steigend	Industrie, Kochgas, Personenverkehr

Quelle: East West Institute; Statistical Yearbook, PR China

Jahre 2010 angesichts einer voraussichtlichen Nachfrage von dann ca. 380 Mio. t auf etwa 200 Mio. t steigen, da die inländische Förderung bei ca. 170 Mio. t stagniert. 2003 wurden netto bereits 80 Mio. t importiert. Seit Mitte der 1990er Jahre reicht die inländische Ölförderung nicht mehr zur Bedarfsdeckung aus.

Stark steigender Ölimportbedarf

Die chinesischen Rohölreserven werden mit 2,5 bis 3 Mrd. t OE angegeben.¹⁹ Die derzeitige Produktion von 170 Mio. Ölfässer lässt sich kaum noch steigern. Bei dem weiter steigenden Verbrauch wird daher der Importbedarf noch rascher als bisher anwachsen. Nach dem oben beschriebenen Einsparszenario wird China 2020 umgerechnet 760 Mio. t SKE, also etwa 550 Mio. t OE, verbrauchen und davon etwa 400 Mio. Ölfässer jährlich importieren müssen.

Mit der institutionellen Umstrukturierung Ende der 1990er Jahre wurde auf der politischen Ebene eine State Oil and Chemical Industry Administration (SOCIA) geschaffen und die operative Seite auf drei nationale Gesellschaften mit unterschiedlichen Schwerpunkten konzentriert: Produktion, Offshore-Produktion sowie Verarbeitung. Die Steuerungsebenen sowohl der Politik als auch der SOEs wurden auf der Zentralstaatsebene belassen. Mittlerweile wurde die SOCIA abgeschafft. Die politische Steuerung, auch die Administration der nationalen Ölreserve, liegt nunmehr beim Energy Bureau. Die Gesellschafterfunktion nimmt seit 2003 auch hier SASAC wahr.

Die chinesische Ölwirtschaft wird seither geprägt von drei Gesellschaften, die sich zunehmend vertikal integrieren und die mit Beteiligungsgesellschaften an internationalen Börsen notiert sind. China National Petroleum Company (CNPC – PetroChina), ursprünglich mit Schwerpunkt in der Förderung, Sinopec mit Schwerpunkt bei den Raffinerien und China National Offshore Oil Corporation mit Schwerpunkt in der Offshore-Produktion. Diese Gesellschaften sind auch stark als Investoren im Chemiesektor engagiert. Hier, wie auch upstream in der Exploration und downstream im Tankstellenbereich, ist die Zusammenarbeit mit ausländischen multinationalen Firmen (ExxonMobil, Shell, BP, BASF etc.) intensiv. Im Frühjahr 2005 sind Ansätze zu erkennen, weiteren Akteuren den Marktzugang im upstream zu gewähren.

Der Einzelhandel mit Mineralölprodukten musste nach dem WTO-Abkommen von 2004 geöffnet werden, der Großhandel folgt 2005. SinoPec und PetroChina haben den Tankstellenmarkt mit einer Vielzahl von Anlagen besetzt, in einigen Provinzen in Joint Ventures mit multinationalen Ölgesellschaften. Der Zugang zu den mittleren Marktstufen ist für ausländische Investoren noch schwierig.

Erdgas

Der Erdgasverbrauch Chinas verharrte in den 1990er Jahren bei einem PEV-Anteil von 2 %. Noch immer nehmen aus Kohle oder Mineralöl produzierte Gase im Endenergieverbrauch Chinas eine wichtigere Rolle als Erdgas ein. In ganz China wird mit Gas gekocht. In vielen Städten gibt es Stadtgasnetze. Erst seit dem Jahr 2000 steigt der Erdgaseinsatz signifikant an. Bisher handelte es sich um die lagerstättennahe Nutzung von Vorkommen insbesondere in Sichuan. In Nordchina erfolgt nunmehr ausgehend vom Ordos-Becken sukzessive die Erschließung des Wärmemarkts von Peking und weiterer Großstädte. Ost und Zentralchinas Industrie- und Kraftwerksgasmärkte werden aus den westlichen Vorkommen und mit Offshore-Erdgas erschlossen. Weiterhin gewinnen Importprojekte mit LNG an Gewicht.

Im Jahr 2003 wurden 34 Mrd. m³ Erdgas eingesetzt. Davon entfielen

- 34 % auf die chemische Industrie als Rohstoff, hauptsächlich zur Düngemittelproduktion,
- 29 % auf die industrielle Nutzung als Energielieferant,
- 23 % auf den Koch- und Raumwärmemarkt
- 14 % auf die Stromerzeugung.

Allmähliche Marktdurchdringung des Erdgases

Die Vermarktung des Erdgases bei Großabnehmern ist auf erhebliche Schwierigkeiten gestoßen, solange eine kostenorientierte Preisbildung versucht wurde. Erst in den letzten Jahren wird eine gewisse Preisdifferenzierung nach der Anlegbarkeit akzeptiert, so dass auch Abschlüsse mit der chemischen Industrie und den Kraftwerken möglich wurden. Die Preise für diese Großabnehmer mussten dazu bis auf 1,1 Yuan RMB pro m³ gesenkt werden, dies entspricht etwa 0,13 US\$/m³.

Die Vermarktung des Erdgases in den Städten kann auf den Stadtgasnetzen aufbauen. Sehr rasch ist die Umstellung der Heizwerke von Kohle auf Erdgas möglich, was auch aus Gründen der Luftreinhaltung in einigen Stadtgebieten angeordnet wird. Dabei wird auf die nahe liegende Kraft-Wärmekopplung verzichtet, obwohl eine bessere Wirtschaftlichkeit erzielt wird, wenn mit ihr der sommerliche Kühlungsbedarf gedeckt werden kann. Dies ergänzt sich sinnvoll mit der bisher hohen Saisonabhängigkeit des Erdgasabsatzes auf dem Wärmemarkt, die zu niedrigen Auslastungsgraden und hohem Speicherbedarf führt.

Die Gasversorger beginnen für hohe Benutzungsdauer günstige Preise einzuräumen, die für öffentliche Einrichtungen und gewerbliche Betriebe Anreize geben, kleine Blockheizkraftwerke (BHKW) zu errichten. Die Stromnetzgesellschaften wehren sich noch erfolgreich gegen die Einspeisung aus dezentraler Stromerzeugung, so dass größere BHKW noch nicht zum Zuge kommen. Hingegen schafft die Erdgasvorrangpolitik große Marktchancen für die Gas-Etagenheizungen, die von einigen europäischen Herstellern rasch wahrgenommen werden.

Die wirtschaftlich gewinnbaren Gasreserven Chinas werden mit 1,4 bis 1,8 Billionen m^3 angegeben²⁰, die Gesamtressourcen mit 7 bis 14 Billionen m^3 .²¹ Die Vorkommen konzentrieren sich auf das Tarim- und das Qaidam-Becken in der West-Provinz Xinjiang, die nunmehr erschlossen werden. Die kleineren Vorkommen im mittelwestlichen Ordos-Becken in Shaanxi/Innere Mongolei, in Sichuan und in der Songliao-Ebene im Nordosten werden bereits gefördert. Neben den bereits in der Ausbeutung befindlichen Reserven vor Shanghai und dem südlichen Hainan werden von den Offshore-Vorkommen im Norden größere Beiträge erhofft. Die Nutzung der Hauptvorkommen erfordert die Errichtung entsprechender Pipeline-netze. Den Gasreserven hinzuzurechnen ist das Grubengas aus Kohleflözen, dessen Reserven in China immerhin auf 75 Mrd. m^3 geschätzt werden.

Ausbau des Pipelinenetzes

Die inländische Förderung stieg im Jahre 2004 auf über 40 Mio. m^3 . Ein kleiner Teil davon wird nach Hongkong exportiert. Die Förderung soll bis 2020 auf 100 Mio. m^3 ausgebaut werden, womit sie dann ihr voraussichtliches Maximum erreicht hätte. Rückgrat der künftigen Erdgasversorgung soll die West-Ost-Pipeline sein, die über 4000 km entfernte Lagerstätten und Verbrauchsschwerpunkte miteinander verbindet. Diese Leitung soll zunehmend mit anderen Aufkommen vernetzt und im nächsten Jahrzehnt upstream nach Westen und Norden zur Einbeziehung von Erdgas aus Kasachstan bzw. Sibirien erweitert werden.

Der Erdgaseinsatz soll 2020 insgesamt etwa 200 Mio. m^3 erreichen, was Importe von bis zu 100 Mio. m^3 erforderlich machen würde. Der Erdgasimport wurde bereits aufgenommen in Form von LNG. Eine Reihe von LNG-Terminals zur Aufnahme von importiertem Erdgas ist an der Süd- und der Ostküste in Planung.

Bisher wird die Erdgaswirtschaft upstream und auch in der chemischen Verwendung von den drei nationalen Ölgesellschaften beherrscht. Ausländische Unternehmen sind an Exploration und Produktion (z.B. bei Erdöl) und auch im Rahmen der Nutzung als Rohstoff- und Energieträger in der chemischen Industrie beteiligt, letzteres mit stark steigender Tendenz. Die Beteiligung von ausländischen Konsortien an der West-Ost-Pipeline ist 2004 wieder rückgängig gemacht worden, da die wirtschaftlichen Ansprüche der ausländischen Firmen nicht befriedigt werden konnten.

Downstream sind die städtischen Gasgesellschaften mit Verteilung und Vertrieb befasst. Es handelt sich in der Regel um Spartenunternehmen, die über die städtische Vermögensgesellschaft mit Fernwärme- und über Wasserversorger mit der Holding verbunden sind, nicht aber mit den städtischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), da diese vertikal mit den regionalen EVU zur staatlichen Netzgesellschaft zählen. Im Vergleich zum deutschen Querverbund stellt die Spartenorganisation eine gewisse Erschwernis für die Gesamtoptimierung des Energiesystems dar.

Mit einem Erlass des Staatsrats wurden im März 2005 auch Privatunternehmen, in Zusammenarbeit mit den staatlichen, zur Verteilung von Gas, Fernwärme und anderen öffentlichen Dienstleistungen zugelassen, nicht aber zur Stromverteilung.

Kohle

Nach einem Verbrauchsrückgang in der Zeit von 1996 bis 2001 steigt der Kohlebedarf seit 2002 wieder stark an. Für das Jahr 2004 wird seitens des Energy Bureau ein Niveau von ca. 1850 Mio. t genannt, was umgerechnet einem Verbrauch von knapp 1500 Mio. t Steinkohleeinheiten (SKE) entspricht²² (Zum Vergleich: Deutschlands Stein- und Braunkohleverbrauch betrug 2004 rd. 122 Mio. t SKE). Etwa die Hälfte des Kohleverbrauchs entfällt auf Kraftwerke und Heizwerke, deren Anteil zunimmt. Der Anteil der Kokereien steigt ebenfalls und liegt mittlerweile bei ca. 15 %, während der Bedarf an Kesselkohle seitens der Industrie stagniert und der Verbrauch privater Haushalte sowie anderer Anwendungen ebenfalls mengenmäßig rückläufig ist.

Gemessen an den veröffentlichten Zahlen hat die Kohleproduktion Chinas zwischen 1996 und 2002 ein tiefes Tal durchschritten. Die statistischen Werte für den Kohleverbrauch und die Produktion von 1998 bis 2001 werden allerdings als zu niedrig angezweifelt. Die Werte ab 2002 dürften die Realität zuverlässiger wiedergeben. Zum Einfluss der Kohleverbrauchsdaten auf die Gesamt-PEV-Daten vgl. Abbildung S. 13.

Die Unzuverlässigkeit der statistischen Angaben ist eine Begleiterscheinung des institutionellen Umbruchs in der chinesischen Kohlewirtschaft, der mit der Abschaffung des Kohleministeriums 1997 einsetzte. Nach einer Übergangszeit unter einer Behörde im Rang eines Vizeministeriums (State Administration of Coal Industry) wurde die Zuständigkeit für den Kohlebergbau auf die Provinzen verlagert und die Aufsicht bzw. Regulierung dezentralisiert.²³

Reform im Kohlesektor

Gleichzeitig wurde auch das Eigentum an den staatlichen Betrieben von der Zentralregierung an die Provinzen übertragen. Die Betriebsführung wird jedoch nach kommerziellen Gesichtspunkten von Unternehmen wahrgenommen, in denen immer mehr Einzelbetriebe zusammengefasst werden. Diese Konzerne, die sich auf Provinzebene herausbilden und zunehmend stärker werden und z.B. auch in den Kraftwerksbau diversifizieren, haben eine kommerzielle Ausrichtung, sind jedoch noch weitgehend (bis auf börsennotierte Tochtergesellschaften) in staatlicher Hand. Sie werden von den Provinzbüros der SASAC überwacht. Damit folgt die Reform im Kohlesektor ei-

Chinas Kohlenminen noch immer gefährlich

In Chinas Bergwerken werden jährlich 35 % der weltweiten Kohlefördermenge abgebaut - dennoch geschehen in ihnen rund 80 % aller Unfälle. Die Todesrate pro Million Förder-tonnen ist insgesamt hundertmal so hoch wie beispielsweise in den USA und zehnmals so hoch wie in Indien. Damit gelten Chinas 28.000 Kohleminen als die gefährlichsten der Welt. Allein 2004 verloren dort 6.027 Menschen unter Tage ihr Leben. Die Politik hat das Problem erkannt und beginnt inzwischen auch mit einem Minengesetz die Mindeststandards heraufzusetzen. Viele Chinesen arbeiten noch immer in sehr kleinen, privat geführten Minen mit schlechter Belüftung und mangelnder Instandhaltung. So ist unzureichend abgesaugtes Methan auch die Hauptursache für die Explosionen unter Tage. Die Regierung hat trotz der großen Kohlenachfrage eine Reihe von Kleinstminen geschlossen, obgleich manche davon illegal weiterbetrieben wurden. Zudem hat sie seit dem Jahr 2000 über 4 Mrd. Yuan (knapp 400 Mio €) in Belüftungstechnik und Kontrollsysteme investiert - der Bedarf wird jedoch bei einem Vielfachen davon gesehen. Ziel ist es, die öffentlichen und privaten Minen des Landes in 13 größere Konzerne zu fusionieren und nicht zuletzt mithilfe ausländischer Technologieunternehmen wie der RAG-Tochter DBT zu modernisieren.

Quelle: Financial Times Deutschland, 2005

nem anderen Muster als im Mineralölbereich: Sie steuert auf einen Wettbewerb zwischen vielen Anbietern zu und dezentralisiert die Regulierung. Auf nationaler Ebene liegt die Zuständigkeit für die Kohlepolitik im Energy Bureau, es wurde eine State Administration for Coal Mine Safety (SACMS) im Rahmen der Arbeitssicherheits-Administration (SAWS) eingerichtet.

Die Zahl der Grubenbetriebe nimmt sehr rasch ab.²⁴ Unrentable Kleinbetriebe wurden zu Zehntausenden geschlossen - einige allerdings illegal oder am Rande der Legalität mit Billigung der Kommunen weiterbetrieben - mittlere und große Betriebe mit guter Kohlequalität dagegen wurden erweitert bzw. neu aufgeschlossen. Die durchschnittliche Arbeitsproduktivität nimmt erheblich zu, liegt allerdings auch in den mittleren und großen Betrieben nur bei 100 bzw. 150 t pro Beschäftigtem, wobei allerdings auch die Beschäftigten in den Einheiten insgesamt mitgezählt werden. Die Schließung vieler Kleinbetriebe hat die Arbeitslosigkeit in den Kohlegebieten mit kleinteiligen Strukturen erhöht.

Gleichzeitig wurden auch Umweltschutzmaßnahmen wirksam: Die Verwendung stark schwefelhaltiger Kohle (2 %) wurde untersagt, für alte Kohlekraftwerke mit niedriger Leistung (50 MW) wurde die Schließung angeordnet. Die Kohlebehandlung vor dem Transport, d.h. Sortierung und Wäsche, wurde allmählich verbessert. All dies konnte naturgemäß nicht kurzfristig umgesetzt werden, so dass auch derzeit noch Kohlegruben und kleine Kraftwerke illegal betrieben werden und stark schwefelhaltige Kohle gehandelt wird. Die entsprechenden Kohlemengen fehlen vermutlich in der offiziellen Statistik.

Nachfrageschub bei Kessel- und Kokskohle

Die inländische Nachfrage der Kraftwerke nach Kesselkohle hat stark angezogen. Um sie zu decken, wird am Rande und jenseits der Kapazitätsgrenze produziert. Dies trägt auch zur Vernachlässigung der Sicherheit in großen Zechen bei, in denen die öffentlich bekannten großen Unfälle geschehen. Hinzu kommt eine Vielzahl von Unfällen in den oft illegalen Kleinbetrieben, die nicht öffentlich bekannt gemacht werden. Die SAWS gibt die Zahl der Unfälle im Bergbau im Jahr 2004 mit 6027 Toten an.

Auch die inländische Nachfrage nach Kokskohle ist aufgrund der Verdopplung der Stahlproduktion in den letzten Jahren massiv gestiegen. Da gleichzeitig die Weltstahlkonjunktur angezogen hat, ist auch die Exportnachfrage hoch. 2002 war China bedeutender Exporteur von Kokskohle und auch von Hüttenkoks²⁵ (aus den städtischen Kokereien).

Infolge der unterschiedlichen Allokationsregime entstehen Konflikte sowohl im nationalen als auch im internationalen Handel. Nur noch ein kleiner Teil der Kesselkohle wird zu langfristig vereinbarten Bedingungen von staatlichen Kohlegesellschaften an staatliche Stromerzeuger geliefert. Die größten Mengen sowie die Preise werden traditionell auf dem von der Regierung organisierten jährlichen Kohlebestelltreffen (siehe Kasten) vereinbart, das allerdings an dem Widerspruch zwischen einem preiskontrollierten Stromsektor und einem marktwirtschaftlich ausgerichteten Kohlesektor zu scheitern droht. Diese Einrichtung wird voraussichtlich einem dauernden Kohle-Trading-System mit mehreren Kohle-Handelszentren Platz machen.

Neben den Vertragsmärkten gab es schon immer lokale Märkte, auf dem sich kleinere Nachfrager für

Heizwerke, Industrie, Hausbrand etc. versorgen. Die Preise reagieren hier noch heftiger auf Knappheiten.

Die Kohleproduktion verteilt sich auf ganz China. Die bedeutendsten Vorkommen liegen allerdings selbst regional noch relativ weit von den Industrie- und anderen Verbrauchszentren entfernt. Dies erfordert einen hohen Transportaufwand. Die neuen Großkraftwerke werden nunmehr an den Zechen- oder Hafenstandorten angesiedelt.

An der Küste Südchinas soll ein Gleichgewicht herrschen, zwischen dem Weltmarktpreis und dem des Inlandmarktes. Ende 2002 galt ein Referenzpreis für Kesselkohle frei Zeche von etwa 170 Y. RMB/t (umgerechnet 20,29 US\$/t), für CIF Guangdong betrug der Preis für importierte Kesselkohle 29,5 US\$/t.

Kessel- und Kohlehandel in China 2003 bis 2005

An dem jährliche Kohlebestelltreffen unter der Ägide des NDRC nehmen neben den Kohlegesellschaften die Stromerzeuger, die Industrie und auch das Eisenbahnministerium teil. Nachdem der Kohlemarkt 2003 auch weltweit zum Verkäufermarkt wurde, sträubte sich die chinesische Kohlewirtschaft bereits 2004, ihre Kohle deutlich unter den stark angestiegenen Weltmarktpreisen abzugeben. Daher konnte, abgesehen von kleinen Mengen, auf dem Treffen in Fuzhou 2004 zwischen den Partnern keine Einigung über die Preise erzielt werden. Unter dem von NDRC festgelegten Preiserhöhungslimit von 12 Yuan/t wurden zunächst Verträge über 480 Mio. t Kohle unterzeichnet, dann aber im Laufe des Jahres nicht umgesetzt. Viele Kohlegesellschaften verweigerten die Lieferung zu dem vereinbarten Preis. Für 2005 hatte NDRC eine maximale Preissteigerung von 8 % vorgegeben. Diese wurde aber beim Treffen in Qinghuanagdao im Januar schon von vorneherein ignoriert und es wurden um 20 % teurere Angebote abgegeben. Frei Zeche verlangte Shanxi 255 Yuan pro Tonne, Henan über 300 Yuan. Im Verladehafen Qinghuangdao kostete Kohle ca. 50 US\$/t. Die Veranstaltung endete im Missklang. Die Stromerzeuger haben angesichts ihrer eigenen Lieferverpflichtungen keine Alternative als Kaufen. In der Folge hat NDRC entschieden, eine Änderung in der Strompreisbildung in Form einer Indexierung herbeizuführen. Demnach können jetzt die Stromabgabepreise an die Industrie verändert werden, wenn der Kohlepreisindex sich um mehr als 5 % ändert. Bereits in 2004 hatte NDRC mit der Begründung der steigenden Kohlepreise die Strompreise auf breiter Front zweimal erhöht.

Quelle: Beijing News, Electricity News, GTZ China

Unübersichtliche Marktverhältnisse

Die reale Preissituation ist seither unübersichtlich. Es werden offizielle Preisänderungen bei Kesselkohle von 1,2 US\$/t für 2003 und 1,5 US\$/t für 2004 genannt. Die Preise variieren regional stark, da Transportkosten und -kapazitäten einen großen Einfluss haben. Wegen der Dysfunktion des Vertragsmarkts existiert eine Grauzone. Die Zechen geben an, dass sie nicht liefern können, und versuchen, Mengen im Spotmarkt zu deutlich höheren Preisen abzusetzen. Die gezahlten Preise dürften 2004 um 3 bis 4 US\$/t höher gelegen haben.

In dem derzeit herrschenden Verkäufermarkt, der Unübersichtlichkeit im Vertragsmarkt und bei kurzfristig existierenden Kapazitätsgrenzen in Produktion und Transport besteht die Gefahr, dass die Nachfrage nicht ausreichend bedient wird. Dies ist insbesondere dort Realität geworden, wo die Nachfrage nicht zahlungskräftig und liquide ist. Im Winter 2004/2005 wurden von verschiedenen Orten Stillstände gemeldet, selbst bei Heizkraftwerken, die für die Beheizung unerlässlich sind.

Exporte von Kessel- oder Kokskohle in den Weltmarkt wären wegen der noch höheren Preise attraktiv gewesen. Da der Kohlemangel bereits die Strom- und Stahlerzeugung und damit die chinesische Konjunktur zu beeinträchtigen begann, hat die chinesische Regierung der Versorgung des Inlandsmarktes Vorrang eingeräumt und die Exporte gedrosselt. Dadurch wurden die Quoten für die Exportlizenzen reduziert und die Mehrwertsteuerrückerstattung für Exporte abgeschafft. Da die Kokskohleexporte zum Erliegen kamen, wurde China 2004 von der EU bei der WTO verklagt. China musste nachgeben und die Exporte wieder zulassen.

12 % der Weltkohlevorräte liegen in China

Chinas nachgewiesene Kohlevorräte werden mit 1.020 Mrd. t SKE angegeben²⁶, (rund 12 % der weltweiten Vorräte, zum Vergleich: Der Anteil Deutschlands liegt bei 4 %, zum großen Teil in mächtigen Flözen und flacher Lagerung. Auch wenn die Kohle zum Teil in geringer Teufe ansteht, ist zu ihrer Gewinnung zumeist Tiefbau erforderlich.²⁷ Die nachgewiesenen produzierbaren Reserven werden mit 189 Mrd. t SKE (Ministry of Land Resources), 115 Mrd. t SKE (BP) bzw. 71 Mrd. t SKE (BGR) angegeben. Bei ausreichenden Investitionen ist es auch an-

gesichts der niedrigeren Reservenschätzung durchaus möglich, die Produktionskapazität mittelfristig auf 2 Mrd. t SKE und langfristig auf 3 Mrd. t SKE zu steigern. (zum Vergleich: Deutschlands Steinkohleförderung betrug 2004 rd. 26 Mio. t SKE). Die Regierung motiviert derzeit die Unternehmen, den Ausbau voranzutreiben.

Die jährlichen Verluste durch Kohleflözbrände werden auf 20 bis 100 Mio. t geschätzt. Ursachen sind neben der unsachgemäßen Schließung von Bergwerken auch Selbstentzündungen von Flözen nahe der Oberfläche in den trockenheißen Gebieten Chinas wie etwa im Nordwesten. Durch diese Brände werden große Mengen an Treibhausgasen freigesetzt. Die chinesische Regierung führt mit deutscher Unterstützung ein Programm zur Löschung von Kohleflözbränden durch.²⁸

Methan entweicht in vielen Grubenbetrieben ungenutzt. Es ist nicht nur ein klimaschädigendes Treibhausgas, sondern es trägt auch zu den Grubengasexplosionen bei, die das Unfallrisiko erhöhen. Erst in einigen Gruben wird Grubengas abgeleitet und für energetische Zwecke genutzt. Es wird auch damit begonnen, das Methan in den nicht im Abbau befindlichen Lagerstätten zu nutzen.

Starker Einfluss auf die globalen CO₂-Emissionen

Die Energiepolitik weist der Kohle für die Zukunft eine tragende Rolle zu. 2020 soll sie noch 60 % zum PEV beitragen. Ihre Nutzung soll aber, abgesehen von den Hüttenkokereien, auf die Großkesselanlagen konzentriert werden. Bei dieser Nutzung lassen sich die lokalen Umweltwirkungen wesentlich besser kontrollieren und reduzieren. An den Großkesseln sind die end of pipe-Technologien wie Entstaubung, Rauchgasentschwefelung und Entstickung zu vertretbaren Kosten einsetzbar. Diese Großanlagen bieten auch bessere Möglichkeiten zur Anhebung der Wirkungsgrade, allerdings nicht zur Kraft-Wärmekopplung.

Kohle bleibt auf absehbare Zeit der zentrale Energieträger der chinesischen Energiewirtschaft. Selbst im anspruchsvollen Einsparszenario wird ein Anstieg des Kohleverbrauchs auf etwa 1,8 Mrd. t SKE bis 2020 erwartet. Die aktuellen Steigerungsraten lassen höhere Werte erwarten. Selbst wenn es gelingt, SO₂, NO_x und Staub-Emissionen ähnlich zu reduzieren wie in Europa, so werden dennoch die Treib-

hausgasemissionen dramatisch steigen und China immer mehr in den Fokus der internationalen Klimadiskussion drängen. Damit wird der Einsatz von Technologien immer dringender, die CO₂-arme bzw. CO₂-freie Strom- und Wärmeerzeugung sowie Sequestrierung ermöglichen.

Auch aus Gründen der Versorgungssicherheit und angesichts des steigenden Importbedarfs an Erdöl mit entsprechenden geopolitischen Folgen werden in China auch die Optionen der Vergasung und der Verflüssigung von Kohle geprüft, die dann die Einsatzgebiete von Kohleprodukten erneut erweitern würden.

Elektrizität

Nach Angaben des Energy Bureau ist die Bruttostromerzeugung 2004 auf 2187 TWh angestiegen (zum Vergleich: Deutschlands Verbrauch lag 2004 bei 600 TWh). Der Bruttostromverbrauch liegt seit Jahren um 15 bis 20 TWh darunter.²⁹ Dies entspricht wohl dem Nettoexport (Hongkong), der somit auf unter 1 % abgesunken ist. Der Eigenverbrauch der Kraftwerke liegt bei 6,5 %. Die Netzverluste werden mit 7,5 % angegeben. Der Pumpstromverbrauch ist geringfügig.³⁰ Der Nettostromverbrauch liegt somit bei knapp 85 % der Bruttoerzeugung, d.h. im Jahre 2004 bei 1.850 TWh.

Pro Kopf der chinesischen Bevölkerung liegt der Nettoverbrauch bei etwa 1400 kWh (gegenüber 6400 kWh in Deutschland). Dabei ist die Elektrifizierung in China sehr weit fortgeschritten. 98 % der Bevölkerung hat Zugang zur Stromversorgung. Von den verbleibenden 30 Millionen Menschen sollen auf Basis eines sehr ehrgeizigen Förderprogramms bis 2010 rd. 23 Millionen Menschen eine Basisversorgung erhalten, auch wenn sie weitab vom Netz liegen, bevorzugt mit Erneuerbaren Energien.³¹

Am Nettostromverbrauch waren 2003 beteiligt:

– Grundstoffindustrie	48 %
– Leichtindustrie	18 %
– Haushalte	15 %
– Öffentliche und Gewerbe	11 %
– Landwirtschaft	6 %
– Verkehr und Kommunikation	2 %

2004 hat sich das seit 1999 anhaltende Verbrauchswachstum mit Raten von 10 % pro Jahr fortgesetzt, mit besonders hohem Zuwachs in den

Grundstoffindustrien Stahl, Chemie, Zement und Papier. Ein signifikanter Teil der Nachfrage konnte selbst durch zeitliche Verlagerungen nicht gedeckt werden. Zur Deckung der Nachfrage bei gegebenen Preisen fehlten 30 bis 40 GW. Dadurch hat sich die angespannte Marktlage noch verschärft.

Starker Ausbau der Kraftwerkskapazitäten

Die verfügbare Leistung ist 2004 mit einem weiteren Schub auf etwa 450 GW angestiegen. Nach Angaben des Energy Bureau gingen 50 GW ans Netz, nach einem Zuwachs von 30 GW im Jahre 2003 und 12 GW in 2002. Die nachfolgende Abbildung zeigt, wie die Kapazitätsentwicklung dem Verbrauchswachstum folgt. Anscheinend wiederholt sich in diesem Jahrzehnt der in den letzten Dekaden beobachtete Zyklus von Nachfragewachstum – Knappheit – Kapazitätswachstum – Überangebot –

Kernenergie: China baut auch den HTR

Angesichts des rasant steigenden Strombedarfs will China bis zum Jahr 2020 jährlich 2 - 3 Kernkraftwerke bauen. Bis dahin soll die Gesamtleistung der chinesischen Kernkraftwerke von heute 8.700 MW auf 40.000 MW steigen, berichtete Anfang April 2005 die chinesische Staatspresse. Dies liege mehr als 10 % über den bisherigen Plänen. „Wir beschleunigen die Entwicklung unserer Nuklearenergie, weil sie eine saubere und grüne Energie ist“, so der stellvertretende Direktor der chinesischen Atomenergiebehörde, Zhang Fubao. Im Gegensatz zu bisherigen Planungen sollen die Kernkraftwerke nicht nur in den dicht bevölkerten Küstengebieten gebaut werden, sondern auch im Landesinneren, um die mit Kohletransporten stark beanspruchten Transportkapazitäten zu entlasten.

