

Aktuelle Entwicklungen in der indischen Energie- und Elektrizitätswirtschaft

VON

Mike Enskat

Die Energiepolitik der Indischen Union hatte seit der Unabhängigkeit zwei gesamtwirtschaftlichen Entwicklungen Rechnung zu tragen. Zum einen strebten die verschiedenen Regierungen in Neu-Delhi seit 1947, wie die vieler anderer postkolonialer Staaten, eine forcierte Industrialisierung an. Dieses bedeutete von Anbeginn eine erhebliche Herausforderung im Sinne einer gesamtindischen Infrastrukturpolitik. Im Energiesektor bestand hierbei vor allem die Notwendigkeit, Kapazität zur kommerziellen Produktion und Verteilung von elektrischer Energie aufzubauen. Zum anderen galt die ländliche Elektrifizierung von einer halben Million Dörfern als Testfall für einen demokratischen und auf die Interessen weiter Bevölkerungsschichten ausgerichteten Modernisierungsprozeß. Die Modernisierung der Landwirtschaft und im besonderen die Grüne Revolution bedingten weitere strukturelle Veränderungen in der indischen Energie- und Elektrizitätswirtschaft. Die Verbreitung elektrisch betriebener Wasserpumpen sorgte zwar für eine deutliche Steigerung landwirtschaftlicher Erträge in zuvor nahezu unfruchtbaren Regionen, bedeutete aber auch die Entstehung eines neuen Nachfragesektors nach elektrischer Energie.

Diesen Politikzielen beim Aufbau einer funktionierenden Versorgung mit kommerziell erzeugter Energie standen die zahlreichen Beschränkungen eines postkolonialen Drittweltlandes gegenüber. Da waren zum einen die astronomisch anmutenden Kapitalanforderungen, die der Aufbau einer solchen Infra-

struktur bedeutete. In Anbetracht all der Investitionserfordernisse, mit denen sich die indische Regierung in den ersten Jahren der Unabhängigkeit konfrontiert sah, konnte nur punktuell auf die wichtigsten Erfordernisse eingegangen werden. Hinzu kam, daß die Regierungen in den Unionsstaaten im Sinne eines föderalen Ausgleichs nach einer angemessenen Berücksichtigung bei Investitionsentscheidungen des Zentrums verlangten. Energiepolitik ist ein Aufgabenbereich, dessen Verantwortung sich Zentrale und Unionsstaaten teilen (*concurrent list* der Verfassung). Unter der politisch-moralischen Autorität des ersten Premierministers Jawaharlal Nehru mit Kongreßregierungen in Neu-Delhi und in den Hauptstädten der Unionsstaaten gestaltete sich dieser Interessenausgleich weitaus einfacher, als dieses dann seit Mitte der sechziger Jahre der Fall war. Der Trend der neunziger Jahre zur Regionalisierung in Indien mit den zunehmend selbstbewußten Regierungen in den Unionsstaaten und starken Regionalparteien als Koalitionspartnern in Neu-Delhi führt regelmäßig zu Konflikten zwischen der Zentralregierung und den Regierungen der Unionsstaaten, deren Aushandlung auch in der Energiepolitik zeitliche und finanzielle Ressourcen bindet.

In jüngster Zeit wurde der Bewegungsspielraum durch globale Entwicklungen eher noch weiter eingeschränkt. Die infolge der Atomtests verhängten Sanktionen und die damit verbundenen Einschränkungen beim Zugang zu internationaler Spitzen- und vor allem Nukleartechnologie, internationale Klimakonferenzen mit den daraus resultierenden Emissionsgrenzen und die Volatilität internationaler Rohstoffpreise sind nur einige Beispiele von Trends, die eine planbare und kosteneffiziente Energiepolitik heute zusätzlich erschweren.

Die erste Hälfte des Artikels bietet einen Überblick über die für Indien wichtigsten Primärenergieträger. Ausführlicher wird dabei auf die aktuellen Pläne zum Import von Flüssigerdgas eingegangen. Die zweite Hälfte des Beitrags zeigt aktuelle Probleme der indischen Elektrizitätswirtschaft und jüngste Reformmaßnahmen auf diesem Sektor auf.