Die Tsinghua-Universität im Nordwesten von Peking betreibt seit dem Jahr 2000 einen 10-MW-Kugelhafenreaktor (HTR). Die Testanlage arbeitet problemlos, so dass die Chinesen jetzt den nächsten Schritt wagen: In Weihai in der Provinz Shandong plant ein Energiekonsortium mit dem Stromerzeuger Huaneng und der Universität Tsinghua den Prototyp eines Kugelhafenreaktors (HTR). In fünf Jahren soll die 195-MW-Anlage ans Netz gehen. Das wäre weltweit der erste kommerzielle Einsatz, er brächte China im Rennen um neue, innovative Reaktorkonzepte weit nach vorn. Der HTR ist ursprünglich in Deutschland entwickelt worden.

Angebotsdrosselung (siehe Kasten S. 32) unter ganz anderen institutionellen Rahmenbedingungen.³²

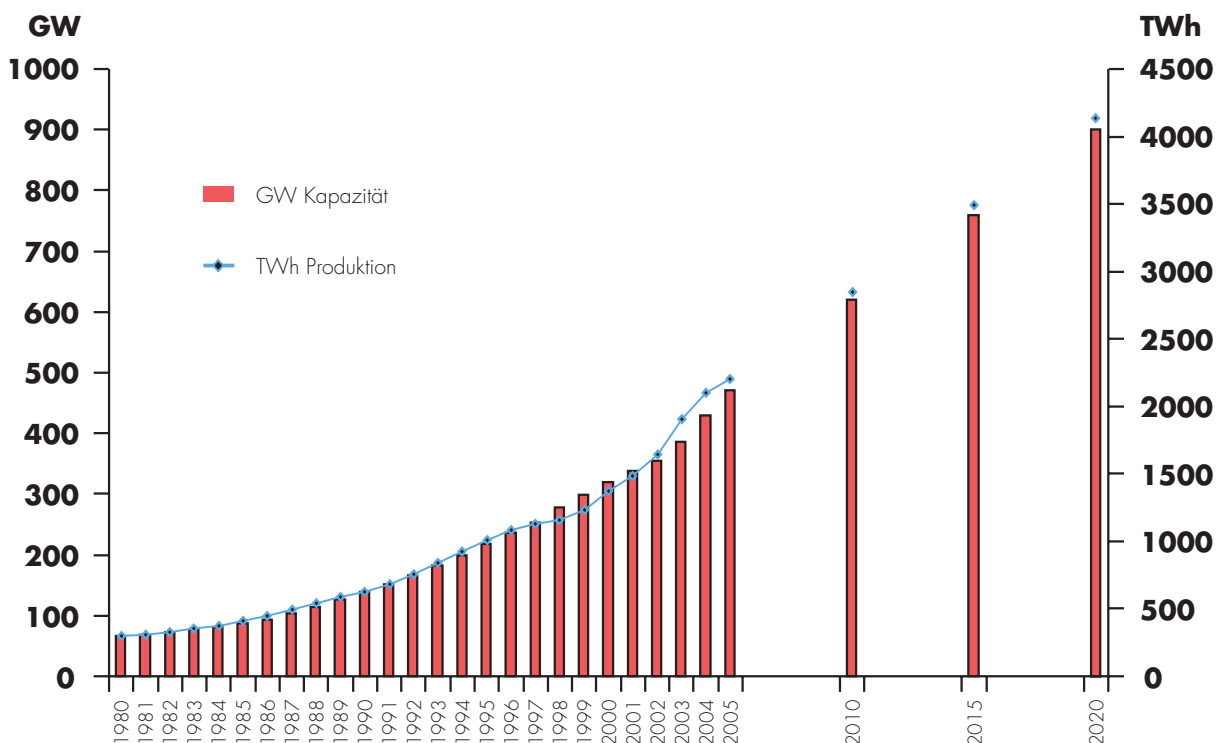
Die industrielle Kraft-Wärmekopplung, die im Regelfall auf kleine Anlagegrößen begrenzt ist, im Ausnahmefall aber nunmehr auch größere captive power plants umfassen kann, hat eine Kapazität von insgesamt etwa 50 GW. Der Rest sind öffentliche Kraftwerke und Heizkraftwerke. In der Erzeugungsstruktur nehmen thermische Kraftwerke einen Anteil von etwa 80 % ein, an der erzeugten Energie mehr, an der verfügbaren Leistung weniger. Es handelt sich im Wesentlichen um kohlegefeuerte Anlagen. Mineralölprodukte werden in Zeiten der Knappheit kurzfristig in Ersatzfunktionen eingesetzt. Der Erdgasanteil ist noch niedrig. Der Anteil der Kernenergie liegt heute bei 2 % mit stark steigender Tendenz. Um den Anteil zu verdoppeln, sollen in den nächsten 15 Jahren jährlich 2–3 neue Kernkraftwerke gebaut werden.

Die Wasserkraft spielt in China seit langem eine große Rolle. Ihr Anteil an der installierten Leistung 2003

lag bei ca. 22 %, an der Erzeugung aber im Mittel nur bei 16 %. Entgegen früheren Schätzungen verändern die Großwasserkraftprojekte die Erzeugungsstrukturen bisher nicht derart, dass der fossile Erzeugungsanteil verringert werden kann, da gleichzeitig das Vielfache an Kohleanlagen zugebaut wird.

Kleinwasserkraft-Anlagen bis zu 25 MW stellen in China den größten Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, der bei rund 5 % liegt. Im Jahre 2000 lag die Kapazität bei 27 GW. Neuerdings wird sie wieder stark ausgebaut. Netzgebundene Windanlagen werden Ende 2005 das gesetzte Kapazitätsziel von 1000 MW erreichen, nach 730 MW in 2004. Andere Erneuerbare Energien wie Biomasse und Photovoltaik tragen noch nicht signifikant zur Stromerzeugung bei. Photovoltaik, kleine Windgeneratoren und Kleinstwasserkraftanlagen werden speziell zur Dorf-Elektrifizierung von entlegenen Siedlungen im Westen Chinas eingesetzt, Einzelsysteme versorgen ländliche und Nomaden-Haushalte.³³

Kapazitäten und Bruttostromerzeugung in der VR China



Quelle: State Power Information Center und GTZ China

Effizienz der Kohlekraftwerke verbessert sich

Der spezifische Kohleverbrauch der Kraftwerke verbessert sich kontinuierlich und wird von der offiziellen Sektorstatistik für 2003 mit 381 g/kWh angegeben.³⁴ Der spezifische Verbrauch in bestehenden Anlagen wird laufend verbessert.³⁵ Alte Anlagen werden stillgelegt, neue effizientere errichtet. In der Größenstruktur der kohlegefeuerten Anlagen stellen nach dem Zubau der letzten Jahre Blockgrößen von über 300 MW nunmehr etwa die Hälfte der Kapazität der thermischen Anlagen. 2004 ging der erste 900 MW-Block mit überkritischen Dampfparametern in Betrieb.

Als Richtwert für die Erzeugungskosten aus standardisierten chinesischen Anlagen wird 0,3 Y RMB/kWh genannt, d.h. etwa 0,25 US\$cent/kWh. Jeder Technologiesprung stellt zunächst auch einen Kostensprung dar. Der Schritt von unterkritischen zu überkritischen Anlagen ist rechnerisch mit einer Verteuerung von 0,01 Y RMB verbunden, obwohl er eine Verbesserung des Wirkungsgrades um 6 Prozentpunkte auf 41 % mit sich bringt.³⁶ Bei weiteren Steigerungen des Kohlepreises dürften die überkritischen Anlagen auch konkurrenzfähig sein.

Die Umweltschutzmaßnahmen REA und DENOX erhöhen neben den Investitionskosten auch den Eigenverbrauch in den Kraftwerken. Zudem werden angesichts der Wasserknappheit zunehmend Kühl- und Abgasreinigungssysteme mit niedrigem Wasserverbrauch erforderlich.³⁷

Aufbau eines nationalen Verbundnetzes

Im Zuge der laufenden Integration der Verbundnetze wird die Zahl der regionalen Netze von 16 auf 12 gesenkt, die weitestgehend in sechs großen regionalen Netzen integriert sind, abgesehen von den abgelegenen Provinznetzen in Xinjiang, Tibet und Hainan. Ein nationales Verbundnetz mit substantiellen Verbindungen zwischen den Regionalnetzen ist für 2006 geplant. Übertragungsleitungen zum Transport von Strom aus den großen Wasserkraftwerken von Westen nach Osten, z.T. mit Gleichstrom, sind schon in Betrieb.

Regionale Ungleichgewichte in der Stromversorgung, Überkapazitäten und Versorgungsengpässe waren in den vielerorts im Aufbau befindlichen Net-

zen Chinas nichts Ungewöhnliches. Die Rationierungen erfolgten im Einvernehmen von Lastverteiler und Industriebetrieben. Tendenziell wurden die Verteilungsnetze eher geschont. Die Nutzungsdauer der Lastspitze war bereits hoch, da sie nicht der Nachfragespitze folgte. Die Priorität lag in der Vergangenheit im Ausbau der Erzeugungskapazitäten und weniger bei den Netzkapazitäten. Demand Side Management (DSM) wurde nur in Krisenzeiten angewandt. Ohnehin war der Vertrieb eine vernachlässigte Funktion der chinesischen EVU.

Die Preise der Kraftwerkslieferungen unterliegen einer doppelten Kontrolle durch die Preisbehörden im NDRC einerseits und der SERC andererseits. SERC kämpft um einen größeren Einfluss auf die gesamte Preisbildung. NDRC befürchtet den Verlust von Kontrollmacht und die Abkehr von politischen Preisbildungskriterien.

Stark differenzierte Strompreise in den Verbrauchssektoren

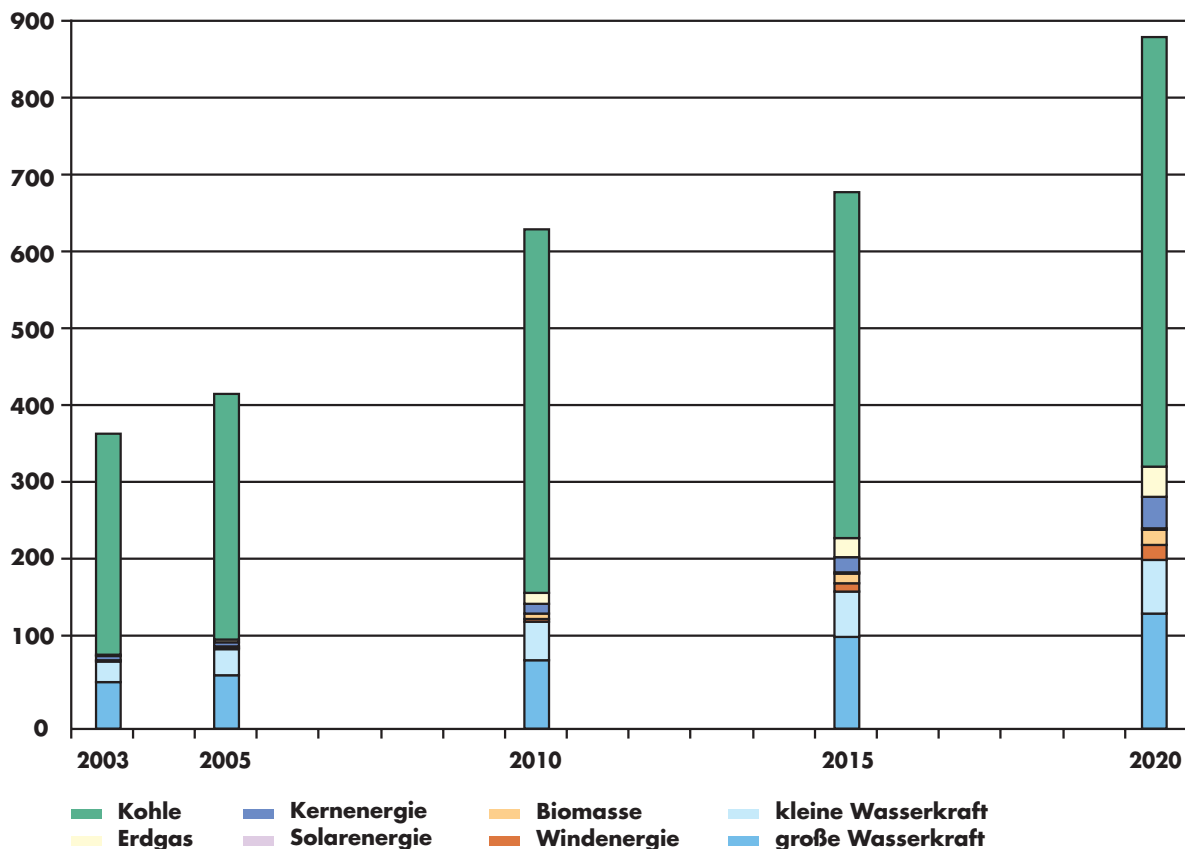
Die regulierten durchschnittlichen Verbraucherpreise (und Weiterverteilerpreise) für Strom lagen im Jahre 2003 im Mittel bei 420 Y RMB pro MWh, d.h. etwa 4 % höher als 2002. Die Bandbreite der regionalen Durchschnitte reicht von 35 % über dem Durchschnitt (Shanghai) bis 40 % darunter (Guizhou). In der Verteilung der Durchschnittspreise nach Abnehmergruppen liegen die Haushalte nahe am Mittelwert. Kleine Industrieabnehmer, öffentliche Abnehmer sowie Handel und Gewerbe liegen 30 %, 50 % bzw. 80 % über dem Mittelwert. Industrielle Großabnehmer zahlen nur geringfügig (1 %) weniger als den Mittelwert, ländliche Weiterverteiler 14 % und landwirtschaftliche Abnehmer 15 % weniger. Seit 2003 wurden vermehrt zeitabhängige Tarife mit einem Faktor von zwei bis drei zwischen Tag und Nacht eingeführt.

Noch nicht umgesetzt sind die Pläne eines neuen Preissystems, das für Erzeugung, Übertragung und Verteilung jeweils explizite Tarif- bzw. Netznutzungsgebühren festlegt. Dies würde zwangsläufig zu einer Erhöhung der Preise für Haushalte führen, was unter politischen Gesichtspunkten derzeit nicht durchsetzbar ist.

Der Stromverbrauch Chinas wird sich bis 2020 voraussichtlich noch einmal auf über 4.000 TWh verdoppeln und die installierte Leistung eine Größenordnung von 900 GW erreichen. Dies liegt auf der Linie der eingangs genannten Ziele der Regierung,

Struktur der installierten Leistung nach Energieträgern in China 2003–2020

Kapazität in GW



Quelle: State Power Information Center und GTZ China

der Bevölkerung einen bescheidenen Wohlstand zu beschern. Pro Kopf der Bevölkerung läge dann der Stromverbrauch bei ca. 3.000 kWh. Für verschiedene Energieträger bzw. Stromerzeugungstechnologien wurden in jüngster Zeit Zielwerte für 2020 genannt (vgl. auch Abbildung oben): Große Wasserkraft 150 GW, Kleinwasserkraft (bis 25 MW) 70 GW, Kernenergie 40 GW, Erdgas 40 GW, Windenergie 20 GW, Biomasse 20 GW und Solar sowie andere Erneuerbare Energien 2 GW.

Wandel im Stromerzeugungsmix

Legt man diese Zahlen zugrunde, verbleiben für die Kohlekraftwerke noch ca. 560 GW, also noch ein Anteil von 63 %. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario mit 102 GW einen Anteil von etwa 12 % an der Leistung. Die Leistung von Kohle und

großen Wasserkraftwerken würde sich demnach etwa verdoppeln, Kernenergie um das Siebenfache, Erdgas um das Zwanzigfache sowie Wind und Biomasse um das Vierzigfache wachsen. Die solare Stromerzeugung soll ein signifikantes Niveau erreichen. Ein derartiges Zubauprogramm von weiteren 400 GW in den kommenden 15 Jahren erscheint angesichts des Zubaus in den letzten 15 Jahren machbar, insbesondere wenn man die jüngste Vergangenheit betrachtet. Dass die Rahmenbedingungen dafür gegeben sein werden, ist allerdings nicht gesichert.

Eine wesentliche Richtungsänderung stellt die proaktive Haltung gegenüber der Kernenergie dar. War noch vor Jahren von einem vorsichtigen Ausbau die Rede, der mit Kosten- und Sicherheitsaspekten begründet war, so wurde im Herbst 2004 mit Unterstüt-

Schweinezyklus im Stromsektor?

Der Widerspruch zwischen Elektrizitätsangebot und -nachfrage, wie es in China heißt, hat sich seit 2002 landesweit zu Engpässen ausgeweitet. 2004 kam es in 24 Provinzen zu Abschaltungen, das sind drei Provinzen mehr als 2003. Die abzuschaltende Last betrug 2004 in der Spitze 30 bis 40 GW. Am höchsten sind die Abschaltungen im Sommer. Allein in der Region Ost-China wurde im Juni 2004 eine Last von 18 GW abgeschaltet mit einer Strommenge von 6,8 TWh.

Das offenbar unerwartete Verbrauchswachstum trat vor allem in der Grundstoffindustrie auf, die erheblich ausgebaut wurde. Es handelte sich also nicht um ein organisches Wachstum, sondern um einen strukturellen Effekt mit Akzeleratorwirkungen in der Volkswirtschaft bei hohen Investitionen, der so nicht wiederholbar ist. Daher wird mit einem Abflachen des industriellen Verbrauchswachstums gerechnet, zumal die Regierung mit geldpolitischen Maßnahmen die Konjunktur bereits gedrosselt hat.

Der Lastbedarf wird pointiert durch die steigende Nachfrage der Haushalte und gewerblichen Verbraucher, die in hohem Maße temperaturabhängig ist. Die erhöhte Kaufkraft und die Neuausstattung der Betriebe wird zu einer Verbesserung der Klimatisierung genutzt, wofür die Elektrogeräte die einfachste Option bieten. In weiten, dicht bevölkerten Teilen Chinas herrschen in den Sommermonaten hohe Temperaturen.

Für die mangelhafte Voraussicht und die unzureichenden Kapazitäten ist im Übrigen nicht die Reform von 2003 verantwortlich. Die Ursachen liegen vielmehr in der Phase davor und sind zum großen Teil der Zentralregierung anzulasten. Das Kabinett hatte angesichts der in den 90er Jahren aufgetretenen Überkapazität ein Moratorium für den Kraftwerksneubau verhängt, das es viel zu spät lockerte.

Die Reform hat allerdings zu einem Übereifer beim Bau neuer Anlagen veranlasst. Die in den Wettbewerb entlassenen Erzeuger und Newcomer haben die jährlichen Zugänge an Kapazitäten von 30 GW im Jahre 2003, über 50 GW im Jahre 2004 auf erwartete 68 GW im Jahre 2005 gesteigert. Weitere 200 GW sollen im Bau sein, ein beträchtlicher Teil davon ohne Genehmigung der Behörden. Beigetragen hat dazu auch, dass die hochliquiden chinesischen Banken diesen Sektor offenbar für besonders kreditwürdig halten.

Die Selbststeuerungsmechanismen eines wettbewerblichen Strommarktes funktionieren offenbar noch nicht bei der Risikobewertung und die staatlichen Steuerungsmechanismen haben nicht mehr gegriffen. Daher ist es zu einer Multiplikation von Projekten gekommen. Der Staatsrat soll bereits Ende 2004 (wieder) ein Moratorium für den Kraftwerksbau ausgesprochen haben.

Quellen: Electric Power News, zusammengestellt von Xu Zhiyong, GTZ China

zung der obersten Führung das weltweit größte Kernenergie-Neubauprogramm lanciert. Da dies nicht mit einem technologischen Durchbruch verbunden sein wird, muss es auf eine veränderte Gewichtung der Risiken zurückzuführen sein. In China soll die weltweit führende Leichtwasser-Reaktortechnik zum Einsatz kommen. Der Brennstoffkreislauf wird mit der IAEO abgestimmt. Öffentlich ist über die Endlagerung nichts bekannt. Zunächst soll offenbar mit Zwischenlagern gearbeitet werden.

Hohe Ausbauziele bei den Erneuerbaren Energien

Eine weitere Richtungsänderung ist in Bezug auf die Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung zu verzeichnen. Hier wurde die abwartende Haltung aufgegeben, die bisher mit Hinweis auf die erhöhten Kosten eingenommen wurde. Als Ziel wurde ein Anteil an der Stromerzeugung von 10 % bereits bis

2010 bekannt gegeben. Die wichtigste Technologie dazu ist die Kleinwasserkraft. Die bestehenden Anlagen waren in den 1990er Jahren im Zuge der Absorption von Inselnetzen durch die Expansion der Stromversorgung im ländlichen Raum vernachlässigt worden. Nunmehr werden von privaten und öffentlichen Investoren viele kleine Wasserkraftprojekte zur Einspeisung errichtet, da die Kosten relativ günstig sind. Die Netzbetreiber akzeptieren diese Entwicklung nur widerwillig, da sie nicht immer ausreichend mit dem River-Basin-Management abgestimmt ist.

Wesentlich mehr Aufmerksamkeit in der Öffentlichkeit genießt allerdings die Windkraft, die in 2005 die Zielmarke von 1.000 MW Leistung passiert. Die angebotenen Stromerzeugungskosten in neuen Windfarmen liegen bei den in den Jahren 2003 und 2004 ausgeschriebenen Konzessionen zwischen 0,4 und 0,6 Y/RMB/kWh. Trotzdem gilt die 0,5 Y/kWh-Marke immer noch als schwer erreichbare Bench-

mark. Niedrigere Kosten sind bisher nur bei außergewöhnlich günstigen Voraussetzungen oder bei Inkaufnahme von Verlustrisiken bei den Anlagen möglich.

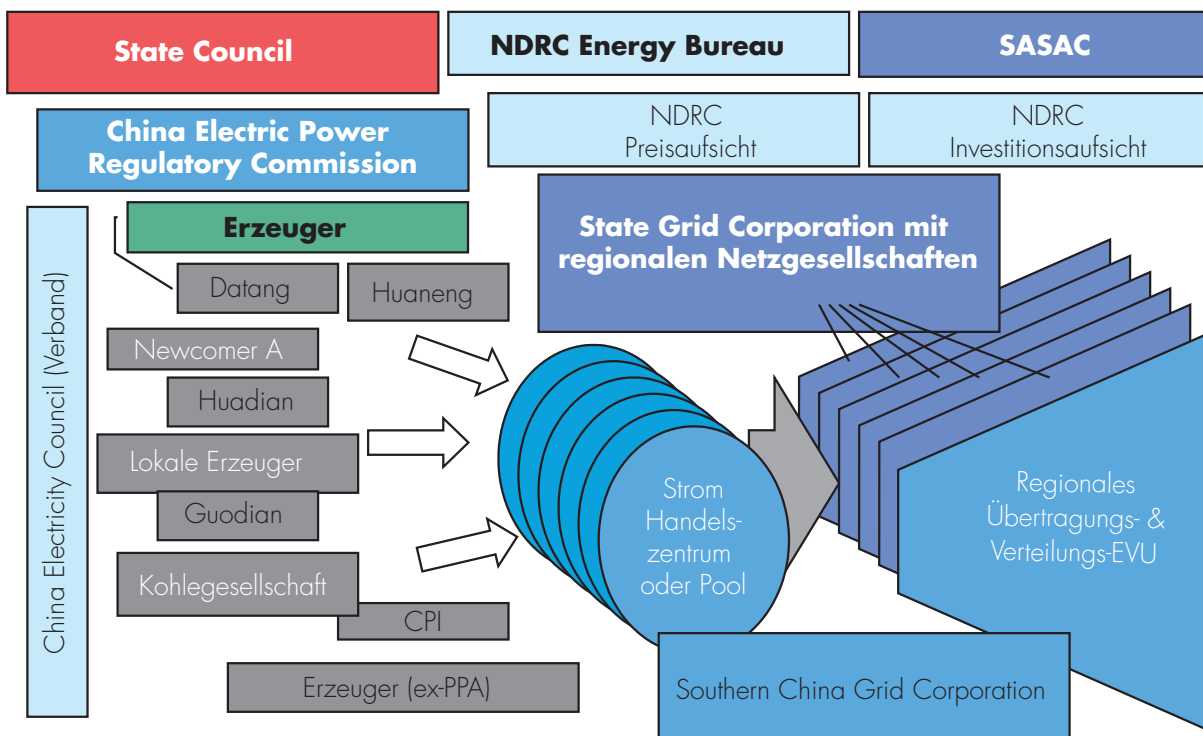
Auch Biomasse soll über die Kraft-Wärmekopplung gefördert werden. Die Geothermie-Vorkommen Chinas sind nur punktuell zur Stromerzeugung geeignet. Zunehmende Aufmerksamkeit erhält die Photovoltaik, für die auch netzgebundene Kleinkraftwerke (rund 5 MW) in Wüstengebieten geplant sind, die noch einen Quantensprung gegenüber den dörflichen Anlagen von unter 50 kW darstellen.

Die Erneuerbaren Energien erhalten starke Unterstützung von Seiten der Legislatoren und zunehmend auch von der Wissenschaft. Ihnen steht eine eher skeptische Energieadministration gegenüber. Ende Februar 2005 wurde das Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien erlassen, das zum Jahresanfang 2006 in Kraft tritt. Bis dahin müssen jedoch noch eine Reihe von Durchführungsverordnungen erlassen und die institutionellen Voraussetzungen für die Verwirklichung der Pläne geschaffen werden.

Festhalten an großen Wasserkraftprojekten

Auch die Nutzung des großen Wasserkraftpotenzials soll insbesondere nach dem Willen der Erzeuger-EVU verstärkt werden. Es sind weitere Anlagen am Oberlauf des Yangtse in Bau und in Vorbereitung, ebenso an anderen Flüssen insbesondere in der südlichen Zentralregion und im Südwesten. Die zuständigen Ministerien NDRC und MWR bereiten dafür das Feld und suchen die Unterstützung der internationalen Gemeinschaft, nachdem die Diskussion um das Drei-Schluchten-Projekt abgeklungen ist. Offenbar sind die Projekte aber lokal stark umstritten. Einige haben die Auflagen der SEPA nicht eingehalten. Erstmals hat die SEPA im Februar 2005 daher den Bau von drei Großwasserkraftwerken (neben 19 Kohlekraftwerken) wegen fehlender Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP) gestoppt. Die UVP wurden jedoch umgehend vorgelegt bzw. komplettiert, so dass der Bau der meisten Anlagen wieder aufgenommen wurde. Die hochrentablen Projekte im tropischen Yunnan werden von lokalen Minderheiten und

Organisationen des Stromsektors nach 2003 in der VR China



Quelle: GTZ China

Naturschützern als „Anfang vom Ende der biologischen Vielfalt und traditioneller Lebensformen“ gefürchtet. Die Projekte werden insbesondere von Wissenschaftlern heftig kritisiert.

Die institutionellen Reformen des Stromsektors haben von der Auflösung des Ministeriums im Jahr 1997 und der Schaffung der nationalen, vertikal integrierten Stromgesellschaft State Power unter der Kontrolle der Handels- und Wirtschaftskommission wieder zur Zerschlagung der State Power Ende 2002 geführt. Seit Anfang 2003 ist das neue institutionelle Arrangement³⁸ definiert und etabliert sich (vgl. Abbildung).

Erzeugung und Netze wurden getrennt

Im operativen Bereich ist 2003 die Erzeugung von den Netzen getrennt worden. Auf der Erzeugungsebene agieren fünf große (Ex State Power) Unternehmen, zu denen sich mehrere (mindestens 40) kleinere und einzelne Erzeuger hinzugesellen. Die Übertragungs- und Verteilungsebenen sind noch in zwei staatseigenen Gebietsmonopolen zusammengefasst, South China Grid Corporation (SWCGC) ist Monopolist in den fünf Südpunkten und State Grid Corporation (SGC) im gesamten Rest, einschließlich der Verwaltung des Lhasa Power Grid in Tibet. In den Netzgesellschaften ist die Integration über regionale Ebenen erhalten, wenn auch die vertikale Integration über Marktstufen upstream durchschnitten ist. Downstream sind die Städte und andere Gebietskörperschaften eher die Juniorpartner.

Die Provinzen, die eine starke Stellung in der State Power hatten, sollen diese zugunsten der regionalen Märkte unter Aufsicht der zentralen China Electric Power Regulatory Commission (SERC) wieder verlieren. Auch als Eigentümer der SOE im Stromsektor tritt der Zentralstaat mit der SASAC wieder stärker in Erscheinung. Die Erzeuger-SOE verfügen allerdings auch über Beteiligungsgesellschaften, die als Kapitalgesellschaften im In- und Ausland börsennotiert sind. Daher müssen sie auch den privaten Aktionären Rechenschaft ablegen.

Den Netzgesellschaften obliegt Ausbau und Betrieb der Netze, aber bisher auch der gesamte Handel. Der Lastverteiler funktioniert über fünf Stufen. In der ländlichen Stromversorgung ist neben der SGC weiterhin auch das Ministerium für Wasserressourcen (MWR) durch seine Wasserämter mit Kleinwasser- und auch Windkraftwerken in Inselnetzen operativ

tätig. Hinzu kommen die schon genannten kleinen Inselnetze, die von den Dorfgemeinschaften oder deren Beauftragten betrieben werden sollen.