1 Primärenergieträger - Ein Überblick

1.1 Nicht kommerzielle Brennstoffe

Die weitverbreitete Nutzung kommerziell erzeugter Energie ist in Indien ein noch relativ junges Phänomen, und bis heute stellen konventionelle Brennstoffe mit niedrigem Wirkungsgrad zur individuellen Energieumwandlung, vor al-

Tabelle 1: Mengen und Anteile kommerzieller Primärenergieträger in Indien 1984 und 1994

Energieträger	1984		1994	
	Menge (mtoe*)	Anteil %	Menge (mtoe*)	Anteil %
Kohle	69,4	57,1	132,4	59,2
Mineralöl	41,1	33,8	67,2	30,0
Erdgas	6,2	5,1	16,6	7,4
Wasser- und Atomkraft	4,8	3,9	7,5	3,4
Gesamt	121,5	100,0	223,7	100,0

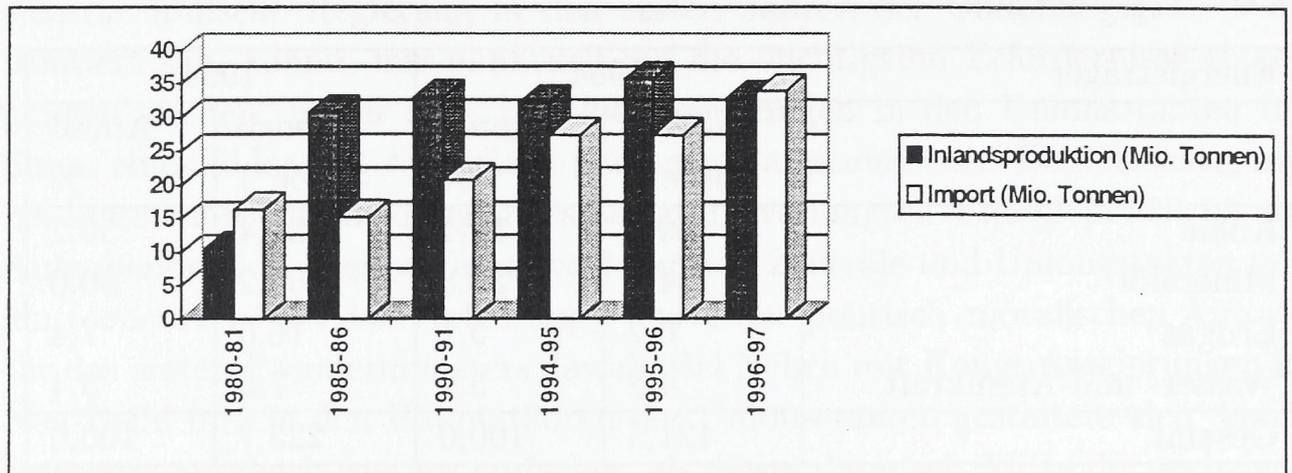
*mtoe: million tons of oil equivalent.

Quelle: Ministry of Petroleum and Natural Gas.

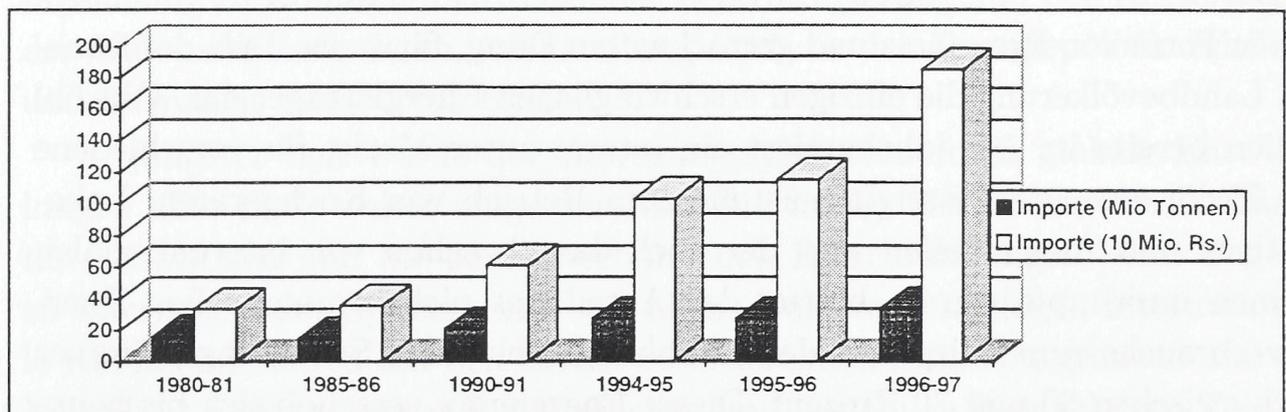
lem in Form von Brennholz und getrocknetem Dung, für weite Teile der ärmeren Landbevölkerung die einzigen erschwinglichen Energieträger dar. Obwohl Indien bereits im 19. Jahrhundert ein interessanter Markt für verschiedene aus Erdöl erzeugte Flüssigbrennstoffe zum Betrieb von Kochgeräten, Lokomotiven und Automobilen war, der auch damals schon von internationalen Firmen umkämpft wurde, betrug der Anteil des nichtkommerziellen Energieverbrauchs zum Zeitpunkt der Unabhängigkeit nach Schätzungen immer noch zwischen 60 und 70 Prozent. Dieser Energiemix verschob sich bis heute stetig zugunsten kommerziell erzeugter Energie, wobei bereits 1982 nichtkommerzielle Energieträger einen geschätzten Anteil von „nur“ noch ca. 40 Prozent hatten. Diese Verschiebung ist auf relativ größere Steigerungsraten beim kommerziellen Energieanteil zurückzuführen, nicht jedoch auf einen absoluten Rückgang des Verbrauchs nichtkommerzieller Energie, innerhalb derer Brennholz nach wie vor den Löwenanteil ausmacht. Wichtigster Grund für diesen anhaltenden Trend ist das Bevölkerungswachstum und die fehlende Kaufkraft für alternative Brennstoffe. Daraus resultiert auch, daß private Haushalte die größte Gruppe von Konsumenten nichtkommerzieller Energie darstellen.