Stromerzeugung auf Wettbewerbsbasis als Ziel

Die Erzeugung soll im Wettbewerb funktionieren, wozu keine der Gesellschaften in einer der sechs Regionen mehr als 20 % der Erzeugungskapazität besitzen darf. Die Netzgesellschaften agieren als Single Buyer. Der weitaus größte Teil der Energielieferungen wird über langfristige Verträge abgewickelt. Die Regeln des Dispatch im Wettbewerb werden in Zusammenarbeit mit der SERC noch formuliert. Einstweilen wird jede verfügbare kWh benötigt.

Die vertikale Desintegration von Erzeugung und Netz ist lokal noch nicht überall erfolgt. So ist die State Grid Corporation auch eine Holding, in der Provinz-EVU, nachgeordnete Stadt-EVU und Landkreis-EVU operieren, die gemeinsam mit den Gebietskörperschaften noch Anteile an Erzeugungskapazität halten. Zur Frequenzunterstützung werden die Netzgesellschaften auch Kraftwerke behalten, nicht zuletzt Pumpspeichieranlagen.

Da seit 2003 ein Verkäufermarkt besteht, kann von einem Wettbewerb in der Produktion allerdings noch keine Rede sein. Demgegenüber ist der Wettbewerb um den Markteintritt sehr intensiv. Neben den fünf großen Erzeuger-EVU und ihren Beteiligungen versuchen auch große Kohlegesellschaften, kleinere Erzeuger und auch Newcomer, sich künftige Marktanteile zu sichern, indem sie Kraftwerke an den besten verfügbaren Standorten errichten. Umgekehrt bilden Erzeugungsgesellschaften auch Allianzen mit Kohlegesellschaften zur Sicherung der Rohstoffbasis. In Anbetracht des hohen Kapazitätsbedarfs wurden dabei die Genehmigungsverfahren nicht immer eingehalten, so dass ein Wildwuchs mit angeblich 280 GW Kapazität im Bau entstanden ist (siehe dazu auch Textbox S. 32). Die an sich starke NDRC hat zeitweilig die Kontrolle über den Zubau verloren, was den Staatsrat zu heftiger Kritik veranlasst hat.

Falls sich, wie einige Fachleute erwarten, die Marktlage im Stromsektor aufgrund des überzogenen Zubaus wieder in einen Käufermarkt wendet, wäre das nach den Erfahrungen in anderen Ländern der geeignete Moment, den nächsten Reformschritt zu wagen. Dann wäre die Trennung der Übertragungs- von den Verteilungsnetzen möglich, insbesondere aber das un-

bundling von Netzfunktionen und Handel. Danach könnten Großabnehmer und Vertriebs-EVU von den Erzeugern den Strom und von den Netzbetreibern die Transportleistung beziehen. Pilotversuche dazu sind in Ost- und Nordostchina schon im Gange.

Traditionelle und neue Erneuerbare Energien in nichtelektrischer Nutzung

Neben den auch institutionell etablierten Teilsektoren Öl und Gas, Kohle und Strom gibt es in China ein breites Spektrum von energetischen Nutzungen anderer Stoffe oder nichtstofflicher Quellen. Abgesehen von den schon genannten elektrischen Anwendungen in Dorfanlagen (Mini-Hydro, Mini-Wind, Photovoltaik, im Hybridsystem auch mit Diesel) oder Haushaltssystemen tragen verschiedene traditionelle und neue Systeme zur Energieversorgung der Landbevölkerung bei. Hierfür ist das Ministry of Agriculture (MOA) federführend zuständig.

Zum Kochen und Heizen sind Festbrennstoffe (Brennholz und Erntereste) sowie Dung auf dem Lande sehr verbreitet. In ökologisch empfindlichen Gebieten trägt dies allerdings zu kritischen Situationen bei. Seit Ende der 1990er Jahre besteht ein logging-ban für Nutzholz, da die Waldressourcen auf ein Minimum zurückgegangen waren. Die für Feuerholz nutzbaren Waldflächen sind weiter rückläufig. Die Nutzungseffizienz wird durch verbesserte Herde und künftig auch (wieder) durch bessere passive Systeme zur Sonnenenergienutzung erhöht. Als alternativer Energieträger zum Kochen wird die kleinbäuerliche Biogastechnologie gefördert, von der es in China bereits über 13 Mio. Anlagen gibt. Im Westen Chinas sind Solarkocher bereits sehr gebräuchlich.

Große Vielfalt bei den Technologien

Für Antriebe sind in den Steppengebieten Windräder aufgestellt, deren Zahl auf 35.000 geschätzt wird. In anderen Gebieten dienen dazu einfache Mikro-Hydro-Anlagen. Für die zunehmend erwünschte solare Warmwasserversorgung waren 2003 bereits 52 Mio. m² Kollektorfläche installiert, mehr als die Hälfte der weltweiten Kapazität. In diesem Markt herrscht ein starker Wettbewerb. Die Anwendung

wird durch Zertifizierungsprogramme und durch Berücksichtigung in den Bauvorschriften gefördert.

Auch die gebäudeintegrierte Photovoltaik soll gefördert werden, allerdings befindet sie sich noch im Demonstrationsstadium. Ein 100.000 Dächer-Programm nach dem Muster Deutschlands und Japans wird für Shanghai diskutiert. Im Gegensatz zu Europa und Japan wird Photovoltaik in China stärker zur Dorf-Elektrifizierung eingesetzt und entsprechend gefördert.

Die großtechnische Nutzung von Biomasseressourcen erhält zunehmend Unterstützung. Zum einen ist eine umweltverträglichere Behandlung von festen und flüssigen Stoffen aus der Intensivtierhaltung, der Abfallwirtschaft und auch der Landwirtschaft erforderlich, zum anderen bieten diese Stoffe ein erhebliches Energiepotenzial. Derzeit gibt es neben den Millionen von Kleinanlagen bereits über 1000 große Biogasanlagen bei Tierhaltungen, über 600 Biogasanlagen zur Behandlung organischer Abfälle der Industrie sowie zur Bioethanol- und Biodiesel-Erzeugung.

Neben der oben bereits genannten Nutzung der Biomasse zur Stromerzeugung sollen im Jahre 2020 mehr als 10 Mio. t Biotreibstoff bereitgestellt werden, zumeist Bioethanol. Die Ausrichtung auf Kraftstoffe hat die stärkste politische Unterstützung, da alle Optionen zur Senkung der Mineralölimporte genutzt werden sollen.

Die Grenze für die Entwicklung von Energie aus Biomasse in China besteht in der begrenzten Anbaufläche und in der Konkurrenz zur Produktion von Nahrungsmitteln sowie anderen Nutzpflanzen. Daher sollen Pflanzenarten angebaut werden, die mehrere Produkte zulassen. Schließlich soll auch die Rekultivierung und Wüstenbekämpfung mit dem Ziel der Energierohstoffproduktion verbunden werden.

Das bereits genannte Fördergesetz für Erneuerbare Energien ist im Unterschied zum EEG in Deutschland sehr weit gefasst. Es gilt praktisch für alle Quellen und Anwendungen von Erneuerbaren Energien und umfasst ein breites Spektrum von Fördermaßnahmen.

Internationale Verflechtung

Versorgungssicherheit im Fokus

Seit Mitte der neunziger Jahre tritt China am Weltrohölmarkt mit stetig steigendem Importbedarf auf. Dabei beschränkt man sich nicht auf den Kauf von Rohöl und Produkten, sondern strebt zum einen bilaterale Lieferverträge und zum anderen eigene Förderrechte an. In China vertraut man offenbar nicht allein dem „one big pool-Konzept“, das der Ölmarkt nach Auffassung vieler Ökonomen darstellt. Nach wie vor bezieht China mehr als die Hälfte der Importe aus dem Nahen Osten, vor allem aus Saudi-Arabien, Oman und dem Iran. Die andere Hälfte ist regional diversifiziert: Nigeria und Äquatorial Guinea in Westafrika, Sudan, Westeuropa sowie in Asien besonders Indonesien.

Massive Anstrengungen wurden in den letzten Jahren unternommen, um einen substanziellen Ölimport aus Sibirien zu sichern. Das große Pipeline-Projekt aus Angarsk mit einer Kapazität von rund 1 Mio. Barrel pro Tag ist zunächst zu Gunsten der japanischen Konkurrenz gescheitert. China soll daher von Russland mit beträchtlichen Bahnlieferungen bedient werden. Ob die Veräußerung der Yukos-Felder neue Chancen für China beinhaltet, muss sich noch erweisen. Russland soll der CNPC 20 % der neuen Fördergesellschaft angeboten haben.

Diversifizierung der Engieträger - Importe

Erfolgreich waren dagegen die Verhandlungen mit Kasachstan. PetroChina ist Mehrheitsgesellschafter an der Ölgesellschaft Aktjubinsk und auch an einem Ölfeld mehrheitlich beteiligt. Vorher hatten bereits CNOOC und Sinopec Minderheitsanteile an Feldern erworben. Weitere Anteilskäufe erfolgten in Aserbaidschan und Turkmenistan. In Indonesien hat CNOOC bereits Förderrechte von YPF-Repsol erworben und wurde größter ausländischer Offshore-Produzent. Anteilskäufe in Australien beinhalten Erdgasreserven.

Nach den langjährigen Aktivitäten im Sudan und in Angola und dem dortigen Rechteerwerb von CNPC akquirieren chinesische Ölgesellschaften nun intensiver in Lateinamerika. Zunächst wurden Petrochina (die Holding von CNPC) und SinoPec als Betreiber in Peru und Venezuela oder als Dienstleister in Ecuador tätig. Nunmehr beteiligen sich alle drei Ölgesellschaften an Ausschreibungen von Produktionsfeldern in Ecuador. Nach der Intensivierung der Kontakte auf höchster Ebene zu urteilen, werden lateinamerikanische Länder wie Mexiko, Venezuela und

auch Brasilien wichtige Partner in Chinas Ölpolitik werden. Auch in Nordamerika versuchen chinesische Ölgesellschaften, Unternehmen zu erwerben, in Kanada wurden intensive Verhandlungen geführt. CNPC allein verfügte 2003 im Ausland über 800 Mio. t Ölreserven und produzierte im Ausland 25 Mio. t Rohöl und 2 Mrd. m³ Erdgas. CNPC arbeitet weltweit in 32 Ländern.

Die chinesische Politik zielt offensichtlich auf eine Diversifizierung der steigenden Ölimporte und strebt eine Reduzierung der Abhängigkeit vom Nahen Osten sowie von bestimmten Transportrouten an. Diesem Zweck dient unter anderem auch die intensivierte Zusammenarbeit mit Pakistan und Indien. Dies soll nicht nur die Versorgungssicherheit erhöhen, sondern auch die geopolitischen Implikationen des chinesischen Energieimportbedarfs trotz der hohen Importe beherrschbar halten. Offensichtlich nutzt China auch die Option, sich dort zu engagieren, wo westliche Ölgesellschaften größere Risiken oder Widerstände zu erwarten haben. Dies vergrößert aber auch für China das Risiko außenpolitischer Implikationen, wie die Vorgänge im Sudan zeigen.

Aufbau einer LNG-Infrastruktur

Erdgasimporte mittels LNG nach Südchina werden zur Zeit vorbereitet. Der LNG-Terminal in Guangdong wird ab 2006 aus Nordaustralien versorgt, der Terminal in Fujian aus Indonesien. Ein weiterer Terminal wird in Jiangsu in der Yangtse-Mündung entstehen. Für künftige Überland-Importe soll die West-Ost-Pipeline nach Norden und Westen verlängert werden. Förderrechte bzw. Beteiligungen an Produktionsfeldern in Zentralasien wurden schon erworben.

Westliche Gesellschaften kooperieren eng mit den chinesischen Öl- und Gasgesellschaften innerhalb und außerhalb Chinas. Deutsche Firmen sind allerdings nur in der Petrochemie Chinas engagiert. Künftig werden sich auch Möglichkeiten in anderen Segmenten, insbesondere in der leitungsgebundenen Vermarktung, eröffnen. Deutsche Firmen zeigen bisher relativ wenig Interesse daran.

Im Gegensatz zu den Öl- und Gassektoren besteht im Kohlesektor eine langjährige wirtschaftlich-technische Zusammenarbeit zwischen Deutschland und China, die noch auf die Zeit vor der Aufnahme der diplomatischen Beziehungen zwischen der Volksrepublik und der Bundesrepublik zurückgeht. Im Kohlenhandel ist u.a. die RAG seit Jahren tätig. Ein wei-

teres wirtschaftliches Engagement deutscher Unternehmen upstream zeichnet sich allerdings nicht ab.

Die Rolle als Swing-Supplier im Weltmarkt für Kesselkohle³⁹ kann China wegen des inländischen Bedarfs zur Zeit nicht wahrnehmen. Bei Koks- und Anthrazit musste es von der WTO gezwungen werden, sich für die Exportnachfrage wieder zu öffnen. Kurzfristig wird sich an der gespannten Marktlage nichts ändern. Allerdings ist es nicht unwahrscheinlich, dass China wieder ein relativ wichtiger Kohleexporteur wird, da dies bereits mit im Vergleich zum Volumen der inländischen Kohlewirtschaft geringen Mengen möglich ist.

Anlagenmärkte, Investitionen und Finanzierung

China importiert nicht in dem Umfang Energieanlagen, wie man es angesichts der Entwicklungsdynamik erwarten würde. Es tritt nur dann als Nachfrager in Erscheinung, wenn es sich um Innovationen oder um spezielle Anlagenteile handelt. In jedem signifikanten Anlagenmarkt der Energiewirtschaft herrschen Anbieter mit Fertigung in China vor. Diese können außer nationalen Gesellschaften auch Joint Venture (JV) sein, wenn es sich nicht um wesentliche Technologien handelt, auch wholly foreign owned (WFO). Ausländische Lizenzen sind in diesem Bereich sehr gebräuchlich.

Nachbau von importierten Anlagen

Beispielsweise stammen Kessel, Turbinen und Generatoren von Kraftwerken in der Regel aus inländischer Fertigung. Allerdings wurde jeweils die erste Anlage einer neuen Blockgröße aus dem Ausland geliefert, zuletzt die Blockgröße von 900 MW und auch die erste überkritische Anlage mit 600 MW. Die ersten Rauchgasentschwefelungsanlagen wurden aus Deutschland importiert, die folgenden sollen in China gefertigt und montiert werden. Die Erdgas-GuD-Anlagen wurden im Paket an Konsortien mit inländischer Beteiligung unter den Bedingungen lokaler Fertigung und des Technologietransfers vergeben. Die großen Wasserkraftturbinen für das Drei-Schluchten-Projekt wurden von WFO in China gefertigt. Die ersten Windgeneratoren waren noch importiert. Die folgenden Anlagen wurden auf der Basis von Lizenzen oder in JV in China hergestellt, möglichst standardisiert und zu niedrigeren Kosten. Nunmehr wird eine neue Größenklasse unmittelbar über Lizenzen eingeführt. Seitdem die Photovoltaik eine gewisse

Bedeutung erlangt hat, sind mehrere Produktionsstätten entstanden, in diesem Fall häufig durch komplette Einfuhr einer Fertigungsstraße. Im Bereich Transmission und Verteilung wird ähnlich verfahren.

Das in der Wertschöpfungskette der Stromwirtschaft zu beobachtende Bild spiegelt sich auch in der Kohlewirtschaft⁴⁰ sowie bei Öl und Gas wider. Ein ähnliches Bild bietet auch die Fernwärmewirtschaft. Nur spezielle Bauteile in relativ kleiner Stückzahl werden importiert. Innovationen werden über Lizenzen, mit Hilfe von Exportkrediten oder auch Entwicklungskrediten (bei Umweltrelevanz) oder eben von in China ansässigen Anlagenbauern eingeführt. Die Innovationen werden dann relativ schnell zu einer Standardtechnologie, die von der chinesischen Industrie in Serie und zu relativ niedrigen Kosten gefertigt werden kann.

Technologietransfer und lokalisierte Fertigung

Diese Mechanismen sind kein Zufall, sondern Ergebnis der chinesischen Industriepolitik, die vom NDRC gesteuert wird. Offenbar wird auf die Lokalisierung der Fertigung höchster Wert gelegt und dabei auch versucht, chinesische Unternehmen in den Genuss von Technologietransfers zu bringen. Dies wird explizit bei verschiedenen Ausschreibungen wie z.B. für die Gas- und Dampf-Kombianlagen sowie bei den Ausschreibungen für die Windkonzessionen in den letzten Jahren durchgeführt. Die auf Technologietransfer gerichtete Politik wird auch in der spezifisch chinesischen Handhabung des neuen Instruments des Clean Development Mechanism (CDM) zur Nutzung der Flexibilität im Rahmen des Kyoto-Protokolls zum Ausdruck kommen.

Eine Exportstrategie von signifikanten Energieanlagen aus Deutschland nach China hat daher keine Aussicht auf Nachhaltigkeit. Die beiden erfolgversprechenden Wege für Unternehmen sind der Aufbau oder der Einstieg in die Fertigung in China oder die Vergabe von Lizenzen. Daher sollte die staatliche deutsche Exportförderung in diesem Sektor für China überprüft werden.

Mit den besten Chancen haben in China ausländische Investoren und Betreiber, die selbst Anlagenbauer sind, wie z.B. Siemens. Diese Kombination wird von der chinesischen Regierung bzw. den Lokalregierungen auch gefördert, insbesondere in Zeiten verschärfter Knappheit oder zögerlicher Inlands-

investitionen. Allerdings sind die Erfahrungen der Investoren aus diesem Engagement auf mittlere Sicht durchweg negativ, wenn Produkte aus diesen Anlagen am Markt mit in China hergestellten Anlagen konkurrieren müssen. Selbst fest zugesagte Preise in langfristigen Power Purchase Agreements (PPA) haben unter veränderten Marktlagen keinen gesicherten Bestand, wenn sie deutlich über den Preisen der chinesischen Konkurrenz liegen. Dies hat sich im Stromsektor um die Jahrtausendwende für die ausländischen Independent Power Producers erwiesen, die zugesicherte PPA-Preise von knapp unter 0,5 YRMB/kWh hatten. Dies dürfte auch für BOOT-Konzepte in anderen Bereichen gelten.

Ausreichend Kapitalangebot, aber Knappheiten bei den Ausbaukapazitäten

Aufgrund dieser Erfahrung sind die ausländischen Investoren im Energiesektor äußerst vorsichtig geworden und dementsprechend dem erneuten Aufruf zum Engagement während der derzeitigen Stromknappheitsphase nicht gefolgt. Wie sich jetzt zeigt, war dies auch nicht notwendig, da die Investoren aus „Greater China“, neben dem Mainland vornehmlich aus Hongkong, ausreichend Kapital zur Finanzierung der benötigten Anlagen finden. Engpassfaktor war also nicht das Kapitalangebot, sondern die Kapazität zur Planung und Errichtung von Anlagen, die nicht ohne weiteres (bzw. nur mit extremer Überbeanspruchung und Qualitätsrisiken) von wenigen 1.000 auf bis zu 50.000 MW pro Jahr ausgedehnt werden konnten.

Die hohe Sparquote einerseits und die vergleichsweise hohe Bonität der Stromerzeugung andererseits bilden für das chinesische Bankensystem genügend Volumen und Anreize, um Kraftwerksinvestoren großzügig Kredite zu gewähren. Zur Eigenkapitalausstattung dient auch die Börse, vielfach auch in Hongkong oder an weiter entfernten Börsenplätzen. Komplexe Projektfinanzierungen, auch mit Unterstützung von Exportkrediten oder anderen Instrumenten, sind nicht an der Tagesordnung. Sie kommen jedoch in Frage bei der Einführung von Innovationen.

Mit dem beschriebenen Innovationsprozess und dem Technologietransfer, der zurzeit sehr dynamisch verläuft, muss der Aufbau von fachlich-technischen Fähigkeiten gekoppelt sein. Die Erziehungssysteme in China bilden eine große Zahl von theoretisch hochqualifizierten Fachkräften aus, deren technologische

Kenntnisse allerdings nicht immer auf dem aktuellen Stand sind. Ähnliches lässt sich bei der Techniker- und Facharbeiterausbildung feststellen. Die Aktualisierung und Praxisrelevanz der Kenntnisse muss daher im Rahmen von Liefer- und Lizenzvereinbarungen gesichert werden. Hierzu bedient sich China der wissenschaftlich-technischen und auch der Entwicklungszusammenarbeit. Mit Deutschland besteht eine vielfältige Kooperation in diesen Feldern, die von beiden Seiten gezielt genutzt werden kann, insbesondere für Innovationen im Umweltschutz und zur Energieeinsparung, auch hinsichtlich der politischen Rahmenbedingungen.

Neue Energietechnologien

Der beschriebene Innovationsmechanismus schließt nicht aus, dass China aus eigener technologischer Entwicklung entstandene neue Energietechnologien auf den Markt bringt. Dies ist allerdings eher die Ausnahme. Die Forschungs- und Entwicklungsprozesse sowie die Einführung neuer Technologien und Produkte bis hin zur Marktreife scheinen in China nicht so dynamisch wie in Industrieländern zu verlaufen. Demgegenüber sind die Absorptionsprozesse von neuen marktfähigen Technologien durch chinesische Unternehmen sehr kurz.

Bei neuen Technologien, die auch in anderen Teilen der Welt noch nicht am Markt sind, investiert China erheblich in seinem Wissenschaftsbetrieb, sucht dabei jedoch auch systematisch die Zusammenarbeit mit wissenschaftlichen Instituten im Ausland. Sehr interessiert ist die chinesische Wissenschaft, die sich in ihren hochrangigen Akademien eng mit der politischen Führung abstimmt, an der Zusammenarbeit mit den Forschungsabteilungen der Technologieunternehmen. Zurzeit stehen hier neue Technologien zur effizienten Nutzung von Kohle in Kraftwerken, Kohleverflüssigung und Kohlevergasung, auch mit der Möglichkeit der CO₂-Sequestrierung, sowie Brennstoffzellen im Verkehrssektor im Mittelpunkt des Interesses. Dazu werden auch Vereinbarungen mit den Unternehmen geschlossen, die entsprechende Rechte beinhalten, z.B. die Vereinbarung mit Shell zur integrierten Kohlevergasung und Verstromung IGCC.

Nicht nur aus Kostengründen können einzelne Technologien in China bessere Chancen zur Durchsetzung haben als in anderen Ländern. Daher betonen Fachleute auch die Notwendigkeit zum leapfrogging nach dem Beispiel der Mobiltelefone. So wird die Option verfolgt, in China statt eines Mineralöl-

produktsystems im Transportsektor eine Wasserstoffwirtschaft einzuführen. Die aktuelle Dynamik scheint dieser Option jedoch erst einmal den Raum zu nehmen, da man sich derzeit stark auf die vorhandenen Technologien im Verkehr, in Kraftwerken und in Gebäuden stützt.

Internationale Konventionen und Politik

Chinas Anspruch, einen bescheidenen Wohlstand für seine Bürger zu entwickeln, erzeugt Widersprüche in Bezug auf den Klima-, Umwelt- und Ressourcenschutz,⁴¹ denn Chinas Wachstum würde mehr als eine Verdopplung der Klimagasemissionen des Landes mit sich bringen sowie die Anspannung auf den internationalen Rohstoff- und Energiemärkten erhöhen. Darüber hinaus führt diese Entwicklung zunehmend zu außenpolitischen Implikationen, denn der Zugriff auf die Reserven erfolgt weltweit nicht allein nach ökonomischen Kriterien, sondern wird politisch und sogar militärisch gesichert.

Die bestehenden internationalen Konventionen wie Millennium-Ziele, Kyoto-Protokoll und Johannesburg-Aktionsplan bereiten China an sich keine Sorgen. Dazu sind sie nicht anspruchsvoll genug formuliert. Das Kyoto-Protokoll bietet vielmehr Chancen im Sinne von opportunities für Zuflüsse von Technologie und finanziellen Mitteln. China stehen jedoch wirklich schwierige Jahre in der internationalen Politik bevor, da es mit seiner Entwicklung an Grenzen in einer globalen Dimension stößt. China hat die Problematik erkannt und agiert auf internationalem Terrain vorsichtig offensiv. Das Kyoto-Protokoll wurde früh ratifiziert, beim Clean Development Mechanism (CDM) ist man bemüht, aktiv zu gestalten, allerdings ohne sich selbst zu Emissionsbegrenzungen zu verpflichten.⁴²

Auch die Rohstoffversorgung bereitet China mit einer diplomatischen Offensive vor. Es verstärkt seine Akquisitionsbemühungen weltweit, nicht zuletzt in Afrika und Lateinamerika. In Russland, Zentralasien und Nahost stoßen die chinesischen Interessen allerdings auf machtvollere ökonomische Konkurrenz.

Diplomatische Vorbereitung von Chinas Rolle als Global Player

China ist sich darüber im Klaren, dass ein großer Teil der Lösungen seiner Energieprobleme im eigenen Land liegt. Es setzt daher verstärkt auf die Ausbeutung eigener Rohstoff- und Energiereserven, die Streu-

ung der Bezugsrisiken und auf die Ausnutzung von Effizienzpotenzialen. Aber auch die Aktivitäten im Innern haben internationale Implikationen, wie sich an den Beispielen der Kernenergie und Großwasserkraft zeigt. Daher sucht China auch hier Vertrauen aufzubauen und pflegt die Zusammenarbeit. So ist auch die Präsenz Chinas in der IAEA und in allen UN-Entwicklungsgremien, die Suche nach vertrauensvoller Zusammenarbeit mit der Weltbank und anderen für die Meinungsbildung wichtigen internationalen Institutionen zu interpretieren, auch wenn sie für die Entwicklungsfinanzierung kein allzu großes Gewicht hat. Schließlich erklärt das auch die prominente Beteiligung Chinas bei der Weltkonferenz zu den Erneuerbaren Energien in Bonn 2004. China ist global vielfach präsent, um seinen Willen zur Mitverantwortung zu demonstrieren, auch wenn es keine Vorreiterrolle übernimmt.

Mit Deutschland unterhält die Volksrepublik China in Bezug auf Energie seit langem wirtschaftliche, wissenschaftliche und technische Kooperationen sowohl im öffentlichen als auch im privaten Unternehmenssektor. Die Zusammenarbeit im Kohlesektor reicht noch in die Vorzeit der diplomatischen Beziehungen zurück. Hinzugekommen sind die Elektrizitätswirtschaft und nunmehr auch verstärkt Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und insbesondere Umweltschutz. Die in der Zusammenarbeit entstandenen Potenziale werden allerdings noch nicht optimal für die deutschen Interessen genutzt.

Fazit

China steht angesichts der weiter sehr schnell wachsenden Energienachfrage vor enormen Herausforderungen im Energiesektor. Staats- und Parteiführung messen der künftigen Energieversorgung und der Gestaltung einer ressourcensparenden Wirtschaft höchste Priorität zu. Dazu haben sie Strategien entwickelt, die die Nutzung aller Energieträger einschließen.

Für Deutschland, das in den Bereichen Energieeffizienz, Umweltschutz und Sicherheit als vorbildlich betrachtet wird, gibt es große Chancen, die allerdings nur unter realistischer Einschätzung der chinesischen Institutionen zum beiderseitigen Nutzen gestaltet werden können.