1.2 Kommerzielle Energieträger

In den letzten 15 Jahren stieg der Verbrauch von kommerziell verwerteten Energieträgern mit einer durchschnittlichen jährlichen Rate von etwas über 6% an. Tabelle 1 zeigt die Veränderung im Energiemix zwischen 1984 und 1994 auf.

Grafik 1: Inlandsproduktion von Erdöl und Importe

Quelle: Ministry of Petroleum and Natural Gas.

Grafik 2: Mengenmäßige und bewertete Importe von Erdöl

Quelle: Ministry of Petroleum and Natural Gas.

1.3 Erdöl

Beim Mineralöl halten sich Importe nach Indien und die Inlandsproduktion seit einigen Jahren die Waage mit Ausschlägen in die eine oder andere Richtung, wobei jeweils nach mengenmäßigen und bewerteten Einheiten unterschieden werden muß (Grafiken 1 und 2).

Der Trend aus der ersten Hälfte der neunziger Jahre, der im Verhältnis zwischen Erdölimporten und einheimischer Produktion eine Verschiebung zugunsten der Importe zeigte, wurde seit 1994/95 umgekehrt. Somit lag 1996/97 zum ersten Mal seit 1993 die Inlandsproduktion (32,2 Millionen Tonnen) wieder über den Importen (27,4 Millionen Tonnen).

Die Erschließung heimischer Reserven wurde nach den Erfahrungen der Erdölkrise der siebziger Jahre von der indischen Regierung forciert. Die Oil

Tabelle 2: Erdölförderung in Indien (in 1.000 Tonnen)

	75/76	80/81	85/86	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98
On-shore	8.448	5.522	9.345	11.830	11.383	11.204	11.651	12.013	11.852	11.372	11.488
Off-shore	0	4.985	10.712	21.191	18.963	15.746	15.375	20.226	23.315	21.529	22.338
Gesamt	8.448	10.507	20.057	33.021	30.346	26.950	27.026	32.239	35.167	32.901	33.826

Anmerkung: Zahlen für 1997/98 sind vorläufig.

Quelle: Ministry of Petroleum and Natural Gas.