- 1 Gemessen in konstanten US-Dollars des Jahres 1995, nach IEA bzw. OECD Statistik
- 2 Kriterium: Verfügbarkeit von 1 US\$/Tag in Kaufkraftparität, nach Weltbank
- 3 National Bureau of Statistics, PR China: Statistics Bureau Survey 2004
- 4 National Bureau of Statistics, PR China, Statistical Communique on the 2003 National Economic and Social Development, February 26, 2004
- 5 Vgl. Heike Holbig, Gelingt die politische Steuerung der wirtschaftlichen Dynamik in China? In: China Aktuell, Januar 2003
- 6 Wie z.B. Goldman Sachs, Dreaming with BRICS, The Path to 2050; Global Economics Paper No. 99, October 2003
- 7 Nach internationalen Gepflogenheiten sind hier passive Energiegewinne nicht und die nichtkommerziellen Energieträger nur zum Teil enthalten.
- 8 Vgl. IEA, Selected Indicators, verschiedene Jahrgänge. Dies macht die Problematik internationaler Vergleiche mit BIP-Wertgrößen deutlich. Diese Werte sind nicht nur nüchterne Statistik, sondern werden in Medien und Politik zur Meinungsbildung und auch als Argument genutzt. Das gilt besonders für die Klimadebatte. Wenn China an den Pranger gestellt werden soll, benutzt man die CO₂-Emissionen pro BIP in Wechselkursparität. Wenn China sich in der Klimadebatte wehrt, benutzt es den Wert der CO₂-Emissionen pro Kopf, die immer noch um das Vierfache unterhalb dem der Vereinigten Staaten liegen. UNDP und Weltbank und auch die seriösen chinesischen Institute weisen beide Werte aus: BIP in Wechselkurs- und in Kaufkraftparität. Auch die Internationale Energie Agentur verwendet seit langem beide Werte für die internationalen Vergleiche von Energie- und Treibhausgasintensität.
- 9 Persönliche Kommunikation mit Energy Research Institute Anfang 2005; die 2003 publizierten Szenarien (vgl. Development Research Center of the State Council (DRC): National Energy Strategy and Policies, in: China Development Forum, Background Papers, Beijing November 15-17, 2003 Beijing) mussten angesichts des starken PEV-Trends nach oben revidiert werden.
- 10 Da von offizieller Seite nur ein Zielwert vorliegt, ist dies eine von GTZ China plausibilisierte Variante auf der Basis von DRC.
- 11 Bei internationalen Vergleichen sind auch in Bezug auf den EV statistische Eigenheiten zu beachten. Der Energieverbrauch (EV) wird in China von den Betriebseinheiten (Danwei) gemeldet, die traditionell ein breites Aktivitätsspektrum haben. Der gesamte EV der jeweils meldenden Danwei wird dem Sektor zugeordnet, in dem die Hauptaktivität stattfindet. Auch wenn dann der EV von Haushalten und anderen Kleinverbrauchergruppen (teilweise) herausgerechnet wird, gibt die Statistik den EV der Industrie als zu hoch und den des Verkehrs zu niedrig an.
- 12 Vgl. NDRC PR China; China Medium And Long Term Special Program for China's Energy Efficiency and Conservation, November 25, 2004, Translation of January 2005 with support from EU Project
- 13 Vgl. GTZ China: Use the Carrot as well as the Stick, Publication No. 2 in Series Results – Experiences – Best Practices, Beijing April 2004 (veröffentlicht in Chinesisch)
- 14 Der schon zitierte Plan der NDRC, China Medium And Long Term Special Program for China's Energy Efficiency and Conservation, op.cit.
- 15 Vgl. dazu Paul H. Suding, The Development of Energy Conservation of China and Germany, in: Energy and Environment, Proceedings of the EnerEnv'2003 Conference Changsha China, edited by. Gung-ming Zeng et al., Science Press, Beijing New York, 2003, S. 399 ff.
- 16 Die Norm GB13223-2003 über Emissionsgrenzwerte für thermische Kraftwerke in China wurde von der State Environmental Protection Administration (SEPA) am 23.12.2003 herausgegeben und trat am 01.01.2004 in Kraft.
- 17 Z. B. in NDRC PR China; China Medium And Long Term Energy Conservation Plan, op. cit. Translation of January 2005, S. 12
- 18 Vgl. Gerhard Metschies, International Fuel Prices, GTZ Eschborn, 3rd Edition May 2003
- 19 Verschiedene Quellen, zusammengestellt bei Philip Andrews-Speed, Energy Policy and Regulation in the Peoples Republic of China, Kluwer, The Hague/London/New York, 2004, S. 18
- 20 Es scheint eine Korrektur nach oben stattzufinden im Vergleich zu den bisher genannten Zahlen, die Philip Andrews-Speed, op.cit. S. 18. zusammengestellt hat.
- 21 Auch bei den (offiziellen) Ressourcenangaben geht der Trend nach oben. Die hohe Zahl wird von PetroChina genannt.
- 22 Die in China produzierte und verbrauchte Kohle hat weit überwiegend (über 95 %) Steinkohle- oder Anthrazitqualität. Der Rest ist Braunkohle.
- 23 Vgl. Philip Andrews-Speed, op.cit, S. 175ff
- 24 Vgl. Hans Gruss, Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Steinkohlenweltmarkt, in ZfE 1/ 2003, S. 12
- 25 Vgl. Hans Gruss, op.cit.
- 26 Vgl. Fuchen Bai, Probleme und Reformmaßnahmen der chinesischen Kohlenwirtschaft, in ZfE 4/2002, S. 283 ff
- 27 Vgl. Fuchen Bai, Kohlenförderung und Umweltschutz in der Volksrepublik China, in ZfE 3/2002, S. 219 ff.
- 28 Die Löschung von Kohleflözbränden wird von der Bundesregierung von zwei Seiten unterstützt, vom BMBF mit Forschungsarbeiten und vom BMZ über die GTZ mit der Beratung zur präzisen Löschung.
- 29 Vgl. State Power Center, Electric Power Industry in China 2004, Beijing; dies ist der in Englisch veröffentlichte Jahresbericht der Stromwirtschaft.
- 30 Vgl. Zhaoguang Hu, Sustainable Development of China's Electric Power Industry, SETC-GTZ Symposium on Efficient Use of Energy in China's Industry, Beijing December 2001
- 31 Die Bundesregierung unterstützt dieses Programm über BMZ und die finanzielle (KfV) und technische Zusammenarbeit (GTZ). Vgl. Frank Haugwitz, Hansjoerg Mueller, China is slowly awakening, in: Sun & Wind Energy Special International Issue 2003, S. 58 ff.
- 32 Vgl. Paul H. Suding, Zur aktuellen Reform des chinesischen Elektrizitätssektors, in: ZfE 2/2003, S. 141ff
- 33 Vgl. China, in: Jens Drillisch (Ed.), Energy Policy Framework Conditions for Electricity Markets and Renewable Energy, 21 Country Analyses, GTZ Eschborn June 2004, S. 145 ff.
- 34 State Power Information Center, Electric Power in China 2004, S. 1
- 35 Hierzu wird im Rahmen der deutsch-chinesischen Entwicklungszusammenarbeit (GTZ und KfV im Auftrag des BMZ) und in ihrem Auftrag deutsches Know-how und Messtechnik eingesetzt, siehe T. Huffmann, H. Rall, J. Moczadlo, Einsatz moderner Messtechnik zur Prozessoptimierung in chinesischen Kohlekraftwerken, erscheint demnächst in VGB PowerTech.
- 36 Siehe dazu in Worldbank (Ed.) with MOST, GTZ, SECO: Clean Development Mechanism in China, Washington, 2nd Edition September 2004, S. 52 ff.
- 37 Auch hier wird die Bundesrepublik künftig technische Hilfestellung im Rahmen eines BMZ-finanzierten Ressourcenschutz-Projekts im Kraftwerkssektor geben.
- 38 Dargestellt in Paul H. Suding, Zur aktuellen Reform des chinesischen Elektrizitätssektors, in: ZfE 2/2003, S. 141ff.
- 39 Vgl. Hans Gruss, op.cit., S. 12
- 40 Siehe dazu die Studie von China Marketing & Service Dr. Passarge GmbH: Der chinesische Kohlenbergbau, Chancen für den deutschen Zulieferer, im Auftrag des VDMA, CD-ROM 2004.
- 41 Vgl. auch Edgar Endrukaitis, Paul H. Suding, Chinas Umweltpolitik nach Johannesburg, in: Entwicklung und ländlicher Raum, 38. Jg. Heft 3/2004, S.24 ff.
- 42 Vgl. zu den Optionen Chinas auch die von der Bundesregierung seitens BMZ gesponserte China CDM Studie, die von der Tsinghua unter Steuerung durch MOST, Weltbank, GTZ und SECO erarbeitet wurde, vgl. Worldbank (Ed.) Clean Development Mechanism, op. cit.

Energie in der Welt

Energie in der Europäischen Union

Energie in Deutschland

Energie in der Welt

Der Weltenergieverbrauch hat sich seit 1970 nahezu verdoppelt. Im Jahr 2004 wurden circa 15,5 Mrd. t SKE zur Versorgung der Welt mit Energie eingesetzt. Gegenüber den 70er und 80er Jahren hat sich seit Beginn der 90er Jahre das Wachstum des Energieverbrauchs auffällig verlangsamt. Zunächst verzeichneten die osteuropäischen Transformationsländer und die Nachfolgestaaten der Sowjetunion einen starken Einbruch. Mitte der 90er Jahre wirkten sich vor allem die umfassenden energiewirtschaftlichen Reformen in China dämpfend aus. Im Jahr 2004 erhöhte sich der weltweite Energieverbrauch – nach ersten Berechnungen – erneut um 2 % gegenüber dem Vorjahr, vor allem aufgrund eines wiederum erheblichen Wirtschaftswachstums in China. So ist für China ein Zuwachs des Bruttoinlandsprodukts für 2004 um 9,5 % im Vergleich zu 2003 gemeldet worden.

Für die kommenden Jahrzehnte gehen Prognosen ganz überwiegend von einem fortgesetzten Anstieg des weltweiten Energiebedarfs aus. Für den Zeitraum

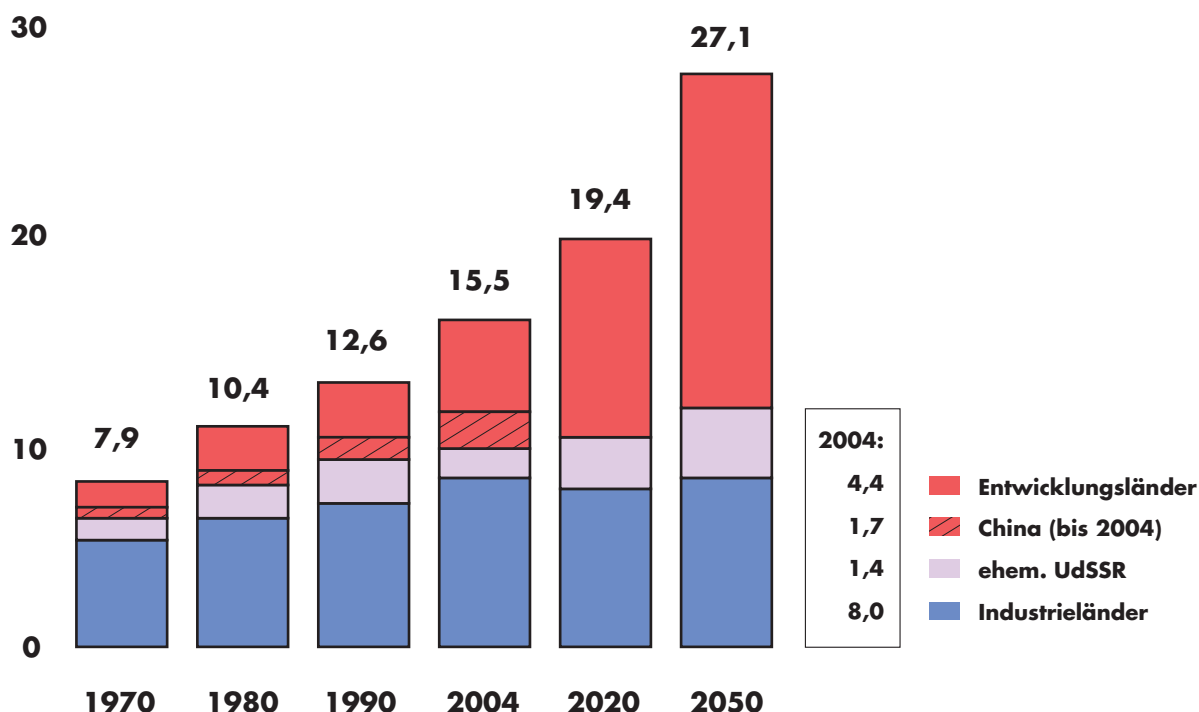
bis 2020 wird ein Zuwachs zwischen 30 und 50 % geschätzt.

Auch über das Jahr 2020 hinaus wird der Anstieg des Energieverbrauchs anhalten. Die am weitesten in die Zukunft reichenden Szenarien gehen in etwa von einer Verdopplung des Weltenergieverbrauchs bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 2004 aus.

Ein besonders hohes Wachstum des Energieverbrauchs wird für die Schwellenländer Südasiens und Lateinamerikas erwartet. Dort treffen ein hohes wirtschaftliches Wachstum und ein weiterhin starkes Bevölkerungswachstum zusammen. In den Nachfolgestaaten der UdSSR und in anderen mittel- oder osteuropäischen Volkswirtschaften geht die wirtschaftliche Erholung nach der Transformationskrise der 90er Jahre wieder mit einem zunehmenden Energieverbrauch einher. In den westlichen Industrieländern dürfte die Verbrauchszunahme dagegen deutlich schwächer ausfallen. Der bei steigendem Wohlstand

Weltenergieverbrauch nach Regionen in Mrd. t SKE

Mrd. t SKE



Quelle: Bis 2004 BP und eigene Schätzungen (2004); ab 2020 Weltenergieerat und eigene Schätzungen

wachsende Energiebedarf der Industrieländer wird bei nur geringem Bevölkerungsanstieg durch die effizientere Verwendung von Energie gedämpft.

Weltweit haben annähernd zwei Milliarden Menschen keinen Zugang zu kommerzieller Energie. Die Versorgung dieser Menschen ist die größte Herausforderung für die globale Energiewirtschaft. Im Zugang zu einer sicheren, wirtschaftlichen, sozial akzeptablen und umweltverträglichen Energieversorgung liegt der Schlüssel zur Überwindung von Armut. Vor allem die Industrieländer stehen in der Verpflichtung, durch adäquaten Technologietransfer einen Beitrag zur Deckung der steigenden Energienachfrage in den Entwicklungs- und Schwellenländern, d.h. zur weltweiten nachhaltigen Energieversorgung, zu leisten.

Weltweit sind bei Einbeziehung von nicht-konventionellen Vorkommen von Erdöl und Erdgas nach Auffassung des WEC ausreichend Energiereserven vorhanden, um die wachsende Energienachfrage bis weit in das 21ste Jahrhundert hinein zu decken. Dies belegen die im März 2004 von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe vorgelegten Zahlen über Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Allerdings hat die ungleiche regionale Verteilung der Energierohstoffe und deren Verbrauch zur Folge, dass die Importabhängigkeit der großen Verbraucherländer in Europa und Nordamerika von den Rohstoffproduzenten, insbesondere des Nahen Ostens und Russlands, weiter zunehmen wird.

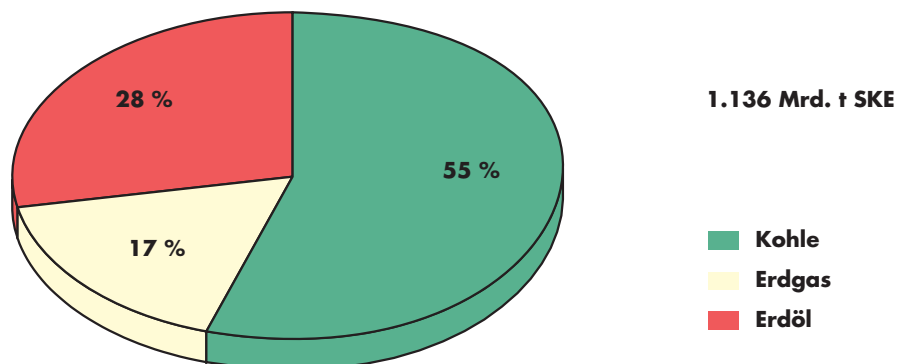
Zur Sicherstellung der Energieversorgung in den einzelnen Regionen müssen daher alle energiepolitischen Handlungsmöglichkeiten und alle technischen Optionen offen gehalten werden. Nur so kann den Bedürfnissen an Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung entsprochen werden.

Kohle, Öl und Gas werden auch in den nächsten Jahrzehnten den überwiegenden Teil des Weltenergiebedarfs decken. Heute trägt Öl zu 34 %, Erdgas zu 22 % und Kohle zu 26 % zur Weltenergieversorgung bei. Prognosen gehen davon aus, dass 90 % des zusätzlichen globalen Energiebedarfs bis 2030 von den fossilen Energien gedeckt werden müssen. Die Entwicklung effizienter Technologien, vor allem zur Steigerung des Wirkungsgrades bei der Stromerzeugung auf Kohle- und Gasbasis und ihre weltweite Verbreitung, werden wesentlich dazu beitragen, auch bei wachsendem Bedarf eine umweltschonende Energieversorgung sicherzustellen.

Kernenergie deckt gegenwärtig knapp 7 % des globalen Primärenergieverbrauchs. Während in einigen Ländern von einem Rückgang der Kernenergie auszugehen ist, planen andere Länder, insbesondere in Asien, einen weiteren Ausbau. Trotz absoluter Zuwächse wird ihr relativer Anteil weltweit bis 2020 zurückgehen.

Wasserkraft trägt mit rd. 2 % zur weltweiten Energieversorgung bei. Ihr größtes Wachstumspotenzial wird in China und einigen Ländern Afrikas gesehen. Der Anteil sog. nichtkommerzieller traditioneller Energien (Verbrennung von Viehdung, Holz etc.) am Weltenergieverbrauch beträgt derzeit rd. 10 %. Diese – aus der Ar-

Reserven an fossilen Energieträgern



Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2004

mut geborene und äußerst umweltschädliche Form der Energienutzung wird nur mit steigendem Wohlstand, vor allem in den Entwicklungs- und Schwellenländern, allmählich zurückzuführen sein.

Für die „neuen“ Erneuerbaren Energien, also Windkraft, Biomasse, Geothermie und Solarenergie, mit einem aktuellen Anteil von gut 1 % an der Weltenergieversorgung, wird langfristig – flankiert durch staatliche Fördermaßnahmen – eine dynamische Entwicklung erwartet. Die Erneuerbaren Energien werden künftig einen zunehmenden Beitrag zur Energieversorgung leisten; bis 2050 kann ein Anteil von rd. 5 % erreicht werden.

Zur Bewältigung der wachsenden Herausforderungen für die Weltenergieversorgung ist eine ausgewogene Energiepolitik notwendig:

- Es werden alle verfügbaren Energieträger benötigt. Ein Verzicht auf die Nutzung fossiler Energieträger und Kernenergie ist in den nächsten Jahren

zehnten nicht realistisch; die Erneuerbaren Energien stellen eine wichtige Ergänzung für den künftigen Energiemix dar. Es macht jedoch keinen Sinn, verschiedene Energieträger gegeneinander auszuspielen.

- Unerlässlich ist ein energiepolitisches Umfeld, das Investitionen in Erzeugungskapazitäten, den Ausbau der Transport- und Verteilsysteme, in Forschung und Entwicklung neuer, umweltschonender Technologien und einen globalen Technologietransfer begünstigt. Dazu bedarf es der gemeinsamen Anstrengung von Regierungen und Energiewirtschaft.

Darüber hinaus ist es erforderlich, Energieeinsparpotenziale auf der Nutzerseite zu erkennen und durch geeignete Maßnahmen möglichst umfassend zu realisieren. Nicht zuletzt Umwelt- und Klimaschutzanforderungen machen es notwendig, dass alle Anstrengungen unternommen werden, um den weiteren Energieverbrauchsanstieg weltweit so niedrig wie möglich zu halten.

Weltenergieverbrauch nach Energieträgern

Mrd. t SKE

30

25

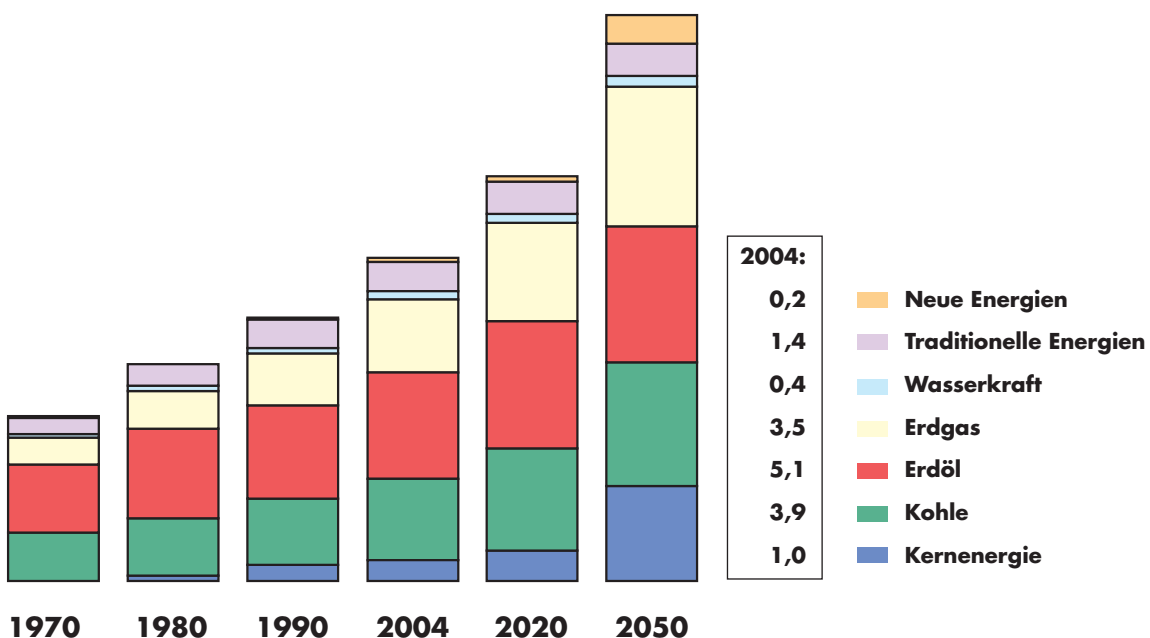
20

15

10

5

0



Quelle: Bis 2004 BP und eigene Schätzungen (2004); ab 2020 Weltenergieat

Energie in der Europäischen Union

Am 1. Mai 2004 erweiterte sich die Europäische Union um zehn Mitgliedsländer (Estland, Lettland, Litauen, Malta, Polen, Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn und Zypern). In diesen zehn Beitrittsländern leben rund 75 Mio. Menschen. Damit hat sich die Einwohnerzahl der Europäischen Union von etwa 380 Mio. auf zirka 455 Mio. erhöht. Das entspricht etwa 7 % der Weltbevölkerung. Diese sorgten 2004 für ein Bruttoinlandsprodukt von 10.200 Mrd. Euro, eine Steigerung von 2,3 % gegenüber 2003. Der Anteil der neuen Mitgliedstaaten ist dabei deutlich unterproportional: Das BIP pro Kopf entspricht hier mit 6.400 Euro nur etwa einem Viertel des Durchschnitts der alten Mitgliedsländer.

Energieverbrauch

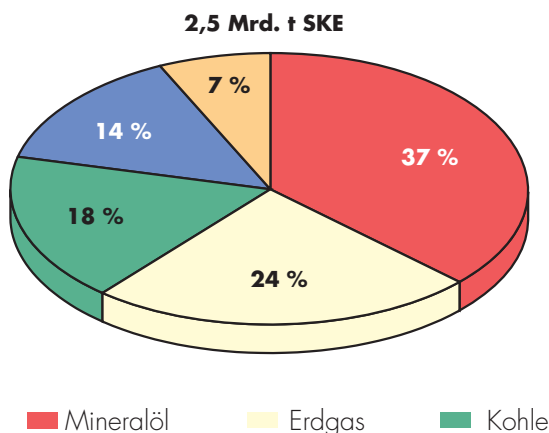
In der erweiterten EU betrug der gesamte Primärenergiebedarf 2,5 Mrd. t SKE in 2004, das entspricht 16 % des weltweiten Energiebedarfs (alle Zahlen für 2004 vorläufig). Gemessen an der Bevölkerungszahl ist die EU-25 überproportional stark am weltweiten Energieverbrauch beteiligt. Verglichen mit anderen industrialisierten Regionen ist die Energieintensität allerdings deutlich niedriger, da Energie hier wesentlich effizienter eingesetzt wird. Der Endenergiebedarf von 1,6 Mrd. t SKE teilt sich zu 28 % auf den Industriesektor, zu 31 % auf den Verkehrssektor, zu 25 % auf Haushalte und zu 15 % auf Gewerbe und andere Sektoren auf. Der Anteil des Verkehrssek-

tors steigt dabei seit Jahren kontinuierlich und liegt seit Mitte der 90er Jahre über dem des Industriesektors.

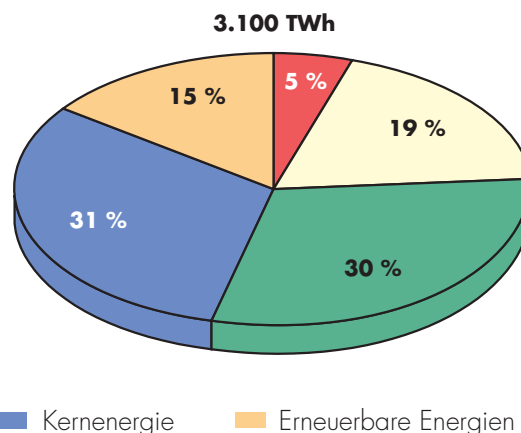
Wichtigste Energieträger waren 2004 das Mineralöl und Erdgas, gefolgt von Kohle und Kernenergie, die im Wesentlichen zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Erneuerbare und sonstige Energien deckten einen Anteil von ca. 7 % ab. Der Anteil der Steinkohle hat sich dabei in den letzten Jahren kontinuierlich von 28 % in 1990 (bezogen auf die Staaten der EU-25) verringert. Die Anteile der einzelnen Energieträger sind in den 25 Mitgliedstaaten unterschiedlich groß: Sie reichen z.B. beim Erdgas von 1 % in Schweden bis nahezu 50 % in den Niederlanden, beim Mineralöl von weniger als 30 % in Ungarn bis zu zwei Drittel in Portugal und bei der Kohle von 5 % in Frankreich bis zu 60 % in Polen.

Für die 25 EU-Mitgliedstaaten erwartet die Europäische Kommission einen moderaten Anstieg des Primärenergieverbrauchs auf 2,8 Mrd. t SKE im Jahr 2030, d.h. einen Anstieg um 19 % gegenüber 2000. Dabei bestehen zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten z.T. erhebliche Unterschiede. Während man für Deutschland, Schweden und Dänemark von einer weitgehend stabilen Energienachfrage ausgeht, werden – in Abhängigkeit von der Wirtschaftsentwicklung – für Länder wie Griechenland, Portugal, Irland und auch für die Beitrittsstaaten erhebliche

Primärenergieverbrauch der EU-25, 2004



Stromerzeugung nach Energieträgern in der EU-25, 2004



Quelle: Europäische Kommission 2004

Zuwächse erwartet. Insgesamt aber wird erwartet, dass sich die Energieintensität mehr als halbieren wird.

In der EU-25 lag die Brutto-Stromerzeugung im Jahr 2004 bei rd. 3.100 TWh. Davon entfielen jeweils knapp ein Drittel auf Kernenergie und Kohle und etwa ein Fünftel auf Erdgas. Öl wird dagegen zur Stromerzeugung kaum noch eingesetzt. 15 % beruhen auf Erneuerbaren Energien, wobei der überwiegende Anteil durch Wasserkraft gedeckt wird (rd. 11 %). Am weltweiten Stromverbrauch hat die EU einen Anteil von ca. 18 %. Der EU-weite Pro-Kopf-Stromverbrauch lag 2003 bei 6.800 kWh (zum Vergleich USA 14.800 kWh).

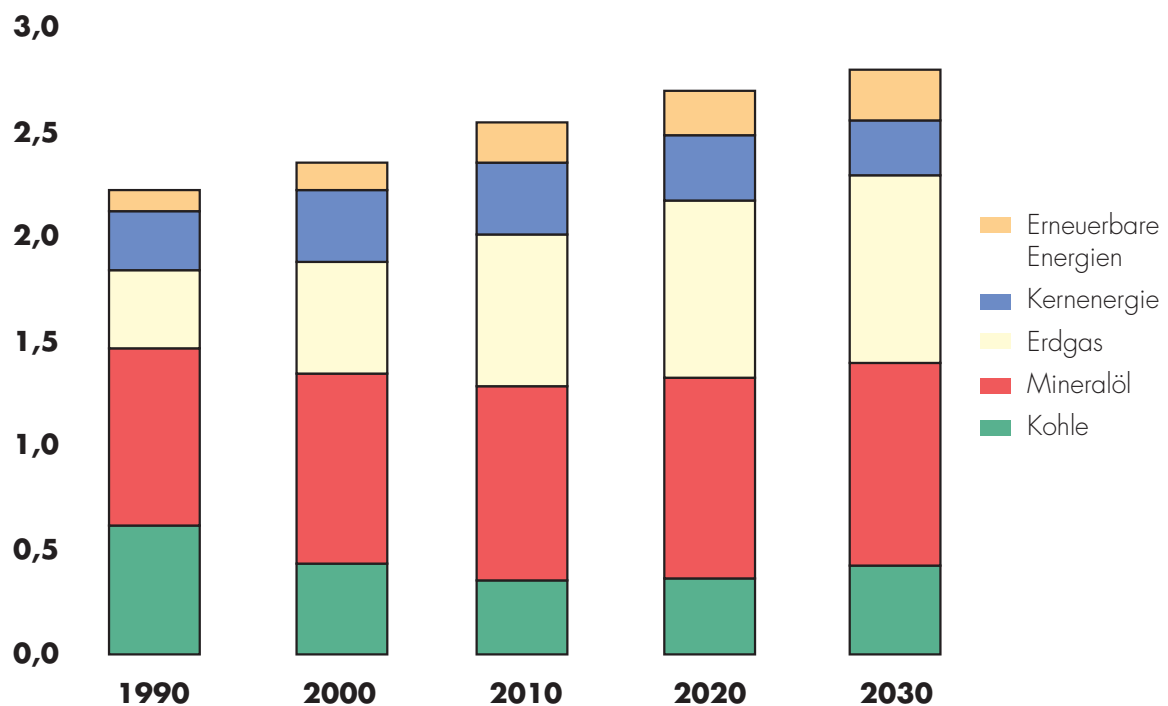
Energiereserven

Die Energiereserven der EU sind vergleichsweise gering. Die gesamten Reserven dieser Länder an fossilen Energieträgern belaufen sich auf etwa 75 Mrd. t

SKE, das sind weniger als 5 % der weltweit bekannten Reserven. Innerhalb der EU stellen die Kohlevorkommen mit knapp 70 Mrd. t SKE den größten Anteil. Die Mengen sind dabei zu gleichen Teilen gleich auf Braun- und Steinkohle verteilt. 92 % der Steinkohlereserven finden sich in Deutschland und Polen, anteilig etwa gleich verteilt. Dagegen konzentrieren sich die Braunkohlereserven fast ausschließlich auf Deutschland (80 %). Weitere Länder mit nennenswerten Kohlereserven sind die Tschechische Republik, Großbritannien, Griechenland und Ungarn.

Die Erdgasreserven (4 Mrd. t SKE, ca. 1,8 % der weltweiten Reserven) sind vorwiegend auf die Niederlande und die britische Nordsee konzentriert. Die überwiegend in der britischen und dänischen Nordsee lagernden Erdölreserven betragen noch 1,3 Mrd. t SKE. Die Förderung aus diesen Feldern ist weitgehend erschöpft und wird daher in den nächsten Jahren stark zurückgehen.

Primärenergieverbrauch in der EU-25 in Mrd. t SKE



Quelle: Europäische Kommission – European Energy and Transport Scenarios on Key Drivers, Brüssel 2004

Importabhängigkeit

Die wachsende Importabhängigkeit ist eine der größten Herausforderungen der Europäischen Union. Derzeit liegt der Importanteil bei 48 %. Dabei kann vor allem der Kohlebedarf zu zwei Dritteln aus eigenen Quellen erfüllt werden, beim Ölbedarf dagegen müssen über drei Viertel durch Importe gedeckt werden. Die wichtigsten außereuropäischen Lieferländer sind Russland und andere GUS-Staaten (Öl und Gas), die OPEC-Länder (Öl) sowie Südafrika, Kolumbien und Australien (Steinkohle). Nach Schätzungen der Europäischen Kommission wird die Importabhängigkeit bis 2030 auf mehr als zwei Drittel des Gesamtbedarfs steigen.

Bis auf Großbritannien und Dänemark sind alle EU-Mitgliedstaaten von Energieimporten abhängig. Die Niederlande, Schweden, Polen, Tschechien und die baltischen Staaten können ihren Energiebedarf zu mehr als 50 % durch eigene Quellen decken, alle

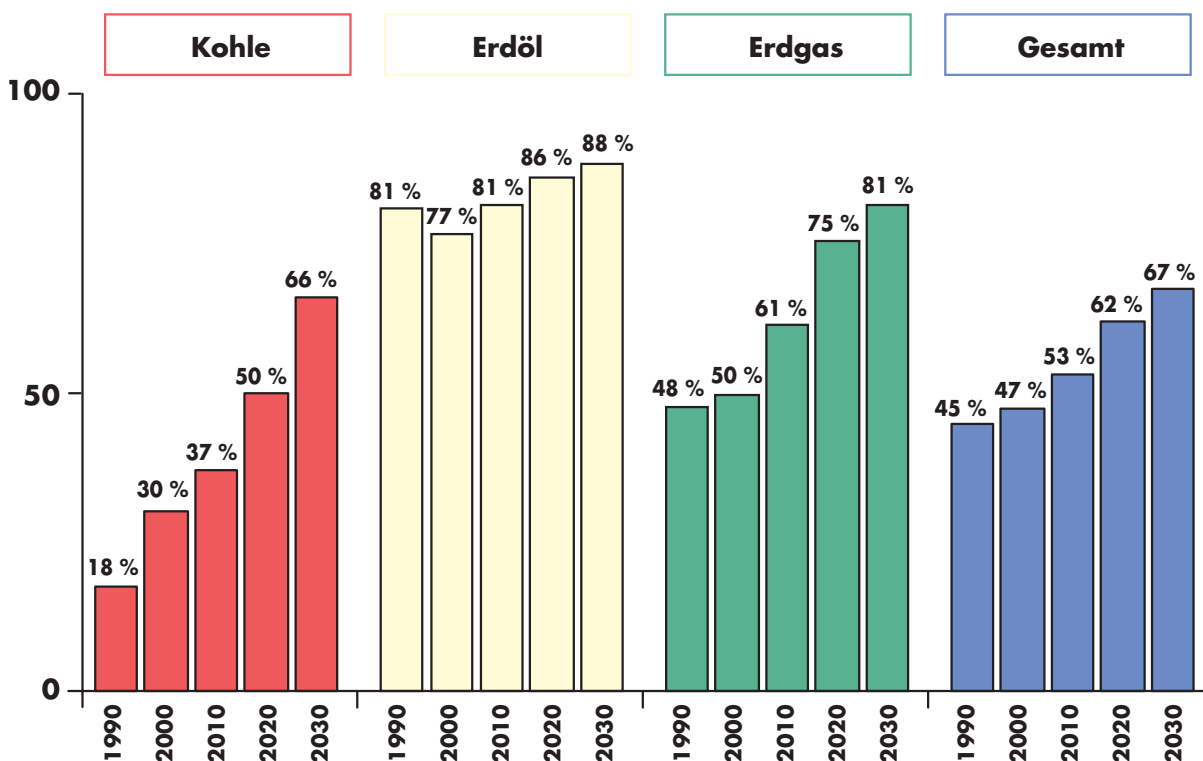
anderen EU-Mitgliedsländer dagegen sind vorwiegend auf Importe angewiesen.

Energie- und Klimapolitik auf europäischer Ebene

Beschlüsse und Entscheidungen auf Europäischer Ebene bestimmen heute in einem hohen Maß die nationale Energie- und Klimapolitik. Wie auch in anderen Politikbereichen haben die Mitgliedstaaten hier einen Teil ihrer Entscheidungsbefugnisse an Europäische Institutionen abgegeben und sind damit verpflichtet, Bestimmungen der Europäischen Ebene in nationales Recht umzusetzen.

Wichtigste Institution hierbei ist die Europäische Kommission. Sie ist überwiegend verantwortlich für die gemeinsamen Politiken der EU und verwaltet auch den Haushalt für diese Bereiche. Die Kommission ist das einzige Organ, das neue Rechtsvorschriften der EU vorschlagen kann. Nach dem Prin-

Energieimportabhängigkeit der EU-25



Quelle: Europäische Kommission – European Energy and Transport Scenarios on Key Drivers, Brüssel 2004

Neuer „Energiekommissar“ in Brüssel

EU-Parlament bestätigt neue Kommission

Die neue EU-Kommission unter Kommissionspräsident José Manuel Barroso hat am 22. November 2004 ihre Arbeit aufgenommen. Für das Dossier Energie ist der Lette Andris Piebalgs (47) als Nachfolger von Loyola de Palacio zuständig. Piebalgs war Anfang der 90er Jahre Bildungs- und Finanzminister Lettlands und später Botschafter seines Landes bei der Europäischen Union.

Bei seiner Anhörung im EU-Parlament am 15. November 2004 skizzierte er die Schwerpunkte seiner künftigen Arbeit.

Energiepolitik

- Priorität gibt Piebalgs der Liberalisierung des Energiebinnenmarktes. 18 Mitgliedstaaten, darunter Deutschland, haben die Beschleunigungsdirektive (2003/55/EG) zur Vollendung des Binnenmarkts noch nicht umgesetzt. Ein Zwischenfazit zum Stand der Liberalisierung will die Kommission bereits Ende 2005 ziehen und dann entscheiden, ob ein drittes Gesetzespaket notwendig wird. Um den Binnenmarkt zu stärken, soll die Interkonnektor-Kapazität weiter ausgebaut werden. Piebalgs schloss auch nicht aus, dass die Kommission die eigentümerrechtliche Entflechtung der Netzbetriebe erneut thematisieren werde.
- Ein weiteres Kernziel europäischer Energiepolitik sieht Piebalgs in der Energieeffizienz. An dem Vorhaben

der Kommission, eine Energiedienstleistungsrichtlinie zu erlassen, will er festhalten. Diese würde den Mitgliedstaaten eine jährliche Senkung des Energieverbrauchs um 1 % verbindlich vorschreiben und Energieunternehmen verpflichten, Energiedienstleistungen anzubieten.

- Der neue Energiekommissar will ferner prüfen, ob nationale Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien koordiniert werden sollten, um den Ausbau voranzutreiben. Eine Harmonisierung der nationalen Förderrahmen und Ausbauziele ist jedoch nicht vorgesehen. Für Biomasse sei ein Aktionsplan in Vorbereitung. Das bisher wenig genutzte Energiepotenzial der Biomasse müsse für den Strom-, Kälte- und Wärmemarkt erschlossen werden. Die Kommission arbeite zudem an einer Studie zur Bewertung der Kraft-Wärme-Technologie. Ob ein Ausbauziel für Wärme per Richtlinie vorgegeben werde, müsse noch entschieden werden.
- Darüber hinaus sieht Piebalgs Schwerpunkte europäischer Energiepolitik in einer engeren Verzahnung mit der Umwelt- und Forschungspolitik, einer verbesserten Sicherheit der Kernenergie und dem Ausbau energiepolitischer Beziehungen insbesondere zu Russland.

zip der Subsidiarität schlägt die Kommission aber nur dann Aktionen auf EU-Ebene vor, wenn sie der Ansicht ist, dass ein Problem dadurch wirksamer gelöst werden kann als durch nationale, regionale oder lokale Maßnahmen. EU-Ministerrat und Europäisches Parlament können einen Vorschlag annehmen, ändern oder ignorieren. Die Kommission hat außerdem sicherzustellen, dass die Rechtsvorschriften, die vom Rat und Parlament verabschiedet werden, in nationales Recht umgesetzt werden.

Bei den Rechtsvorschriften der EU wird unterschieden zwischen Verordnungen, die direkt nach ihrer Verabschiedung in allen Mitgliedstaaten gültig und rechtlich verbindlich werden, und Richtlinien, die inhaltlich

in nationales Recht umgesetzt werden müssen, wobei Ziel und Zeitrahmen vorgegeben, die Mittel aber frei wählbar sind. Daneben gibt es Entscheidungen im Einzelfall, die für die Betroffenen (Mitgliedstaaten, Unternehmen oder Einzelpersonen) verbindlich sind, sowie unverbindliche Empfehlungen und Stellungnahmen.

Grundlegende politische Zielrichtungen sowie Vorschläge für Maßnahmen zur Umsetzung veröffentlicht die Kommission in so genannten Grün- und Weißbüchern. Diese sollen Debatten über die einzelnen Themen in Gang setzen. Die Vorschläge münden, sofern sie vom Rat positiv bewertet werden, in ein Aktionsprogramm bzw. in entsprechende Rechtsvorschriften.

Einigung auf EU-Verfassung

Geteilte Zuständigkeit für Energiepolitik:

Die europäischen Staats- und Regierungschefs haben sich am 18. Juni 2004 auf eine europäische Verfassung geeinigt. Diese fasst die bisherigen Verträge der Europäischen Union zu einer gesetzlichen Grundlage zusammen. Erstmals wurde ein eigenes Kapitel „Energie“ in den Vertragstext aufgenommen.

Damit erhält die EU etwa ab 2007, vorbehaltlich der Ratifizierung der Verfassung durch die Mitgliedsstaaten, erstmals originäre Kompetenz im Energiebereich, kann also selbst Gesetze initiieren. Auch in der Vergangenheit hat die EU schon durch Richtlinien und Verordnungen regelnd in den Energiesektor eingegriffen, obwohl die Mitgliedsstaaten der EU dafür bisher keine Zuständigkeit übertragen hatten. Ihre Initiativen begründete sie deshalb hilfsweise mit ihrer Kompetenz für den einheitlichen Binnenmarkt, zum Beispiel bei der Binnenmarktrichtlinie Erdgas, oder mit der Zuständigkeit für Umweltpolitik, etwa beim Emissionshandel.

Wesentliche Inhalte

Die Verfassung grenzt systematischer als bisher die Bereiche ab, für die die EU und die Nationalstaaten jeweils zuständig sind. Erstmals wird unterschieden in ausschließliche, geteilte und ergänzende Kompetenzen der Union. Für den Titel „Energie“ hat die EU künftig eine **geteilte Zuständigkeit**. Sie erhält damit das **vorrangige** Recht, Gesetze zu erlassen. Erst wenn sie diese Zuständigkeit nicht oder nicht mehr ausübt, können die Mitgliedsstaaten gesetzgeberisch tätig werden. Das Prinzip der Subsidiarität wird damit umgekehrt.

Die jetzt vorrangige Zuständigkeit der Union besteht nur in Bezug auf Ziele der Energiepolitik, die in der Verfassung definiert werden.

Art. III-157 Abs. 1

„Die Energiepolitik der Union hat im Rahmen der Verwirklichung des Binnenmarkts und unter Berücksichtigung der Erfordernisse der Erhaltung und der Verbesserung der Umwelt folgende Ziele:

a) Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts,

b) Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union und

c) Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen.“

Aus den zusätzlichen Kompetenzen könnte bei weiter Auslegung eine Mitsprache unter anderem bei der Angebots- und Netzregulierung und eine europaweite Harmonisierung der finanziellen Förderung z.B. bei Energiesparmaßnahmen oder dem Ausbau Erneuerbarer Energien erwachsen.

Ihre energiepolitischen Ziele verwirklicht die EU mit Hilfe von Maßnahmen, die sie durch europäische Gesetze und Rahmengesetze festlegt. Auf ausdrücklichen Wunsch Großbritanniens und der Niederlande behalten die Mitgliedsstaaten weiterhin das Recht, über die Nutzung eigener Energieressourcen, die Wahl der Energiequellen und die allgemeine Struktur ihrer Energieversorgung selbst zu bestimmen. Über Gesetze mit finanziellen Auswirkungen, wie z.B. Energiesteuern, muss der Ministerrat einstimmig beschließen. Das Europäische Parlament wird im Vorfeld eines solchen Beschlusses zwar angehört, darüber hinaus aber nicht an der Entscheidung beteiligt.

Weiteres Verfahren

Bevor die Verfassung in Kraft treten kann, muss sie in allen 25 Mitgliedsstaaten ratifiziert werden. In vielen Ländern, so auch in Deutschland, ist dafür das Parlament zuständig. In anderen wird es eine Volksabstimmung geben, darunter in Großbritannien, Dänemark und Irland. Wann das Ratifikationsverfahren beendet sein wird, ist derzeit nicht abzuschätzen. Deshalb steht der Termin für das Inkraft-Treten der Verfassung noch nicht fest. Wenn bis zu dem Tag, der noch nachträglich in die Verfassung eingefügt wird, nicht alle Mitgliedsstaaten den Vertrag ratifiziert haben, tritt die Verfassung „am ersten Tag des auf die Hinterlegung der letzten Ratifikationsurkunde folgenden Monats“ in Kraft. Noch unklar ist, wie weiter verfahren wird, wenn ein Teil der EU-Mitglieder die Verfassung ablehnt.

Wertung

Künftig könnte die neue Kompetenz der EU in eine umfassende Zuständigkeit für die Energiepolitik münden. Aus Sicht der Energiewirtschaft ist es bedenklich, dass der EU bei zentralen Themen des deutschen Energiewirtschaftsrechts, wie dem Wettbewerb und der Versorgungssicherheit, Kompetenz zugewiesen wird. Fraglich ist auch, ob die Union diese Ziele verfolgen kann, ohne sich mit der allgemeinen Struktur der Energieversorgung und der Wahl der Energiequellen zu befassen. Trotz der expliziten Ausnahme dieser Themen aus dem Zielkatalog der EU sind hier Spannungen angelegt.

Um Beschlüsse im Ministerrat zu blockieren, muss dieser künftig von vier Ländern abgelehnt werden. Deutschland ist in der Vergangenheit bei einer Reihe von energiepolitischen Entscheidungen der EU in seiner Position nicht durch andere Mitgliedsstaaten unterstützt worden. Das dürfte es Deutschland auch künftig erschweren, nationalen Besonderheiten bei der Gesetzgebung Geltung zu verschaffen.

Nationale Entscheidungskompetenzen in der Energiepolitik würden dann durch eine zentrale Steuerung aus Brüssel zunehmend beschnitten.

Innerhalb der Kommission wird die Energiepolitik zusammen mit der Verkehrspolitik von einer eigenständigen Generaldirektion verfolgt, für die Klimapolitik ist die Generaldirektion Umwelt zuständig. Die Bedeutung der Energiepolitik für die Europäische Union wird auch dadurch belegt, dass dem Thema ein eigener Artikel in dem Entwurf für die Europäische Verfassung gewidmet ist. Dabei werden als vorrangige Ziele die Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts, die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit und die Förderung der Energieeffizienz sowie die Entwicklung neuer und Erneuerbarer Energiequellen genannt.

Im Bereich der Energiepolitik ist die grundlegende Ausrichtung der EU im Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ (2000) zusammengefasst. Hauptziel ist es, die Importabhängigkeit der Europäischen Union bei der Energieversorgung zu verringern. Zur Strategie, dieses Ziel zu erreichen, zählen

- die steigende Energienachfrage zu verringern,
- Erneuerbare Energiequellen zu fördern,
- den mittelfristigen Beitrag der Kernenergie zu prüfen,
- sowie strategische Vorräte und Einfuhrmöglichkeiten bei Erdöl und Erdgas zu prüfen.

Die Vorschläge des Grünbuchs wurden inzwischen in eine Reihe von Richtlinien und Richtlinienentwürfen eingebracht. Hinzu kommen Initiativen und Richtlinien zur weiteren Stärkung des Energiebinnenmark-

tes, die auf die Transparenz der Endverbraucherpreise und den Ausbau der transeuropäischen Strom- und Gasnetze fokussieren.

Nachfrageorientierte Energiepolitik

In der Diskussion befindet sich derzeit der Vorschlag einer Richtlinie zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen, der im Dezember 2003 vorgelegt wurde. Ziel dieser Richtlinie soll eine wirtschaftlichere und effizientere Endenergienutzung sein, die durch Schaffung von Anreizen und Beseitigung von Hemmnissen einerseits und durch die Entwicklung eines Markts für Energiedienstleistungen bzw. die Schaffung von und für Programme und Maßnahmen zur Förderung der Energieeffizienz bei Endverbrauchern andererseits erreicht werden soll.

Wesentlicher Kernpunkt des Vorschlags ist die Vorgabe an die Mitgliedstaaten, ein jährliches Energieeinsparungsziel in Höhe von 1 % des Endenergievolumens zu erreichen. Diese Einsparungen werden in Privathaushalten, in der Landwirtschaft, der Industrie, dem Gewerbe und dem Verkehr erfasst. Nicht erfasst werden energieintensive Industriezweige, die bereits unter den CO₂-Emissionshandel fallen. Für den öffentlichen Sektor soll ein Ziel von mindestens 1,5 % gelten, das beispielsweise durch Beschaffung energieeffizienter Anlagen erreicht werden soll.

Energieversorger und Energieeinzelschaltunternehmen sind gefordert, Energiedienstleistungen als integralen Bestandteil ihrer Kundenbeziehungen anzubieten, Energieeffizienzprogramme nicht zu behin-

den und Informationen über ihre Endkunden für die Gestaltung von Energieeffizienzprogrammen bereitzustellen. Über Qualifikations-, Akkreditierungs- und/oder Zertifizierungssysteme soll die Qualität der Energiedienstleistungsangebote gewährleistet werden.

Die Kritik am Entwurf zielt vor allem darauf ab, die Vorgaben der Richtlinie flexibler und unbürokratischer zu machen. In der Diskussion ist auch, die hohen Anforderungen an Energieanbieter abzuschwächen. Die Richtlinie soll im Laufe des Jahres 2005 verabschiedet werden und muss dann voraussichtlich innerhalb eines Jahres von den Mitgliedsländern umgesetzt werden.

Die Richtlinie über die Gesamteffizienz von Gebäuden trat Ende 2002 in Kraft. Gemäß dieser Richtlinie müssen die Mitgliedstaaten Mindestanforderungen an die Gesamteffizienz von Gebäuden festlegen und regelmäßig überprüfen. Sie müssen auch sicherstellen, dass beim Bau, beim Verkauf oder bei der Vermietung von Gebäuden vom Eigentümer ein Ausweis über die Gesamtenergieeffizienz vorgelegt wird. In der Modernisierung von Altbauten liegt eines der größten Effizienzpotentiale.

Die Richtlinie muss bis Anfang 2006 in nationales Recht umgesetzt werden. Die deutsche Regierung wird daher 2005 die derzeit bestehende Energieeinsparverordnung novellieren, um insbesondere der Forderung nach Energieausweisen für bestehende Gebäude nachzukommen.

Als wichtiges Mittel zur Förderung der Energieeffizienz nennt die Europäische Union auch die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung. Daher wurde die Richtlinie über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt im Februar 2004 in Kraft gesetzt. Diese legt zwar kein festes Ziel für die gesamte EU fest, strebt aber eine Erhöhung des Anteils von gekoppelt erzeugtem Strom an der Gesamtstromerzeugung von derzeit ca. 12 % an.

Die Richtlinie schafft einen Rahmen zur Berechnung von gekoppelt erzeugtem Strom und legt fest, welche KWK-Anlagen als hocheffizient gelten können. Für hocheffiziente KWK-Anlagen sind die Mitgliedsstaaten aufgefordert, geeignete Fördermaßnahmen zu schaffen. Sie werden in der Richtlinie außerdem aufgefordert, das nationale Potential für den Einsatz hocheffizienter KWK zu ermitteln und regelmäßige

Berichte über den Fortschritt zur Erreichung dieser Ziele zu erstellen. Die Vorgaben der Richtlinie sollen innerhalb von zwei Jahren in nationales Recht umgesetzt werden.

Im Vorfeld war besonders die Vorgehensweise zur Bestimmung des gekoppelt erzeugten Stroms umstritten. Die Richtlinie lässt nun neben der im Gesetzestext vorgeschlagenen Berechnungsmethode alternative Vorgehensweisen bis 2010 zu. Das deutsche KWK-Gesetz (Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung) von 2002, das auf einer anderen Berechnungsmethode beruht, ist damit mit der Richtlinie weitgehend kompatibel und es sind vorerst keine Anpassungen nötig, um die Richtlinie in deutsches Recht umzusetzen.

Mit dem höchsten Anteil an der Energienachfrage und der deutlichen Importabhängigkeit beim Energieträger Öl ist der Verkehrssektor der zentrale Bereich für Maßnahmen zur Förderung der Energieeffizienz. Die Kommission veröffentlichte dazu im Jahr 2001 das Weißbuch zur Europäischen Verkehrspolitik bis 2010, mit dem eine nachhaltige Entwicklung im Verkehrssektor angestrebt wird. Hinsichtlich des Energieverbrauchs wird eine Diversifikation der Energieträger, vor allem die Nutzung von Biokraftstoffen, und die Förderung von Alternativen zum Straßenverkehr angestrebt.

Angebotsorientierte Energiepolitik

Die Initiativen auf der Angebotsseite werden vor allem von dem Ziel getrieben, den Anteil der Erneuerbaren Energieträger am Bruttoenergieverbrauch der EU von 6 % im Jahr 1997 auf 12 % bis 2010 zu verdoppeln. Dieses Ziel wurde bereits 1997 in einem Weißbuch zur Förderung der Erneuerbaren Energieträger formuliert, ohne dass wesentliche Erfolge bis 2002 erzielt werden konnten. Im September 2001 wurde daher eine Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen verabschiedet, die darauf abzielt, den Anteil „grünen“ Stroms in der EU von 14 % 1997 auf 22 % im Jahr 2010 zu erhöhen. Die nationalen Regierungen haben inzwischen nationale Ziele festgelegt, mit denen das Gesamtziel bis 2010 erreichbar ist, allerdings ist die Umsetzung der Richtlinie bislang auf einem sehr unterschiedlichen Stand. Abgesehen von Griechenland und Portugal bescheinigte die Kommission 2004 aber fast allen Mitgliedstaaten „auf Kurs“ oder „fast auf Kurs“ zu sein, um ihre Ziele zu erreichen.

Entsprechende Rechtsvorschriften zur Förderung „grünen“ Stroms waren aber auch in Frankreich noch nicht eingeführt.

Deutschland werden generell gute Fördermöglichkeiten und der Abbau der verwaltungstechnischen und netzspezifischen Hemmnisse bescheinigt. Insbesondere durch den starken Ausbau der Windkraftanlagen ist daher auch das Ziel von 12,5 % in 2010 umsetzbar.

Hinsichtlich der Diversifikation der Energieträger im Verkehrssektor wurde 2003 die Richtlinie über die Förderung von Biokraftstoffen verabschiedet. Die Richtlinie fordert die Mitgliedstaaten auf, Rechtsvorschriften zu erlassen und die erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, damit ab 2005 ein Mindestanteil von 2 % (Steigerung bis 2010 auf 5,75 %) der verkauften Kraftstoffe auf Biokraftstoffe entfällt. Derzeit machen Biotreibstoffe lediglich 0,3 % des Diesel- und Benzinverbrauchs aus. Nicht durchgesetzt wurde die Vorgabe verpflichtender Mengenziele sowie die Zwangsbeimischung von Biokraftstoffen zu herkömmlichen Kraftstoffen. In Deutschland wie auch in einigen anderen Ländern wurden für Biokraftstoffe Steuervergünstigungen geschaffen, die den Empfehlungen der Richtlinie Rechnung tragen.

Klimapolitik

Bei der Klimapolitik wurde mit dem Beginn des Handels von Zertifikaten für Treibhausgasemissionen am 1. Januar 2005 ein wesentlicher Meilenstein erreicht. Das Emissionshandelssystem ist ein wesentliches Instrument, mit dem die EU ihre im Kyoto-Protokoll eingegangene Verpflichtung, ihre Emissionen der sechs wichtigsten Treibhausgase zwischen 2008 und 2012 um insgesamt 8 % gegenüber dem Stand von 1990 zu senken, nachkommen will. Die Ziele für die Mitgliedsstaaten sind sehr unterschiedlich und ergeben sich aus dem „burden sharing“-Abkommen; die meisten neuen Mitglieder der EU haben sich auf 6 bzw. 8 % Reduktion festgelegt (s. die ausführliche Darstellung in der letztjährigen Veröffentlichung von „Energie für Deutschland“).

Innerhalb der EU können ca. 12.000 Betreiber von Energie- und Industrieanlagen am Emissionshandelssystem teilnehmen. Sie sind verpflichtet, Zielvorgaben zur Emissionsminderung, die in nationalen Allokationsplänen festgelegt sind, einzuhalten. Die nationalen Allokationspläne wurden von den nationalen Regierungen im Laufe des Jahres 2004 eingereicht und von der Kommission bis auf die Pläne Griechenlands, Italiens, Polens und der Tschechischen Republik genehmigt.

In einer weiteren Richtlinie vom Oktober 2004 (die so genannte „linking directive“) wird die Verbindung des Emissionshandelssystems mit den weiteren flexiblen Mechanismen Joint Implementation (ermöglicht die Anrechnung von Emissionsreduktionen aus Projekten zwischen zwei Industriestaaten) und Clean Development Mechanism (Projekte, mit denen Investoren aus Industrieländern Emissionen von Treibhausgasen in Entwicklungsländern mindern) geregelt. Diese ermöglichen es Unternehmen, außerhalb der EU Projekte zur Verringerung von CO₂-Emissionen durchzuführen und hierfür Emissionsgutschriften zu erhalten, die bei der Berechnung ihrer Zielvorgaben berücksichtigt werden.

Obwohl das Kyoto-Protokoll durch die Ratifizierung von Russland im Februar 2005 in Kraft trat und damit bindend für die 128 Unterzeichnerstaaten geworden ist, hat es nur eine bedingte Wirkung. Mit den USA und Australien sind zwei wichtige Industriestaaten, die zusammen über ein Drittel der Treibhausgasemissionen verursachen, dem Abkommen nicht beigetreten. Zudem haben Entwicklungsländer (darunter große Staaten wie China, Indien, Indonesien und Brasilien) keine Reduktionsverpflichtungen zu tragen. Die Ausgestaltung der flexiblen Mechanismen ist daher ein Balanceakt, um einerseits den verpflichteten Unternehmen einen möglichst großen Handlungsspielraum zu geben und dadurch die globale Wettbewerbsmöglichkeit zu sichern, andererseits die Einhaltung der vereinbarten Ziele sicherzustellen.

Energie in Deutschland

Eckdaten des deutschen Energiemarktes

Im Jahr 2004 wurden in Deutschland 492,6 Mio. t SKE Energie verbraucht. Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach den USA, China, Russland, Japan und Indien an sechster Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie beträgt in Deutschland 6,0 t SKE pro Jahr. Dies entspricht fast dem Dreifachen des weltweiten Durchschnitts, andererseits allerdings der Hälfte des Vergleichswertes der USA. Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird. So erreichte der Energieverbrauch in Deutschland 2004 rund 226 kg SKE pro 1000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch.

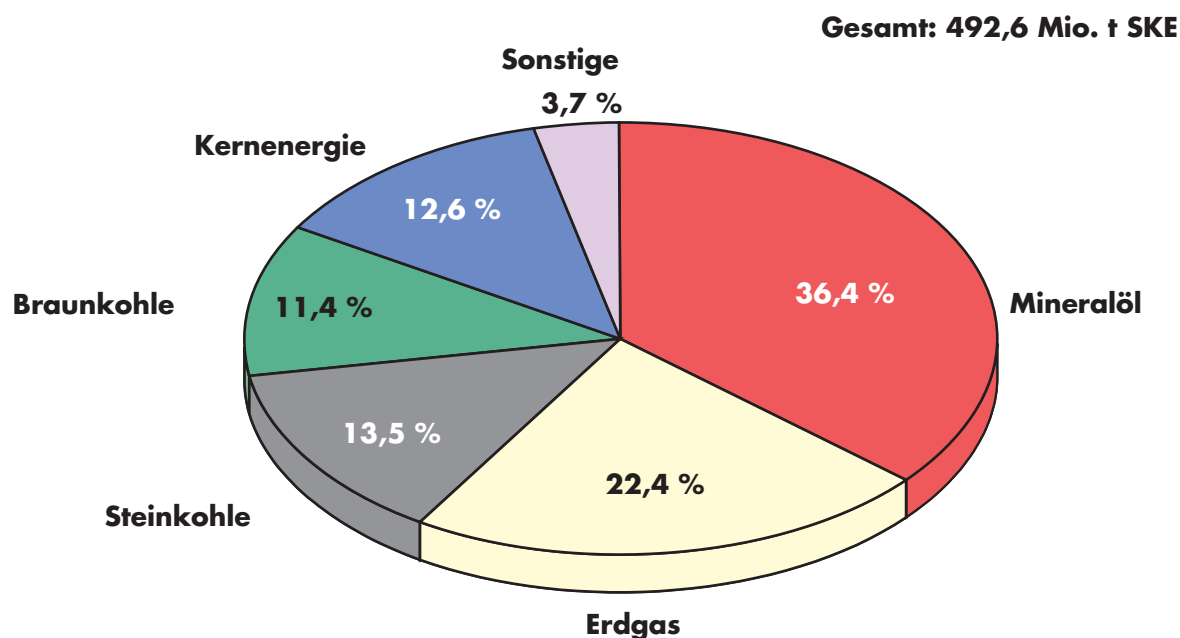
Deutschlands eigene Energiereserven beschränken sich im Wesentlichen auf Kohle: Die gewinnbaren Vorräte an Steinkohlen umfassen 23 Mrd. t. Die Reserven an Braunkohlen betragen 41 Mrd. t dies entspricht 12,3 Mrd. t SKE. Die Erdölvorräte in Deutschland werden von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe auf 0,1 Mrd. t SKE beziffert. Bei Erdgas sind es 0,3 Mrd. t SKE. Der Anteil

an den weltweiten Reserven ist bei Erdöl und Erdgas marginal. Deshalb ist Deutschland bei diesen Energieträgern in besonders hohem Ausmaß auf Importe angewiesen.

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2004 zu 39 % durch heimische Energien (einschließlich Kernenergie, die aufgrund der im Inland vorgehaltenen großen Uranvorräte als heimische Energie gewertet wird). Kohle trug 2004 mit 83,3 Mio. t SKE bzw. 43,4 % zur gesamten inländischen Gewinnung (191,9 Mio. t SKE) bei; davon entfielen 56,6 Mio. t SKE auf Braunkohle und 26,7 Mio. t SKE auf Steinkohle. Es folgen Kernenergie mit 62,2 Mio. t SKE, Erdgas mit 21,1 Mio. t SKE, Mineralöl mit 5,1 Mio. t SKE, Wasserkraft mit 2,5 Mio. t SKE, Windkraft mit 3,1 Mio. t SKE und sonstige Energien mit 14,6 Mio. t SKE.

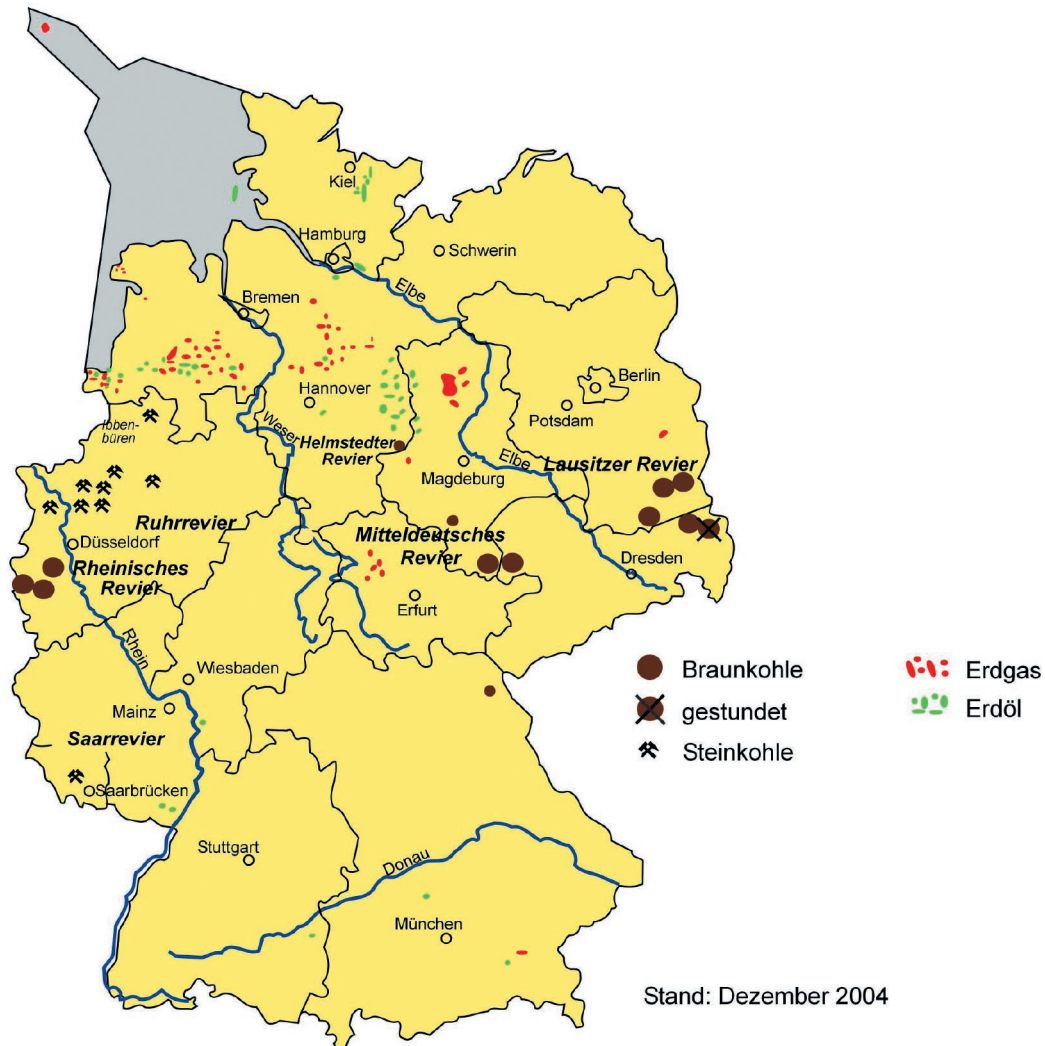
Importenergien decken 61 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Wichtigster ausländischer Energielieferant Deutschlands ist die Russische Föderation. Die Erdgas-, Rohöl- und Steinkohlenbezüge aus Russland trugen 2004 mit einem Drittel zu

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2004



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 01/2005

Schwerpunkte der heimischen Energie-Rohstoffgewinnung

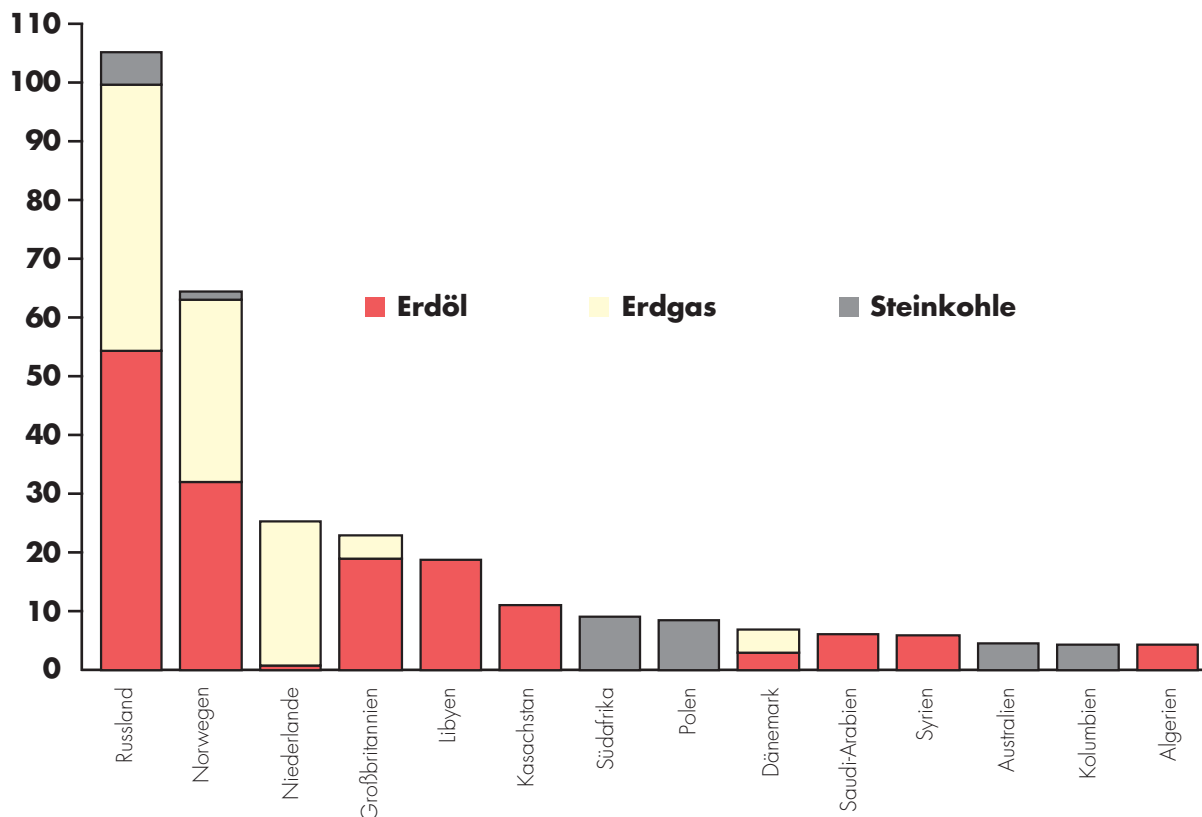


Beschäftigte im Energiesektor

	1991	1994	1997	2000	2003
Steinkohlenbergbau und -brikettherstellung	123.341	100.907	80.348	63.153	47.839
Braunkohlenbergbau und -brikettherstellung	115.507	48.064	29.581	19.538	15.069
Fernwärmeversorgung	17.567	15.083	13.164	13.384	9.525
Mineralölverarbeitung	47.501	31.376	22.854	21.559	20.066
Gewinnung von Erdöl und Erdgas	7.665	6.435	5.708	5.193	5.293
Gasversorgung	32.122	35.487	33.013	26.268	24.806
Elektrizitätsversorgung	217.600	196.300	171.100	137.197	131.373

Quelle: Statistisches Bundesamt, VDEW

Energie-Rohstofflieferanten für Deutschland 2004 (in Mio. t SKE)



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

den gesamten Energie-Rohstoffeinfuhren Deutschlands bei. Wichtige europäische Energie-Rohstofflieferanten sind Norwegen, die Niederlande und Großbritannien.

Die Devisenrechnung für die Energieimporte (netto) betrug 2004 rund 38 Mrd. €. Den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung machten mit 26 Mrd. € die Ölimporte aus. Die zweitwichtigste Position hielt die Einfuhr an Erdgas mit gut 9 Mrd. €. Auf Kohle entfielen knapp 3 Mrd. €.

Die Zahl der Beschäftigten im Energiesektor hat sich seit der Wiedervereinigung von rund 560.000 auf inzwischen ca. 250.000 mehr als halbiert. Ursächlich hierfür sind zum einen die vereinigungsbedingten Anpassungsprozesse, die gerade in den ostdeut-

schen Braunkohlefördergebieten zu stark rückläufigen Beschäftigtenzahlen geführt haben, sowie zum anderen die Entwicklungen im Steinkohlebergbau aufgrund der mit dem Abbau öffentlicher Hilfen verbundenen Personalanpassungen; auch in der Elektrizitätswirtschaft ist die Beschäftigtenzahl signifikant zurückgegangen, nicht zuletzt durch den wachsenden Wettbewerbsdruck im Zuge der Liberalisierung. Die unmittelbaren Beschäftigungswirkungen des Energiesektors sind mit rund 250.000 Arbeitsplätzen im Bergbau und in der Energieversorgung jedoch nach wie vor gesamtwirtschaftlich bedeutend und gehen richtig betrachtet noch deutlich über diese Zahl hinaus, wenn auch die mit ihr zusammenhängenden Bereiche der Kraftwerksherstellung, Energieforschung und -beratung u.a. mit einbezogen werden.

CO₂-Emissionen

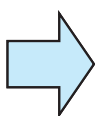
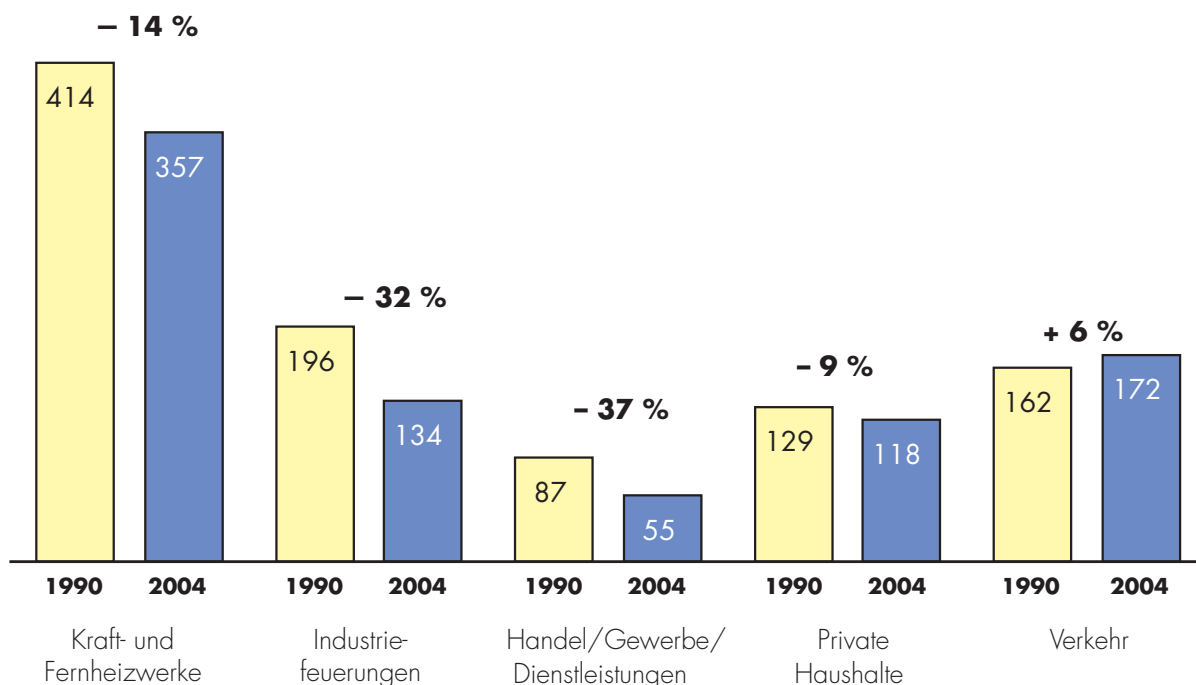
Die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland beliefen sich 2004 auf 836 Mio. t. Unter Einbeziehung der Industrieprozesse betrugen die CO₂-Emissionen insgesamt 860 Mio. t. Das waren 15,3 % weniger als 1990. Im Jahr 1990 beliefen sich die nationalen Gesamtemissionen an CO₂ nach Angaben des Umweltbundesamtes auf 1.015 Mio. t.

Die Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen nach Sektoren im Zeitraum 1990 bis 2004 zeigt die nachstehende Grafik: Danach konnte in allen Sektoren ein Rückgang der CO₂-Emissionen erreicht werden. Die einzige Ausnahme bildet der Verkehrssektor. Hier haben die Emissionen zwar gegenüber 1990 leicht zugenommen, sind in den letzten Jahren aber wieder rückläufig.

Die Verpflichtungen gemäß dem Kyoto-Protokoll von 1997 beziehen sich auf insgesamt sechs Treibhausgase. Das sind Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆).

Die Emissionen an CH₄, N₂O, H-FKW, FKW und SF₆ sind in Deutschland im Zeitraum 1990 bis 2004 um insgesamt mehr als ein Drittel gesunken. Bezieht man die CO₂-Emissionen mit ein, so haben sich die Emissionen aller sechs genannten Treibhausgase seit 1990 um rund 19 % verringert. Damit ist Deutschland bislang auf einem guten Weg, seine Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll und dem EU-Burden-Sharing (21 % im Zeitraum 1990 bis 2008/12) zu erfüllen.

Energiebedingte CO₂-Emissionen in Deutschland 1990 und 2004 in Mio. t



Energiewirtschaft und Industrie haben in Deutschland den wesentlichen Beitrag zur CO₂-Minderung geleistet.

Quelle: ET 03/05

Energiesteuern und andere Belastungen

Der Bund erzielte 2004 aus der Erhebung von Verbrauchssteuern (Mineralöl- und Stromsteuer) auf Energie 48,4 Mrd. €. Dies übertrifft den Wert der gesamten Energie-Einfuhren (netto) Deutschlands um mehr als ein Viertel. Von dem Energieverbrauchssteuer-Aufkommen entfielen 2004 mit 38,7 Mrd. € rund 80 % auf Mineralöle. Erdgas und Elektrizität trugen mit 3,1 bzw. 6,6 Mrd. € zum Gesamtaufkommen bei.

Verbrauchssteuersätze für Energie seit 01.01.2003

Energieart	Einheit	Regelsatz
Ottokraftstoff > 10 mg/kg Schwefel	ct/l	66,98
Ottokraftstoff ≤ 10 mg/kg Schwefel	ct/l	65,45
Dieseldkraftstoff > 10 mg/kg Schwefel	ct/l	48,57
Dieseldkraftstoff ≤ 10 mg/kg Schwefel	ct/l	47,04
Leichtes Heizöl	ct/l	6,13
Schweres Heizöl	€/t	25,00
Erdgas	ct/kWh	0,55
Flüssiggas	€/t	60,60
Strom	ct/kWh	2,05

Quelle: Bundesminister der Finanzen

Für das produzierende Gewerbe und die Landwirtschaft gelten ermäßigte Steuersätze für leichtes Heizöl, Erdgas und Flüssiggas (Ökosteueranteil) sowie für Strom, die 60 % der Regelsätze entsprechen. Außerdem werden 95 % des Differenzbetrages zwischen der im Kalenderjahr gezahlten Ökosteuer und der Ersparnis beim Arbeitgeberanteil an den Rentenversicherungsbeiträgen erstattet. Maßgeblich ist in diesem Zusammenhang die Ersparnis, die sich aus der Absenkung der Beitragssätze zwischen 1998 (20,3 %) und dem jeweiligen Antragsjahr ergibt.

Zusätzlich ist die Bereitstellung von Energie mit folgenden Abgaben und Umlagen belastet:

- Konzessionsabgaben in Höhe von rund 3,3 Mrd. € pro Jahr. Hierbei handelt es sich um Zahlungen der Strom- und Gasversorger an die Kommunen als Gegenleistung für das Recht, die öffentlichen Straßen und Plätze zur Verlegung von Strom- und Gasleitungen zu benutzen.
- Förderabgaben auf die inländische Gewinnung von Erdöl und Erdgas, die sich 2004 auf knapp 0,5 Mrd. € beliefen.
- Der Beitrag an den Erdölbevorratungsverband, der für seine Mitglieder die gesetzlich vorgeschriebene Erdölbevorratung sicherstellt. Die Beiträge belaufen sich auf rund 0,5 Mrd. €/Jahr.

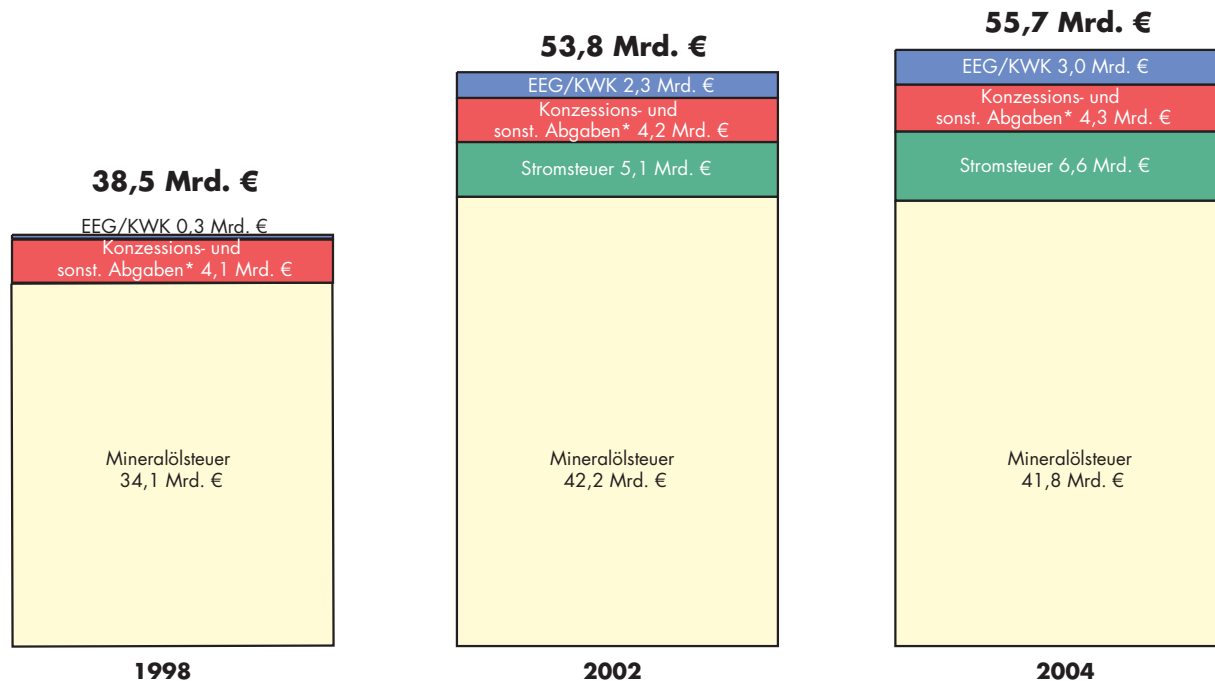
Darüber hinaus ergeben sich für den Stromverbraucher Belastungen aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das zum 1. August 2004 novelliert wurde, und aus dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) vom 19. März 2002:

- Das EEG sichert den begünstigten Einspeisern von Strom u.a. auf Basis von Wind, Wasser, Sonne, Biomasse und Geothermie Vergütungen weit oberhalb der marktüblichen Preise. Die vom Stromverbraucher über diese gesetzliche Regelung finanzierten Subventionen zu Gunsten des Einsatzes Erneuerbarer Energien sind 2004 auf 2,3 Mrd. € angestiegen.
- Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG-Gesetz) schreibt – von der Art der Anlage abhängige – gestaffelte Bonuszahlungen des Netzbetreibers für Strom vor, der aus KWKG-Anlagen eingespeist wird. Daraus ergab sich 2004 ein Subventionsvolumen von 0,7 Mrd. €.

Damit belief sich die gesamte staatliche Belastung der Energie-Bereitstellung im Jahr 2004 auf knapp 56 Mrd. €. Das sind rund 17 Mrd. € mehr als im Jahr 1998. Im privaten Bereich und bei einigen Wirtschaftszweigen, z.B. öffentlichen Einrichtungen, kommt die Mehrwertsteuer als weitere Komponente zu den genannten Zahlen noch hinzu.

Die hohe Belastung des Energieverbrauchs durch Steuern, Abgaben etc. findet ihren Niederschlag in einem Staatsanteil am Endverbraucherpreis von mehr als 70 % (Ottokraftstoff) bzw. 64 % (Dieseldkraftstoff) bei Kraftstoffen, 40 % bei Elektrizität und 30 % bei Erdgas (Durchschnittswerte für Privatkunden – Stand 2004).

Energiesteuern und -abgaben in Deutschland

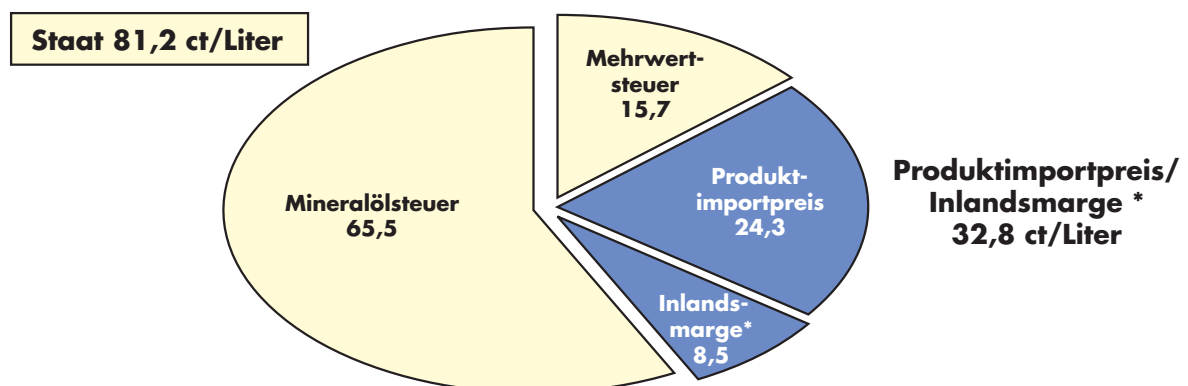


* davon Konzessionsabgaben 3,3 Mrd. €/Jahr, Förderabgabe Erdgas und Erdöl 0,4 Mrd. € (2002 und 2003) bzw. 0,5 Mrd. € und Erdölbevorratungsabgabe 0,5 Mrd. €/Jahr.

Quelle: Bundesminister für Finanzen sowie Schätzung des VDEW

Benzinpreis 2004: Staatsanteil von 72 %

Durchschnittspreis Eurosuper: 1 14 ct/Liter

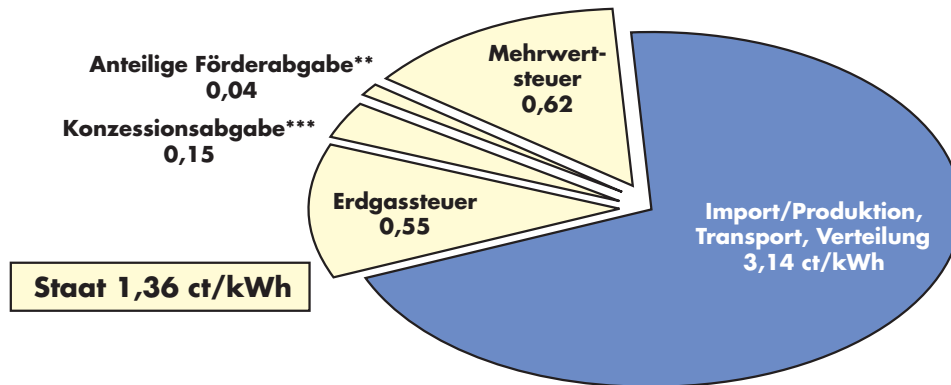


* Inlandsmarge für Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb und Gewinn/Verlust

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

Erdgaspreis 2004: Staatsanteil von 30 %

Durchschnittspreis Haushalt*: 4,5 ct/kWh



*Schätzungen bezogen auf den Preis je kWh für einen vollversorgten Haushalt (21.400 kWh Ho pro Jahr)

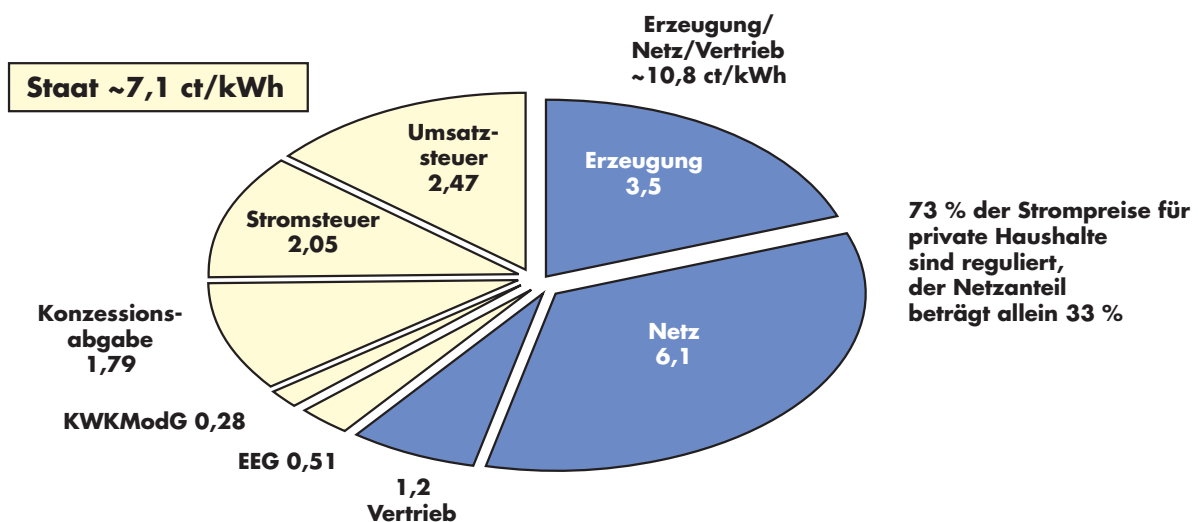
**Förderabgabe 2004 (394 Mio. €) umgelegt auf den Erdgasverbrauch 2004 in Deutschland

***Geschätzter Durchschnittswert (0,15 ct/kWh); örtlich und je nach Zuordnung als Sondervertrags-, Tarif- oder Kochgaskunde unterschiedlich

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW)

Strompreis 2004: Staatsanteil von 40 %

Bei einem durchschnittlichen Jahresverbrauch eines Drei-Personen-Haushalts (3.500 kWh/a) teilen sich die rund 17,9 ct/kWh wie folgt auf:



Quelle: VDEW

Mineralöl

Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da nur 3 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2004 auf 110 Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 34 Mio. t zur Bedarfsdeckung bei.

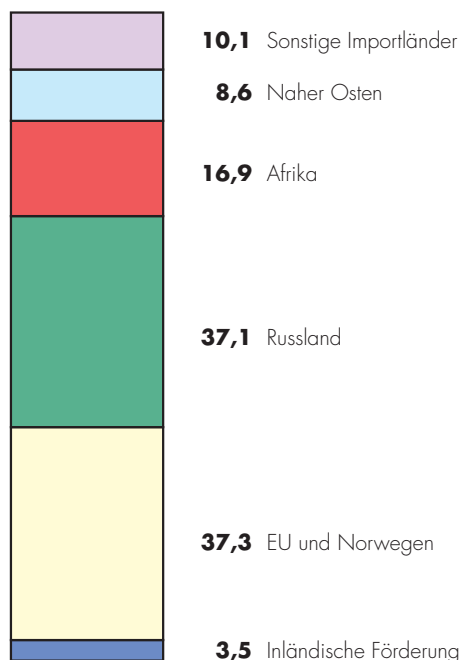
Die Rohöleinfuhren stammten 2004 zu 34 % aus Westeuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 34 % aus Russland, zu 16 % aus Afrika, zu 8 % aus dem Nahen Osten und zu 8 % aus anderen Regionen. Der OPEC-Anteil betrug 20 %.

Die Rohöledestillationskapazität lag 2004 bei 115 Mio. t/Jahr. Die Kapazität an Konversionsanlagen, die der Umwandlung schwerer Produkte und Halbfabrikate in höherwertige leichtere Erzeugnisse wie Benzin, Dieselmotortreibstoff und leichtes Heizöl dienen, betrug 2004 rund 47 Mio. t/Jahr.

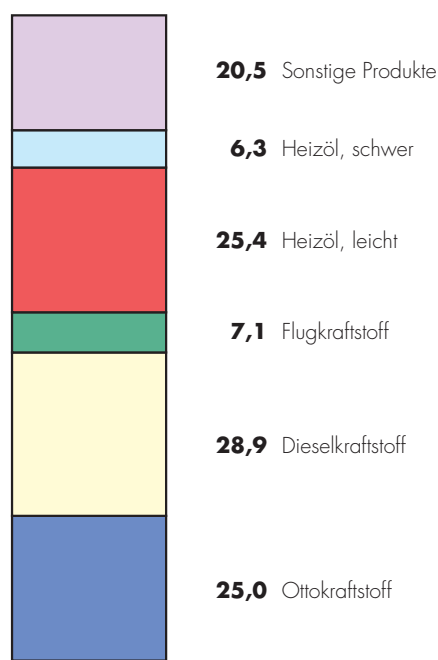
Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten erreichte 2004 gut 113 Mio. t. Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottomotortreibstoff: 25 Mio. t; Dieselmotortreibstoff: 29 Mio. t), das leichte Heizöl mit dem Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (25 Mio. t), das insbesondere in der Chemie genutzte Rohbenzin (18 Mio. t), Flugmotortreibstoff (7 Mio. t) und schweres Heizöl (6 Mio. t).

Mineralöl bleibt – trotz eines absolut rückläufigen Verbrauchs – auch in der langfristigen Perspektive der wichtigste Energieträger in Deutschland. Die Entwicklung bei den Hauptprodukten wird differenziert eingeschätzt. Die Nachfrage nach Ottomotortreibstoffen wird sich bis 2020 um etwa 30 % vermindern. Entscheidende Bestimmungsfaktoren dafür sind der Rückgang des Bestands an benzinbetriebenen PKW, abnehmende Jahresfahrleistungen, Tanktourismus ins steuergünstigere Ausland und eine kontinuierliche Verringerung des spezifischen Verbrauchs.

**Rohölaufkommen 2004
nach Herkunft (in Mio. t)**



**Inlandsabsatz 2004
Mineralölprodukte (in Mio. l)**



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Der Verbrauch an Dieselmotorkraftstoff steigt in den nächsten Jahren aufgrund eines zunehmenden Bestandes an PKW mit Dieselantrieb zunächst noch an, sinkt aber in den Folgejahren und dürfte 2020 unter dem im Jahr 2004 erreichten Niveau liegen. Für leichtes und schweres Heizöl zusammen ist 2020 ein um ca. 20 % geringerer Bedarf als 2004 zu erwarten. Demgegenüber wird bei Flugkraftstoff auch künftig noch mit einer leichten Zunahme der Nachfrage gerechnet.

Erdgas

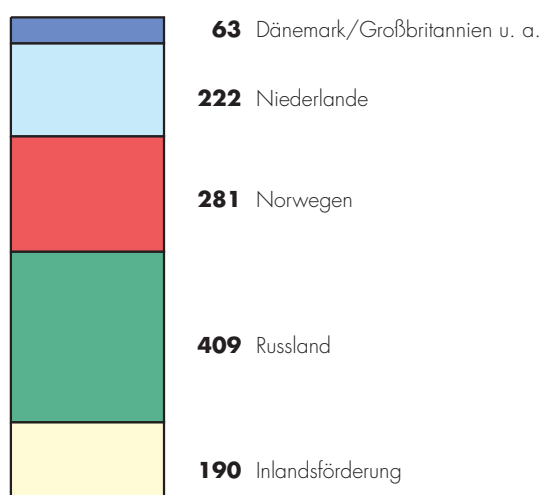
Die Erdgasversorgung in Deutschland stützt sich auf eine diversifizierte Bezugsbasis. Das Erdgasaufkommen stammte 2004 zu 16 % aus heimischer Förderung und zu 84 % aus Importen verschiedener Herkunft: 35 % aus Russland, 24 % aus der norwegischen Nordsee, 19 % aus den Niederlanden sowie 6 % aus Großbritannien und Dänemark. Der Bezug des Erdgases aus dem Ausland erfolgt zum weit überwiegenden Teil auf der Basis langfristiger Verträge zwischen den Lieferanten und einer Reihe von auf dem deutschen Markt tätigen Importgesellschaften.

Der Erdgasverbrauch betrug 2004 rund 996 TWh. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch entfielen 48 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2004 hatten 47 % aller Wohnungen eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 25 % am Erdgasverbrauch beteiligt, der Einsatz zur Stromerzeugung mit 13 % und die Verwendungen „nichtenergetischer Verbrauch, Einsatz zur Fernwärmeerzeugung und Eigenbedarf“ zusammen mit 14 %.

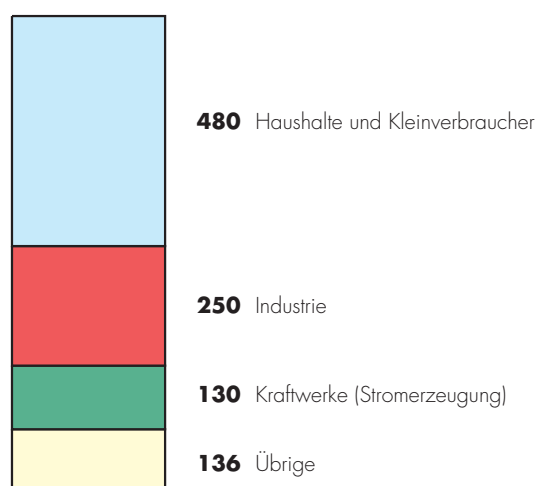
Erdgas hat auf dem deutschen Energiemarkt weiterhin Wachstumsperspektiven. Geringe Zuwächse sind vor allem im Haushalts- und im Kleinverbrauchssektor zu erwarten. In der Industrie wird mit einer Festigung bzw. einem leichten Ausbau des Versorgungsanteils gerechnet. Wachstumspotenziale bestehen längerfristig vor allem in der Stromerzeugung.

Beschaffungsseitig wird sich die deutsche Erdgasversorgung künftig in weiter steigendem Maße auf Importe stützen. Mit ihrer langfristig angelegten Beschaffungspolitik hat sich die deutsche Gaswirtschaft bereits jetzt für die nächsten Jahrzehnte Mengen aus

Erdgasaufkommen 2004 (in TWh)



Erdgasverbrauch 2004 (in TWh)



Quelle: Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW)

heutigen Lieferländern in beachtlichem Umfang vertraglich gesichert und damit schon Vorsorge für eine auch künftig sichere Erdgasversorgung getroffen. Entsprechende Importverträge reichen teilweise bis zum Jahr 2030.

Steinkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2004 26,7 Mio. t SKE Steinkohle gefördert. Davon entfielen knapp 70 % auf das Ruhrrevier, 23 % auf das Saarrevier und 7 % auf das Ibbenbürener Revier.

Im Jahr 2004 deckten die Steinkohlenimporte etwa 60 % des gesamten Steinkohlenverbrauchs. Die Einfuhren entfielen zu etwa zwei Dritteln auf fünf Lieferländer, nämlich auf Polen, Südafrika, Russland, Australien und Kolumbien. Die Herkunft der Kokseinfuhren konzentrierte sich auf Polen und China.

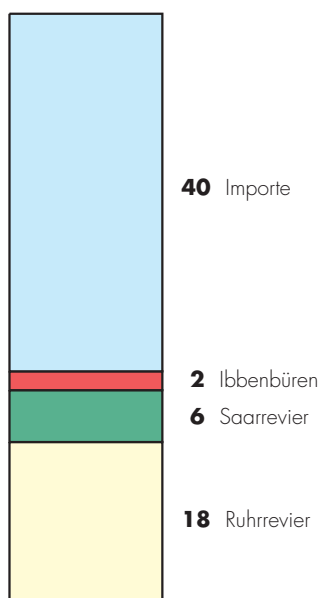
Der gesamte Steinkohlenmarkt in Deutschland hatte im Jahr 2004 ein Volumen von 66 Mio. t SKE. Der

Verbrauch von Steinkohle verteilte sich mit 47 Mio. t SKE auf Kraftwerke, mit 17 Mio. t SKE auf die Stahlindustrie und mit 2 Mio. t SKE auf den Wärmemarkt.

Vor allem aufgrund der geologischen Bedingungen kann die deutsche Steinkohle bei den Produktionskosten nicht mit der Kohle aus überseeischen Lagerstätten konkurrieren. Der deutsche Steinkohlenbergbau wird durch eine energiepolitisch begründete finanzielle Unterstützung gesichert. Dass jedoch nicht allein die Produktionskosten ausschlaggebend sind, zeigte sich in der Verdopplung der Kohlepreise auf dem Weltmarkt seit Beginn des Jahres 2003 und insbesondere in den verzeichneten Preisspitzen für Koks, die weit über den inländischen Erzeugungskosten lagen.

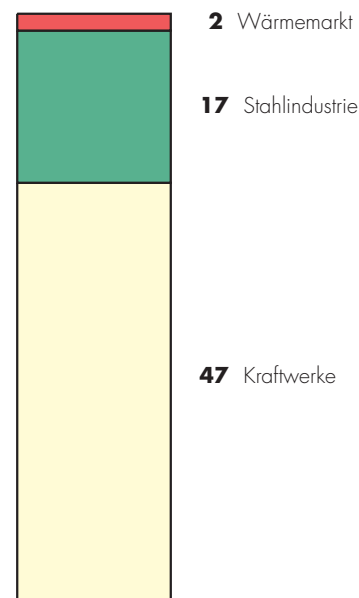
Im Dezember 2004 hat der deutsche Steinkohlenbergbau von der Bundesregierung und von der Landesregierung Nordrhein-Westfalen Zuwendungsbescheide für den Zeitraum 2006 bis 2008 erhalten. Der Bund und das Land Nordrhein-Westfalen wer-

Steinkohlenaufkommen 2004 (in Mio. t SKE)



66 Insgesamt

Steinkohlenverbrauch 2004 (in Mio. t SKE)



66 Insgesamt

Quelle: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt)

den für die drei Jahre insgesamt bis zu 7.319 Mio. € zahlen, davon das Land bis zu 1.620 Mio. €; die RAG wird in diesem Zeitraum einen Eigenbeitrag von 450 Mio. € leisten.

Mit der Erteilung der Zuwendungsbescheide ist die kohlepolitische Umsetzung der ersten drei Jahre des Anpassungsprozesses erfolgt, der bis 2012 vom deutschen Steinkohlenbergbau umzusetzen ist. Nach diesem am 15.07.2003 vereinbarten Anpassungsprozess wird die Förderung von 26 Mio. t im Jahr 2005 auf 16 Mio. im Jahr 2012 reduziert.

Braunkohle

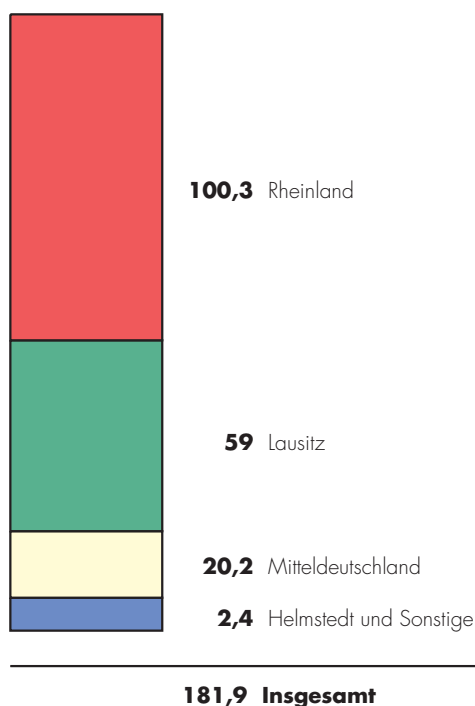
In Deutschland wurden 2004 rund 182 Mio. t Braunkohle – entsprechend 56,6 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Eingeführt wurden knapp 0,1 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99,9 %.

Die deutsche Braunkohlenförderung konzentriert sich auf vier Regionen: Das Rheinische Revier im Westen von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden, das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig und das Helmstedter Revier in Niedersachsen. 2004 entfielen von der Gesamtförderung 55,1 % auf das Rheinland, 32,4 % auf die Lausitz, 11,2 % auf Mitteldeutschland sowie 1,3 % auf Helmstedt.

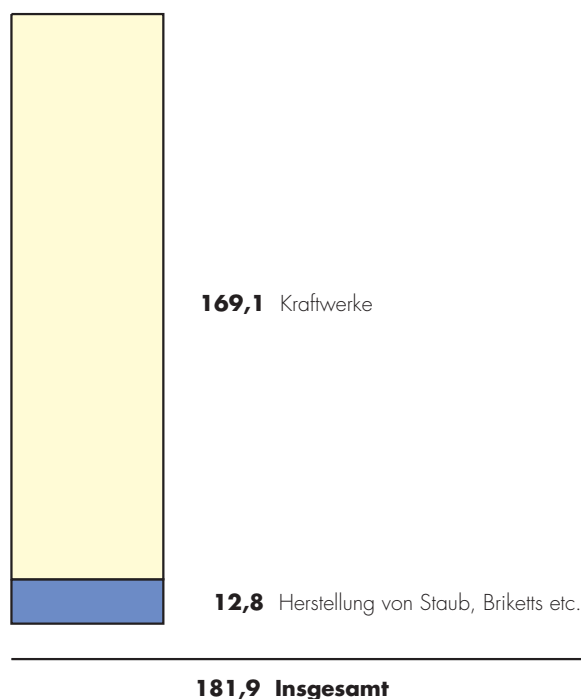
Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung rund um die Uhr über das gesamte Jahr, die so genannte Grundlast. 2004 wurden rund 169 Mio. t Braunkohle in Kraftwerken eingesetzt. Daraus wurden 159 TWh Strom erzeugt. Dies entsprach 26,1 % der gesamten Brutto-Stromerzeugung in Deutschland.

Bei energiepolitischen Rahmenbedingungen, die Investitionssicherheit gewährleisten, ist zu erwarten, dass fortgesetzt in die Erneuerung des Braunkohlen-

**Braunkohlenförderung 2004
(in Mio. t)**



**Braunkohlenverwendung 2004
(in Mio. t)**



Quelle: DEBRIV

kraftwerksparks in Deutschland investiert werden wird. Mit der dadurch bewirkten weiteren Effizienzverbesserung kann bei konstanter Brennstoffeinsatzmenge eine steigende Stromerzeugung auf Basis von Braunkohle realisiert werden.

Strom

2004 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 606,6 TWh. Davon entfielen 87 % auf Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (einschließlich Deutsche Bahn) und 13 % auf Industrie-Kraftwerke und andere Erzeuger (z.B. Windkraftanlagen).

Die Struktur der gesamten Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2004 folgendes Bild: Kernenergie 27,5 %, Steinkohle 22,8 %, Braunkohle 26,1 %, Erdgas 10,2 %, Erneuerbare Energien 8,9 %, Heizöl 1,6 % sowie sonstige Energien 2,9 %. Braunkohle und Kernenergie decken den größten Teil des Grundlastbedarfs an Elektrizität.

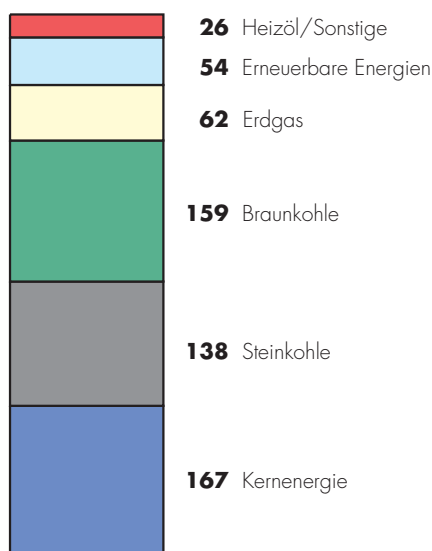
Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren elektrischer Energie in Höhe von 44,2 TWh. Bei Stromausfuhren von 51,5 TWh ist die Bilanz weitgehend ausgeglichen. Deutschland ist die Drehscheibe im europäischen Stromhandel.

Der Brutto-Stromverbrauch erreichte 599,3 TWh, die Netzverluste liegen im europäischen Vergleich mit nur 4 % sehr niedrig.

Der Netto-Stromverbrauch von 527,7 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2004 mit 46,8 % auf die Industrie, mit 26,5 % auf private Haushalte mit 26,7 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen, Verkehr und Landwirtschaft.

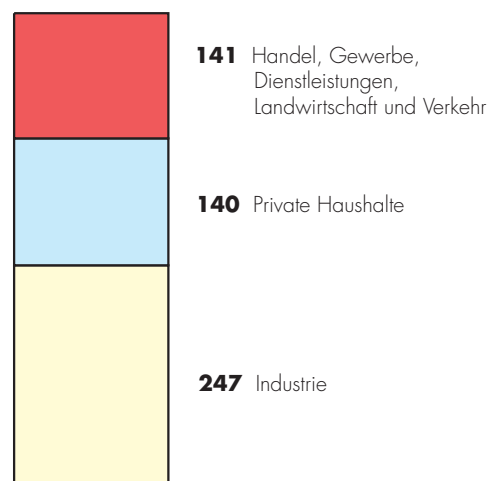
Es wird erwartet, dass der Verbrauch künftig noch leicht ansteigen wird und zwar in der Größenordnung von 0,5 % pro Jahr. 2004 lag der Netto-Stromverbrauch bei 242 kWh pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Strom wird zunehmend effizienter eingesetzt, die Stromintensität sinkt.

Brutto-Stromerzeugung 2004 (in TWh)



Quelle: VDEW

Netto-Stromverbrauch 2004 (in TWh)



528 Insgesamt

Investitionen in den Kraftwerkspark

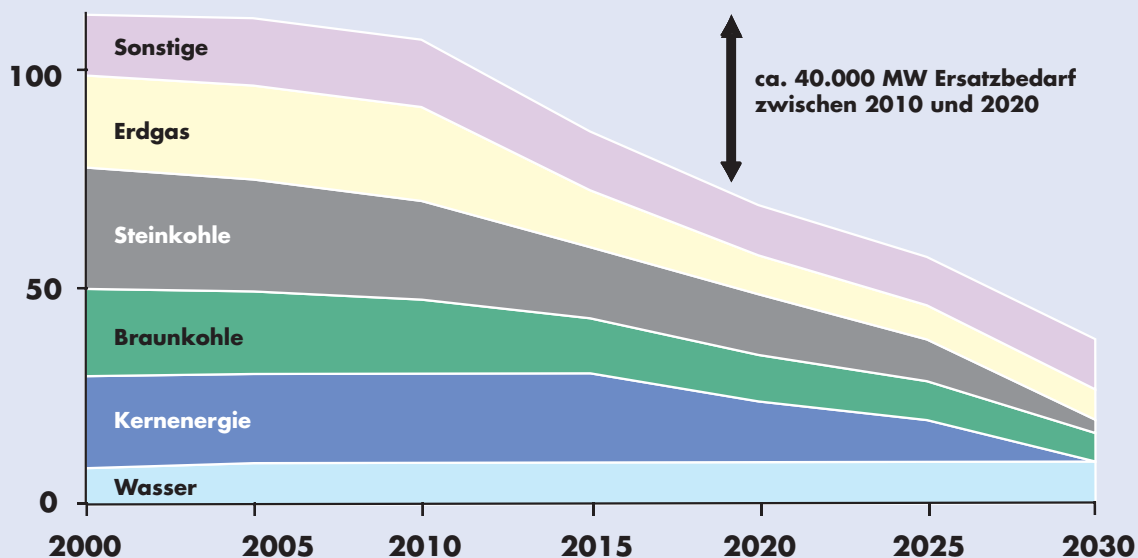
In der deutschen Stromwirtschaft stehen allein im Kraftwerksbereich in den kommenden Jahren Investitionen im mehrstelligen Milliardenbereich an. So müssen bis 2020 bundesweit voraussichtlich ca. 40 Gigawatt (GW) Kraftwerksleistung erneuert werden, da viele der heute im Betrieb befindlichen Anlagen in den kommenden Jahren das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen werden. Der Neubedarf ist zudem in Teilen auf den politisch motivierten Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie zurückzuführen, da Kernkraftwerksleistung schon vor dem Ende ihrer technisch möglichen Lebensdauer ersetzt werden muss. Weiterhin erfordert der weitere Ausbau der Windenergie einen insgesamt größeren Kraftwerkspark, da die Schwankungen der Windenergieeinspeisung von fossilen Kraftwerken flexibel ausgeglichen werden müssen. So zeigt ein Gutachten der Deutschen Energie-Agentur, dass bei einem Ausbau der Windkraftkapazität um ca. 20 GW bis 2015 lediglich 2,2 GW an thermischer Erzeugungskapazität ersetzt werden kann.

Nach einer Phase geringerer Investitionen in Kraftwerksneubauten in den vergangenen Jahren und gleichzeitiger Schließung von Kapazitäten ist somit davon auszugehen, dass es in den nächsten Jahren wieder zu einer verstärkten Neubautätigkeit kommen wird. In der Tat haben be-

reits eine Reihe von Unternehmen Überlegungen zu Neubauten an den Tag gelegt. Erwogen werden sowohl neue Gaskraftwerke mit Gas- und Dampfturbinentechnik (GuD) als auch Erzeugungsanlagen, in denen Stein- und Braunkohle eingesetzt wird.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit sollte das zukünftige Kraftwerksportfolio in Deutschland auch weiterhin auf einen breiten Mix von Primärenergieträgern setzen. Dies gilt auch für Braunkohle und Kernenergie, da diese Formen der Stromerzeugung weit weniger von den zyklischen Weltmarktpreisen für Energie abhängig sind als die Gas- oder Steinkohleverstromung. Um zukünftige Preis- und Versorgungsrisiken zu begrenzen, sollte die Politik dementsprechend nicht einseitig zugunsten eines Primärenergieträgers oder gegen einzelne Technologien in die Marktprozesse eingreifen. Unverzichtbar für die anstehenden Investitionen in den Kraftwerkspark sind weiterhin berechenbare politische Rahmenbedingungen. Dies gilt umso mehr, als Kraftwerksinvestitionen sich über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten rechnen müssen. Insofern ist die Politik aufgefordert, sich im Rahmen eines Energieprogramms auf langfristige energiepolitische Ziele festzulegen und Maßnahmen mit zeitlich weit reichender Wirkung – wie z.B. im Rahmen der Klimapolitik – frühzeitig zu entscheiden.

Altersbedingte Reduktion vorhandener Kraftwerkskapazitäten (in GW)



Prämisse: Außerbetriebnahme einheitlich nach 40 Jahren. Bei Zugrundelegung der Restlaufzeiten der Kernkraftwerke gemäß Ausstiegs-Beschluss erhöht sich der Ersatzbedarf im Jahr 2020.

Quelle: VGB

Die deutsche Stromwirtschaft steht vor einer umfassenden Modernisierung und Erneuerung ihres Kraftwerksparks. Ab 2010 sind voraussichtlich verstärkt fossil gefeuerte Kraftwerke, deren technischen Lebensdauer sich dem Ende zuneigt, zu ersetzen. Auch die politisch beschlossene Beendigung der Nutzung der Kernenergie erfordert die Bereitstellung von Ersatzkapazitäten. Allein in der Dekade 2010 bis 2020 sind 30 000 bis 40 000 Megawatt Kraftwerksleistung zu errichten. Die Rahmenbedingungen müssen daher so gestaltet werden, dass die Optionen für einen breit angelegten Energie- und Technikmix nicht schrittweise reduziert, sondern erweitert werden.

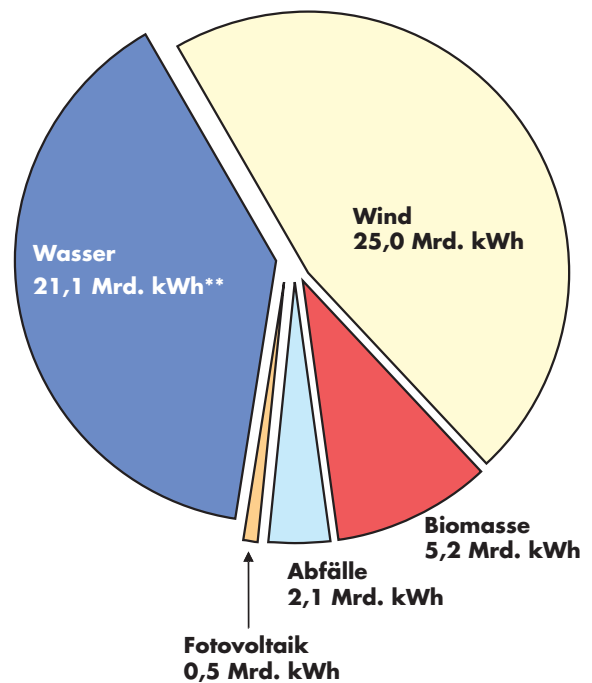
Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien trugen 2004 mit 3,6 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Bedeutendster Wirtschaftszweig zur Nutzung der Erneuerbaren Energien ist die Elektrizitätswirtschaft.

2004 wurden von Stromversorgern und privaten Anlagenbetreibern 53,9 TWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt. Dies entsprach 9 % der gesamten Stromerzeugung in Deutschland. Wichtigste Erneuerbare Energien in diesem Sektor sind Wind und Wasser. 2004 basierten 25,0 TWh auf Windkraft, 21,1 TWh auf regenerativ eingestufte Wasserkraft, 5,2 TWh auf Biomasse, 2,1 TWh auf Müll sowie 0,5 TWh auf Photovoltaik.

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland 2004

53,9 Mrd. kWh = 9,0 % des Bruttoinlandsstromverbrauchs*



* Schätzung

** Pumpspeicher ohne natürlichen Zufluss nicht mitgerechnet

Quelle: VDEW

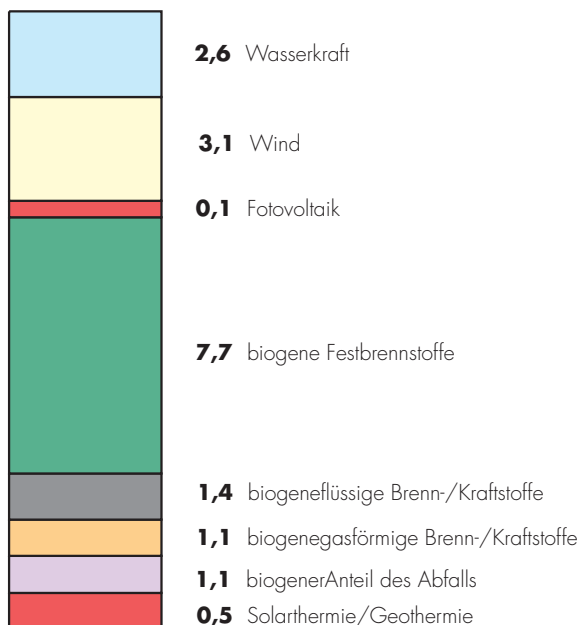
Entscheidend für den 2004 erneut verzeichneten Anstieg des Beitrags Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung ist das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Danach hat der Netzbetreiber dem Einspeiser von Strom aus EEG-Anlagen die im Erneuerbare-Energien-Gesetz geregelte Mindestvergütung zu entrichten.

Die gesamte Vergütung für EEG-Einspeisungen belief sich im Jahr 2004 auf 3,39 Mrd. € (2003: 2,60 Mrd. €). Bei 37,1 TWh EEG-Einspeisungen (2003: 28,5 TWh) errechnet sich daraus für 2004 ein durchschnittlicher Vergütungssatz von 9,05 ct/kWh (2003: 9,14 ct/kWh). Die EEG-Einspeisungen sind

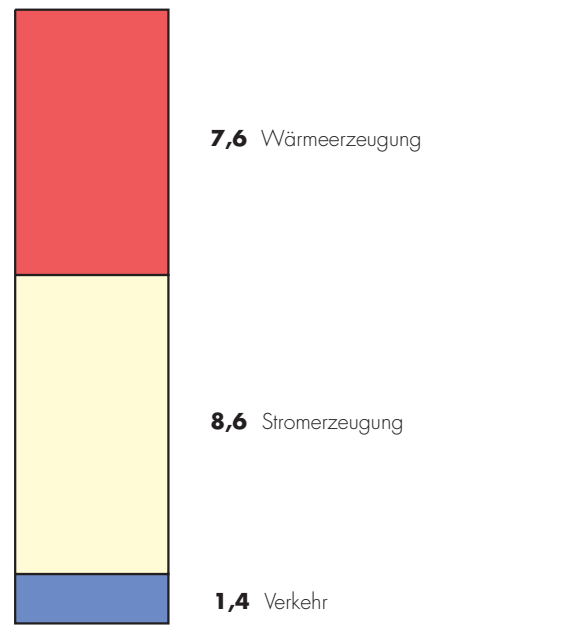
niedriger als der Gesamtbeitrag Erneuerbarer Energien zur Stromversorgung. Ursachen sind: Die Einspeisung aus Wasserkraft wird gemäß EEG grundsätzlich nur bei Anlagen bis 5 MW gefördert (seit 01.08.2004 wird allerdings die Einspeisung aus einer um mindestens 15 % erhöhten Leistung für diesen Teil der Anlagen > 5 MW ebenfalls gefördert). Der als regenerativ definierte Strom aus Müll ist nicht vom EEG erfasst. Andererseits wird die Stromerzeugung aus Grubengas durch das EEG gefördert, wobei Grubengas keine Erneuerbare Energie ist.

2004 fielen zwei Drittel des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms unter die Förderung des EEG.

Aufkommen 2004 (in Mio. t SKE)



Verwendung 2004 (in Mio. t SKE)



Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat)

Erneuerbare-Energien-Gesetz in Kraft

Am 1. August 2004 ist das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) in Kraft getreten. In diesem Gesetz, das Teil des Gesetzes zur Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 21. Juli 2004 ist, ist als Ziel verankert, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf mindestens 12,5 % bis zum Jahr 2010 (Verdopplung gegenüber 2000) und auf mindestens 20 % im Jahr 2020 zu steigern. Des Weiteren ist – zusätzlich zum Klima- und Umweltschutz – auch der Naturschutz mit in den Gesetzeszweck aufgenommen worden.

Das EEG regelt den Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas in Deutschland an die Netze für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität. Es wird die vorrangige Pflicht zur Abnahme, Übertragung und Vergütung des Stroms durch die Netzbetreiber rechtlich verankert. Ferner enthält das Gesetz eine Regelung über den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen und vergüteten Stroms zwischen den Netzbetreibern und schlussendlich den Stromlieferanten. Außerdem ist der Kreis der energieintensiven Unternehmen des produzierenden Gewerbes, für die eine Begrenzung der Belastungen aus dem EEG vorgesehen ist, im Vergleich zu den vorher geltenden Bestimmungen erweitert worden.

Die im Gesetz festgelegten Vergütungssätze sind abhängig von der Art der Anlage sowie auch vom Jahr der Inbetriebnahme. Der Vergütungszeitraum, für den die Vergütungssätze in der gesetzlich fixierten Höhe garantiert werden, beträgt in der Regel 20 Jahre. Für Wasserkraftanlagen ≤ 5 MW ist die Förderdauer grundsätzlich auf 30 Jahre festgelegt; für Anlagen > 5 MW (nur bei Leis-

tungserhöhung > 15 % für diesen Teil) erfolgt eine Förderung in der gesetzlich garantierten Höhe für die Dauer von 15 Jahren. Für Bestandsanlagen existieren darüber hinaus Übergangsregelungen.

Die Vergütungssätze sind im Vergleich zu der zuvor geltenden Regelung für Strom aus Biomasse, Geothermie und kleinen Wasserkraftwerken erhöht worden. Weiterhin ist eine geringe Absenkung bei den Vergütungen für Onshore-Windanlagen bei gleichzeitiger Verbesserung der Rahmenbedingungen für Offshore-Windanlagen erfolgt. Die Vergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie, die aufgrund des Auslaufens des 100.000 Dächer-Solarstrom-Programms bereits mit Wirkung zum 1. Januar 2004 erhöht worden war, ist seit dem 1. August 2004 auf Sätze zwischen 45,7 ct/kWh (bei Freiflächenanlagen) und 62,4 ct/kWh (wenn die Anlage Bestandteil eines Gebäudes, aber nicht auf dem Dach oder als Dach des Gebäudes angebracht ist und die Leistung höchstens 30 kW beträgt) festgelegt.

Die im Gesetz ausgewiesenen Mindestvergütungsbeträge gelten bei Inbetriebnahme im Jahr 2004 in der festgelegten Höhe für den gesamten im Gesetz ausgewiesenen Vergütungszeitraum. Bei späterer Inbetriebnahme kommen überwiegend abgesenkte Vergütungssätze zur Anwendung. Diese degressive Ausgestaltung greift allerdings teilweise erst ab 2006 (Biomasse), ab 2008 (offshore Wind), ab 2010 (Geothermie) bzw. gar nicht (neue Wasserkraftwerke bis 5 MW) und betrifft nur ab den genannten Jahren neu errichtete Anlagen, für die dann die Vergütungssätze in der reduzierten Höhe des Inbetriebnahmejahres innerhalb des gesamten Vergütungszeitraumes fix sind.

Beschäftigungseffekte der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Im Zuge der Diskussion über die Effekte der Erneuerbaren Energien auf die Beschäftigung wurden in den vergangenen Jahren in Deutschland vier Studien angefertigt:

- Eine Aktualisierung der Schätzung der Beschäftigungszahlen im Umweltbericht durch das DIW (2004)
- Beschäftigungseffekte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien durch das Institut für Wirtschaftsforschung, Halle (IWH, 2003)
- Sektorale und gesamtwirtschaftliche Wirkung des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien durch das RWI (2004)
- Die Ermittlung der Arbeitsplätze und Beschäftigungswirkung im Bereich Erneuerbarer Energien durch das bremer energie institut (BEI, 2003)

Die Aussagen der Bundesregierung, dass 120.000 Beschäftigte im Bereich Erneuerbare Energien in Deutschland tätig sind, beruht auf der Studie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) „Aktualisierung der Schätzung der Beschäftigungszahlen im Umweltschutz“. Die Studie bezieht sich dabei auf das Jahr 2002.

Das Institut für Wirtschaftsforschung Halle (IWH) kommt in der im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) erstellten Studie „Beschäftigungseffekte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien“ (September 2003) zu dem Ergebnis, dass die Förderung Erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2010 zu keiner spürbaren Entlastung des Arbeitsmarktes beiträgt. Nach einer Simulationsrechnung werden die Netto-Beschäftigungseffekte zu Beginn der Förderung – einhergehend mit dem Investitionsanstieg beim Ausbau Erneuerbarer Energien – mit

13.000 zusätzlich Beschäftigten ermittelt, im weiteren Verlauf sinken die Beschäftigtenzahlen ins Negative und steigen in 2010 auf etwa 7.000 Beschäftigte wieder an.

Die im Auftrag des BMWA erstellte Studie „Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)“ des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung, des Instituts für Energetik & Umwelt gGmbH und des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (RWI/IE/EWI) (März 2004) geht davon aus, dass die Beschäftigung zunächst durch zusätzliche Investitionen in den Ausbau Erneuerbarer Energien um 35.600 Arbeitsplätze in 2004 ansteigt, sich aber auf der Zeitachse aufgrund der überlagernden Kostenimpulse infolge der steigenden EEG-Förderung langfristig negativ entwickelt (minus 6.100 Arbeitsplätze in 2010) und dieser Trend beibehalten wird.

Auch das von der Hans-Böckler-Stiftung beim bremer energie institut in Auftrag gegebene Gutachten (2003) kommt zu dem Ergebnis, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien über einen Zeitraum von 20 Jahren per Saldo einen kumulierten Verlust von 19.000 Arbeitsplätzen bedeuten wird. Das bremer energie institut kommt dabei zu dem Schluss, dass ein Strukturwandel zu mehr Umweltqualität auf jeden Fall zu einer Verlagerung von Beschäftigung (sektoraler Strukturwandel) führt.

Ein positiver Nettoeffekt, d.h. die Schaffung neuer oder die Erhaltung bestehender Arbeitsplätze, kann nur entstehen, wenn die Optionen hochgradig wirtschaftlich sind, wenn heimische Wertschöpfung eine größere Rolle spielt oder ein Nettoexport ausgelöst wird. In seiner bisherigen Form wird dies durch das EEG nicht erzielt.

Dena-Netzstudie

Im Februar 2005 wurde die von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) in Auftrag gegebene Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (dena-Netzstudie) veröffentlicht.

Die Studie soll eine grundlegende und von möglichst vielen Akteuren getragene langfristige energiewirtschaftliche Planung ermöglichen. Aufgrund der Tatsache, dass die Windenergie mittelfristig das größte Potential in Deutschland hat, um den Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch zu erhöhen, ist eine effiziente Integration von Windenergieleistungen an Land und auf See in das elektrische Verbundsystem dabei von entscheidender Bedeutung. Neben der Entwicklung von Szenarien zum Ausbau der Erneuerbaren Energien, mit Hauptfokus auf die Windenergie, wurden die Auswirkungen auf den Ausbau und die Sicherheit des Höchstspannungs-Verbundnetzes sowie auf den Kraftwerkspark betrachtet. Es wurden ebenfalls Aussagen über die benötigte Regel-/Reserveenergie, die Kostenentwicklung und die Entwicklung der CO₂-Emissionen getroffen.

Während der Bearbeitung der Studie wurde deutlich, dass nur Lösungen für die Integration der Erneuerbaren Energien in das bestehende Verbundnetz und den Kraft-

werkspark bis zu einem Anteil von ca. 20 % an der Stromerzeugung (5 % Offshore-Wind, 7,5 % Onshore-Wind und 7,5 % andere Erneuerbare Energien) erarbeitet werden können. Eine darüber hinausgehende Steigerung des Anteils der Erneuerbaren Energien würde in Fällen von Starkwind und gleichzeitiger Schwachlast (z.B. an Feiertagen) zu der Situation führen, die ohne ein Erzeugungsmanagement für Windenergieanlagen nicht mehr beherrschbar wäre. Ein solches Erzeugungsmanagement sollte jedoch zunächst nicht berücksichtigt werden.

Da der Anteil von 20 % entsprechend den prognostizierten Zubauraten schon im Jahre 2015 erreicht wird, wurde der Betrachtungszeitraum auf dieses Jahr begrenzt.

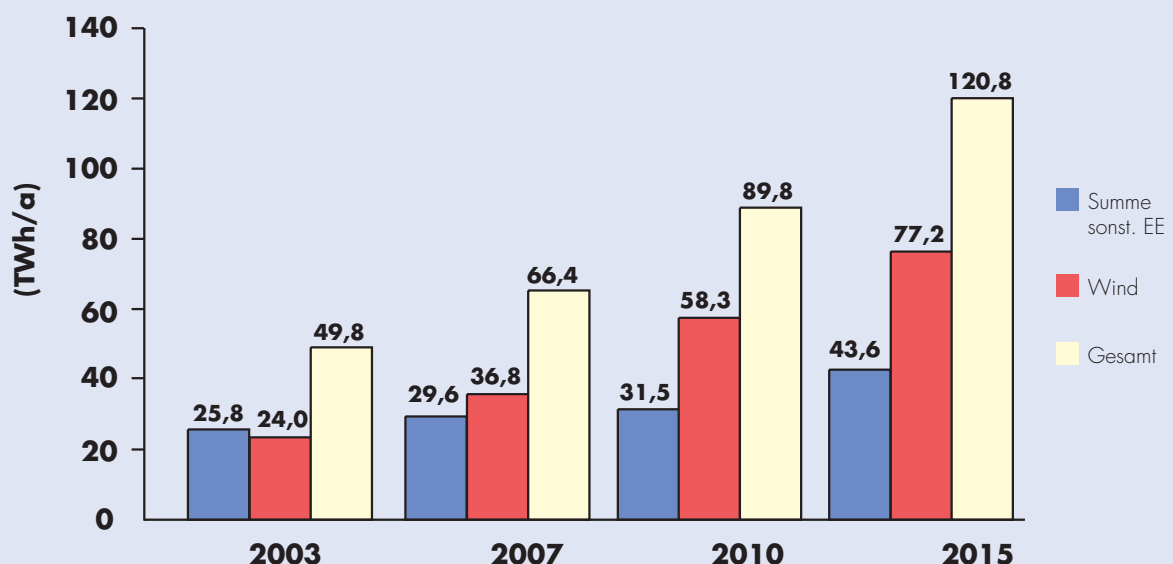
Es wurde deshalb entschieden, den Zeithorizont 2015 – 2025 in einer Nachfolgestudie zu betrachten.

Ergebnisse der Studie:

Netzausbau:

Für die weitere Integration der Erneuerbaren Energien in das Verbundnetz ist die rechtzeitige Verstärkung und Erweiterung des Verbundnetzes notwendig. Bis zum Jahr

Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien



Quelle: Dena

2015 sind 392 km des bestehenden Verbundnetzes zu verstärken und 850 km neue Verbundnetztrassen zu bauen. Die Kosten hierfür werden mit ca. 1,1 Mrd. € veranschlagt. Die Investitionskosten für die Seekabel-Anbindungen der Offshore-Windparks bis zum Netzanschlusspunkt werden bis zum Jahr 2015 mit ca. 5 Mrd. € veranschlagt. Die letztgenannten Kosten zählen zu den Netzanschlusskosten, die den Errichtungskosten der Windenergieanlagen zuzurechnen sind und durch die EEG-Einspeisevergütungen finanziert werden.

Um einen weiteren Ausbau der Windenergie nicht zu gefährden, sind neben den laufenden unverzüglichen Umsetzung von Planungs- und Genehmigungsverfahren vor allem die Genehmigungsverfahren für den Netzausbau zu beschleunigen. Kurz- bis mittelfristig besteht neben den vorgenannten planungsrechtlichen Voraussetzungen Handlungsbedarf u.a. bei der Weiterentwicklung der Netz-Anschlussbedingungen für Windenergieanlagen, vor allem im Hoch- und Mittelspannungsnetz. Mittel- bis langfristig sind Windenergieanlagen an der Netzbetriebsführung zu beteiligen, d.h. Etablierung eines Einspeisemanagements, Netzstützung in Fehlersituationen und die Bereitstellung von Regelleistung.

Zugewinn an gesicherter Leistung durch Windenergieanlagen

Der Zugewinn an gesicherter Leistung durch Windenergieanlagen stellt näherungsweise die Leistung im konventionellen Kraftwerkspark dar, auf die durch die installierte Windenergieanlagen-Leistung ohne Einschränkung der Versorgungssicherheit verzichtet werden kann. Aufgrund der Abhängigkeit der Stromerzeugung durch Windenergieanlagen vom volatilen Windangebot kann nur ein geringer Anteil der installierten Leistung der Windenergieanlagen zur gesicherten Leistung beitragen. Bei einer installierten Windenergieleistung von rund 36 GW (Jahr 2015) beträgt dieser Zugewinn ca. 5 bis 6 %, d.h. die verbleibenden Anteile müssen durch andere, sicher verfügbare Windangebot Erzeugungsanlagen abgesichert werden.

CO₂-Vermeidungskosten

Die CO₂-Vermeidungskosten der Windenergie sinken zwar in allen untersuchten Szenarien. Ausgehend vom Jahr 2007 mit CO₂-Vermeidungskosten von 95 – 168 €/t CO₂ sinken sie bis zum Jahr 2015 auf 41 bis 77 €/t CO₂. Sie sind jedoch auch 2015 noch deutlich höher als alternative Einsparmöglichkeiten von CO₂-Emissionen, wie Kraftwerksmodernisierungen oder Effizienzsteigerungen der Nachfrageseite.

Kostenentwicklung

Bei der Betrachtung der Kostenaspekte beim Ausbau der Windenergie ergeben sich zum einen Kostenerhöhungen durch die EEG-Einspeisevergütungen, Kosten für die Verstärkung und den Ausbau des Höchstspannungsnetzes sowie Kosten im konventionellen Kraftwerkspark inklusive Regel- und Reserveenergie. Demgegenüber stehen Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark durch Reduktion der Brennstoff-, Kapital- und Instandhaltungskosten. Bei diesen Kostenbetrachtungen ist jedoch zu beachten, dass in der Studie von institutionellen und organisatorischen Rahmenbedingungen ausgegangen wird, die nicht in allen Punkten der heutigen Situation des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland entsprechen. U. a. wird die derzeit gegebene Trennung der Verantwortlichkeiten zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Kraftwerksbetreibern nicht berücksichtigt.

Durch die Förderung aller Erneuerbarer Energien im Zeitraum bis 2015 (inklusive Windenergieausbau) steigen die Kosten für den Endkunden, welcher nicht unter die Härtefallregelungen fällt, je nach Szenario um 0,905 bis 1,105 Cent je kWh gegenüber dem Jahr 2003. Es ist anzumerken, dass die Mehrbelastungen der Endkunden im Jahr 2003 durch die Förderung der Erneuerbaren Energien in vorgenannten Zahlen nicht berücksichtigt sind.

Die Ergebnisse der Studie gelten nur unter den vereinbarten Randbedingungen und Annahmen (z.B. einheitlicher Gleichzeitigkeitsfaktor der Windeinspeisung in ganz Deutschland, keine weitere Steigerung der innereuropäischen Stromhandelsflüsse gegenüber dem Niveau von 2003). Sie stellen damit auch nur ein mögliches Szenario dar. Bei der konkreten Planung der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber können durchaus auch weitere, zusätzliche Netzausbaumaßnahmen erforderlich werden, wenn die jeweilige tatsächliche Ausbausituation der Windenergie berücksichtigt wird.

Eine weitere deutliche Zunahme der räumlich konzentrierten Offshore-Wind-Leistung in Norddeutschland, wie sie nach 2015 geplant ist, erfordert eine aufwändigere Untersuchung, um belastbare Lösungen zu entwickeln. Dies soll im Rahmen einer Nachfolgestudie erfolgen, wobei u.a. die Betrachtungen auch auf den europäischen Netzverbund ausgeweitet werden sollen.

Perspektiven

Die Energiemärkte in Deutschland befinden sich im Umbruch. Der Trend zu einer Entkopplung von Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum wird sich weiter fortsetzen und intensivieren. Für die Erzeugung von Gütern und Dienstleistungen wird immer weniger Energie benötigt. Forschungsinstitute kommen zu dem Ergebnis, dass der Primärenergieverbrauch bis 2020 in Deutschland bei einer um mehr als ein Drittel zunehmenden Wirtschaftsleistung sogar leicht sinken wird. Im Unterschied zu diesem generellen Verlauf wird beim Bedarf an elektrischer Energie allerdings, wie bereits erwähnt, noch von einem weiteren Verbrauchsanstieg in der Größenordnung von einem halben Prozent pro Jahr ausgegangen.

Deregulierung und Liberalisierung für die leitungsgebundenen Energien Strom und Gas werden zu einer engeren Integration der verschiedenen nationalen Märkte hin zu einem einzigen gesamteuropäischen Binnenmarkt für Energie führen.

Die Unternehmen konkurrieren dabei zunehmend mit Wettbewerbern aus dem benachbarten Ausland – nicht immer unter gleichen Bedingungen. Dieser Wettbewerb auf stagnierenden bis leicht schrumpfenden Märkten stellt die Unternehmen vor besondere Herausforderungen.

Die Politik muss die geeigneten Rahmenbedingungen schaffen, damit die Versorgungssicherheit langfristig auch unter den Bedingungen des Wettbewerbs aufrecht erhalten werden kann. Es macht keinen Sinn, verschiedene Energieträger gegeneinander auszuspielen. Angesichts des stark wachsenden Weltenergiebedarfs werden zunehmende Versorgungsbeiträge sämtlicher Energiearten benötigt. Insoweit ergänzen sich fossile Energien, Kernenergie und Erneuerbare Energien gegenseitig.

Nationale Sonderwege in der Energie- und Umweltpolitik sind nicht vertretbar. Weitergehende Klimagas-Reduktionen im nationalen Alleingang, die über die Verpflichtungen Deutschlands im Rahmen des EU-Burden-Sharings (– 21 % 1990 bis 2008/2012) hinausgehen, sind unrealistisch, wenn Deutschland als Erzeugungsstandort für Energie und als Industriestandort insgesamt nicht gefährdet werden soll.

Neufassung des Energiewirtschaftsrechts

Der Deutsche Bundestag hat am 15. April 2005 das „Zweite Gesetz zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts“ beschlossen. Hintergrund des Gesetzesvorhabens ist die Umsetzung der am 4. August 2003 in Kraft getretenen „Beschleunigungsrichtlinien“ für den Strom- und Erdgasbinnenmarkt der Europäischen Union. Bereits am 28. Juli 2004 hatte das Bundeskabinett einen entsprechenden Gesetzentwurf vorgelegt.

Kernpunkte des Gesetzentwurfes, der eine nahezu vollständige Neugestaltung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vorsieht, sind u.a. die gesellschaftsrechtliche Entflechtung des Netzbetriebs von den übrigen Geschäftsfeldern der Energieversorgungsunternehmen (EVU) sowie die Regulierung der Energieversorgungsnetze, die einen diskriminierungsfreien Zugang Dritter zu den Netzen im Strom- und Gasbereich sicherstellen soll. Die Aufsicht über die Energieversorgungsnetze soll der bisherigen Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post als selbständige neue Aufgabe zugewiesen werden; die Regulierungsbehörde soll dann in „Bundesnetzagentur“ für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen umbenannt werden.

Verglichen mit den 19 Paragraphen des „alten“ energierechtlichen Ordnungsrahmens wird das neue Gesetz enorm an Umfang zulegen. Mit den rund 120 Paragraphen des zukünftigen EnWG und einer zweistelligen Zahl von dazugehörigen Rechtsverordnungen sehen sich die Versorgungsunternehmen und Netzbetreiber zukünftig einer Vielzahl von Anforderungen ausgesetzt. Die Entwürfe der vier zentralen Rechtsverordnungen zum Netzzugang und zu den Netzentgelten für Strom und Gas wurden am 13. April 2005 vom Bundeskabinett verabschiedet. Die Verordnungen, die vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) vorgelegt worden sind, konkretisieren die Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes und bedürfen der Zustimmung des Bundesrates.

Die Netzzugangsverordnung Strom greift das bereits erfolgreich praktizierte Netzzugangsmodell auf und entwickelt dieses weiter. Sie regelt eine Vielzahl von Veröffentlichungspflichten für die Netzbetreiber. Zudem soll sie den Kunden durch detaillierte Vorschriften einen reibungslosen und zügigen Wechsel zu einem anderen Lieferanten ermöglichen.

Die Netzzugangsverordnung Gas enthält ein flexibles Entry-Exit-Modell. Bisher musste für jeden Transportvorgang ein bestimmter Transportpfad festgelegt werden. Dafür

waren ein konkreter Einspeisepunkt und ein konkreter Ausspeisepunkt zu benennen. Das neue Netzzugangsmodell ist dagegen flexibel. Soweit dies netztechnisch möglich ist, soll nun unabhängig vom Einspeisepunkt jeder Gasverbraucher in Deutschland in freiem Wettbewerb mit Gas versorgt werden. Die Angabe eines Transportpfades ist in der Regel nicht mehr erforderlich. Das Zugangsmodell wird ergänzt durch vielfältige Kooperationspflichten der Netzbetreiber, die sicherstellen sollen, dass der Netzzugang für die Transportkunden effizient erfolgt.

Die Netzentgeltverordnungen Strom und Gas enthalten umfangreiche Regelungen zur Bestimmung und Höhe der für den Netzzugang zu zahlenden Entgelte. Die Vorschriften sollen einerseits den Netzbetreibern die erforderliche Rechtssicherheit geben und andererseits der Regulierungsbehörde ermöglichen, weitere Vorgaben zu machen, wenn dies erforderlich ist. Die Entgeltverordnungen gestalten auch das bereits im Energiewirtschaftsgesetz angelegte Vergleichsverfahren aus. Um zu gewährleisten, dass die Netzentgelte in Deutschland angemessen sind, werden in den Vergleich auch andere europäische Netzbetreiber einbezogen. Ein wesentlicher Bestandteil der Netzentgeltregelungen sind die Veröffentlichungspflichten für die Netzbetreiber, die eine hohe Transparenz gewährleisten sollen.

Ausblick zum Redaktionsschluss

Die Bundesregierung strebt ein In-Kraft-Treten des Zweiten Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts noch vor der parlamentarischen Sommerpause 2005 an – dies nicht zuletzt da der politische Druck aus Brüssel weiter wächst. Die Europäische Kommission hat bereits Vertragsverletzungsverfahren gegen Deutschland und 17 weitere EU-Staaten eingeleitet, da die Richtlinie zur Energiemarktliberalisierung nicht zeitgerecht umgesetzt wurde. Bereits zum 1. Juli 2004 hätte die Regulierungsbehörde eingerichtet sein müssen.

Der Deutsche Bundesrat hat sich in seiner Sitzung am 29. April 2005 mit dem Gesetzentwurf befasst und dabei den Vermittlungsausschuss mit dem Ziel einer grundlegenden Überarbeitung des Gesetzes angerufen. Auch wenn die Kompromissbereitschaft der Bundestagsfraktionen und der Bundesländer hoch einzuschätzen ist, sind hier weitere Spannungen zu erwarten. Ein In-Kraft-Treten des Gesetzes im Sommer 2005 scheint dennoch möglich zu sein.

Energieeinheiten

Ausgangseinheit \ Zieleinheit	Mio. t SKE	Mio. t RÖE	Mrd. kcal	TWh
1 Mio. t Steinkohleeinheit (SKE)	–	0,7	7.000	8,14
1 Mio. t Rohöleeinheit (RÖE)	1,429	–	10.000	11,63
1 Mrd. Kilokalorien (kcal)	0,000143	0,0001	–	0,001163
1 Terawattstunde (TWh)	0,123	0,0861	859,8	–

(1 Barrel = 159 Liter)

Kilo	= k	= 10 ³	= Tausend
Mega	= M	= 10 ⁶	= Million
Giga	= G	= 10 ⁹	= Milliarde
Tera	= T	= 10 ¹²	= Billion
Peta	= P	= 10 ¹⁵	= Billiarde

Abkürzungsverzeichnis

BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie	m ² /a	Quadratmeter Nutzfläche
BIP	Bruttoinlandsprodukt	MOST	Ministerium für Wissenschaft und Technologie Chinas
BP	British Petroleum	MW	Megawatt
BHKW	Blockheizkraftwerk	NDRC	Nationale Entwicklungs- und Reformkommission Chinas
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	OE	Öläquivalent
BMZ	Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit	OPEC	Organisation Erdöl exportierender Länder
CEC	China Electricity Council (Verband)	PEV	Primärenergieverbrauch
CNOOC	China National Offshore Oil Corporation	PPA	Power Purchase Agreements
CNPC	China National Petroleum Corporation	PPP	Kaufkraftstandards (Purchasing Power Parities)
CO ₂	Kohlendioxid	RMB	Renminbi (chinesische Währung)
CPJ	China Power International (Erzeugungsunternehmen)	SASAC	Kommission für Aufsicht und Verwaltung der staatlichen Vermögenswerte
ct	Eurocent	SAWS	Staatsverwaltung für Arbeitssicherheit Chinas
CDM	Clean Development Mechanism	SDPC	Kommission für Entwicklung und Planung Chinas
dena	Deutsche Energie-Agentur	SEPA	State Environmental Protection Administration (chin. Umweltministerium)
DNK	Deutsches Nationales Komitee des Weltenergie Rates	SERC	China Electric Power Regulatory Commission
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz	SETC	Kommission für Wirtschaft und Handel Chinas
EEV	Endenergieverbrauch	SGC	State Grid Corporation
EVU	Energieversorgungsunternehmen	SOE	State Owned Enterprises
EU	Europäische Union	SKE	Steinkohleneinheit
GW	Gigawatt	TWh	Terawattstunde
GTZ	Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit	UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
GUS	Gemeinschaft unabhängiger Staaten	UN	United Nations
IAEO	Internationale Atomenergie-Organisation	USD	US-Dollar
IGCC	Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung	VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
JV	Joint Venture	WEC	World Energy Council
kWh	Kilowattstunde	WFO	wholly foreign owned
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	WTO	World Trade Organization
LNG	Liquified Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)	YRMB	Yuan (chinesische Währungseinheit)

Mitglieder des DNK-Präsidiums

Jürgen Stotz, Präsident
Dr. Klaus Rauscher, stv. Präsident
Prof. Dr. Gerhardt Wolff, Schatzmeister
Dr. Ralf Güldner
Dr. Klaus-Ewald Holst
Dr. Ulrich Middelmann
Thierry Pflimlin
Prof. Dr. Peter Reißler
Harry Roels
Klaus Voges

Mitglieder des Präsidialausschusses

Dr. Rainer Abbenseth, Vorsitzender
Volker Heck
Dr. Hermann Holfeld
Bernhard Kaltefleiter
Rainer Knauber
Mathias Schuch

Arbeitsgruppe „Energie für Deutschland“

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, Vorsitzender
Martin Czakainski
Dr. Jens Perner
Dr. Chistiane Schmid
Jörg Schupan
Ingo Seeligmüller

DNK-Geschäftsführer

Dr. Carsten Rolle, V.i.S.d.P.

World Energy Council

Der Weltenergierat (WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute 96 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der Weltenergierat ist heute die Plattform für die Diskussion globaler und langfristiger Fragen der Energiewirtschaft, der Energiepolitik und der Energietechnik. Als nicht-staatliche, gemeinnützige Organisation bildet er ein weltweites Kompetenznetz, das in Industrieländern, Schwellenländern und Entwicklungsländern aller Regionen vertreten ist.

Die Aktivitäten des Weltenergierates umfassen das gesamte Spektrum der Energieträger – Kohle, Öl, Erdgas, Kernenergie und Erneuerbare Energien – sowie die damit verbundenen Umwelt- und Klimafragen. Damit ist er das einzige energieträgerübergreifende globale Netzwerk dieser Art. Sein Ziel ist es seit Gründung, die nachhaltige Nutzung aller Energieformen voranzutreiben – zum Wohle aller Menschen, insbesondere der rund 2 Milliarden Menschen, die heute noch ohne Zugang zu ausreichender und bezahlbarer Energie sind.

Mit diesem Ziel führt der Weltenergierat Studien sowie technische und regionale Programme durch, die alle drei Jahre auf den Weltenergiekongressen präsentiert werden:

19. Weltenergiekongress:
05.–09. September 2004 – Sydney

20. Weltenergiekongress:
09.–15. November 2007 – Rom

21. Weltenergiekongress:
2010 – Montreal

WEC: www.worldenergy.org

DNK

Das DNK (Deutsches Nationales Komitee) ist das nationale Mitglied des Weltenergierates für Deutschland. Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen an. Als nicht-staatlicher, gemeinnütziger Verein ist das DNK unabhängig in seiner Meinungsbildung. Im Präsidium des Vereins sind alle Energieträger repräsentiert.

Das DNK arbeitet an den Positionen und Studien des Weltenergierates intensiv mit. Daneben organisiert es auch eigene Veranstaltungen und gibt mit der vorliegenden Publikation „Energie für Deutschland“ jährlich einen Überblick über die wichtigsten energiewirtschaftlichen Daten und Perspektiven für die Welt, Europa und für Deutschland.

DNK: www.weltenergierat.de

Herausgeber:

Deutsches Nationales Komitee des Weltenergiesrates e.V. (DNK)
Gertraudenstr. 20 · 10178 Berlin
Tel: +49 (0) 30 / 20 61 67 50 · Fax: +49 (0) 30 / 20 28 25 95
Mail: DNK@freenet.de

www.worldenergy.org · www.weltenergiesrat.de

Schutzgebühr: 18,- €