and Natural Gas Corporation (ONGC) und die Oil India Limited (OIL), zwei der bedeutendsten und auch erfolgreichsten Staatsunternehmen in Indien, intensivierten daraufhin besonders seit der ersten Hälfte der achtziger Jahre ihre Bohrungsaktivitäten in zuvor unerschlossenen Regionen. So stieg die Zahl der erschlossenen Ölquellen in Indien von 60 im Haushaltsjahr 1975/76 auf 204 1995/96 an, womit die heimische Rohölförderung im gleichen Zeitraum von 8,4 Mio.t auf 35,1 Mio.t anstieg. Den größten Beitrag zu dieser Förderungsausweitung leistete dabei die Ausbeutung des Offshore-Ölfeldes Bombay High (siehe Tabelle 2), das heute Indiens ertragreichstes Ölfeld darstellt. Allerdings hatte die Rohölförderung 1995/96 einen vorläufigen Spitzenwert erreicht. 1996/97 betrug sie lediglich 32,9 Mio.t, während für 1997/98 eine vorläufige Menge von 33,8 Mio.t in den Statistiken genannt wird. Zurückgeführt wird dieser Rückgang gegenüber 1995/96 darauf, daß sich Vorhersagen über Fördermengen für einige Ölfelder nicht erfüllten, sowie auf die zunehmend problematischen Infrastrukturbedingungen. Engpässe bei der Elektrizitätsversorgung und im Transportbereich führen zu Förderausfällen, die bei einem Nachfragewachstum von jährlich 6-8% letztendlich nur durch Ölimporte gegen harte Devisen ausgeglichen werden können. In Zeiten historisch niedriger Weltmarktpreise für Rohöl sind diese heimischen Produktionsausfälle relativ problemlos durch Importe auszugleichen. Indische Unternehmens- und Industrieverbände warnen jedoch immer lauter vor einem *oil famine* in Indien, der nicht nur die Zahlungsbilanz Indiens belasten würde, sondern der das Industriewachstum und die Wettbewerbsfähigkeit der indischen Wirtschaft ernsthaft gefährden könnte. Bereits 1997 hatte der indische Staat eine Rechnung von ca. 7,6 Mrd. US\$ für Ölimporte zu begleichen, was etwa 18% aller Zahlungen für Importgüter ausmachte.

Obwohl erste wichtige Schritte zur Öffnung des Marktes für ausländische Investoren bei der Ausbeutung der heimischen Erdölreserven bereits unternommen wurden und durch die New Exploration Licensing Policy (NELP) mit steuerlichen Anreizen (z.B. Steuerbefreiung über die ersten sieben Jahre) versucht wird, internationalen Ölfirmen die Attraktivität des indischen Potentials nahezubringen, hält sich bei dem derzeit niedrigen Ölpreis auf dem Weltmarkt und den durch die Asienkrise schwachen Wachstumsprognosen für die Weltwirtschaft das Interesse der multinationalen Ölkonzerne an den indischen Ölreserven allerdings sehr stark in Grenzen.

Zur Erdölverarbeitung stehen in Indien 14 Raffinerien (Tabelle 3) zur Verfügung. Sowohl private als auch öffentliche Unternehmen haben zahlreiche weitere Raffinerieprojekte angekündigt, die - sollte nur ein Teil von ihnen realisiert werden - zu einer beträchtlichen Ausdehnung der Kapazität von derzeit ca. 61 Mio.t pro Jahr führen würden. Eine ebenso große Herausforderung in diesem Sektor liegt im Bereich der Modernisierung jener Anlagen, die in den fünfziger und sechziger Jahren, häufig mit technischer Unterstützung aus der Sowjetunion oder anderen Staaten des Ostblocks, entstanden sind. Hohe Ölverluste bei der Verarbeitung, moderne Anforderungen bezüglich giftiger Substanzen, Benzol- und Bleigehalt sowie Schwefel bei Dieselkraftstoffen, und weitere moderne Umweltstandards machen beträchtliche Investitionen in den nächsten Jahren notwendig.

1.4 Erdgas

Indien hat Pakistan den Rang als größter Erdgasproduzent des Subkontinents abgerungen. Allerdings ist die Bedeutung von Erdgas als Energieträger mit einem Anteil von 5-8% am gesamten Energiemix weitaus geringer als beim Nachbarn im Westen, aber auch niedriger als der weltweite Durchschnitt von etwa 23%. Derzeit wird die Nachfrage nach Gas auf etwa 89 Millionen Kubikmeter pro Tag (mcmd - million cubic metres per day) geschätzt, der ein heimisches Angebot von nur 63 mcmd gegenübersteht. Dieses Defizit wird sich in den nächsten Jahren verschärfen, nicht zuletzt aufgrund der Tatsache, daß Gas als Energiequelle zur Elektrizitätserzeugung bis heute nur eine begrenzte Bedeutung hat, allerdings sind zahlreiche Gaskraftwerkprojekte vorgesehen oder befinden sich bereits im Bau, und die Stromerzeugung wird damit in Zukunft zum größten Nachfrager nach Erdgas werden (siehe Grafik 3).

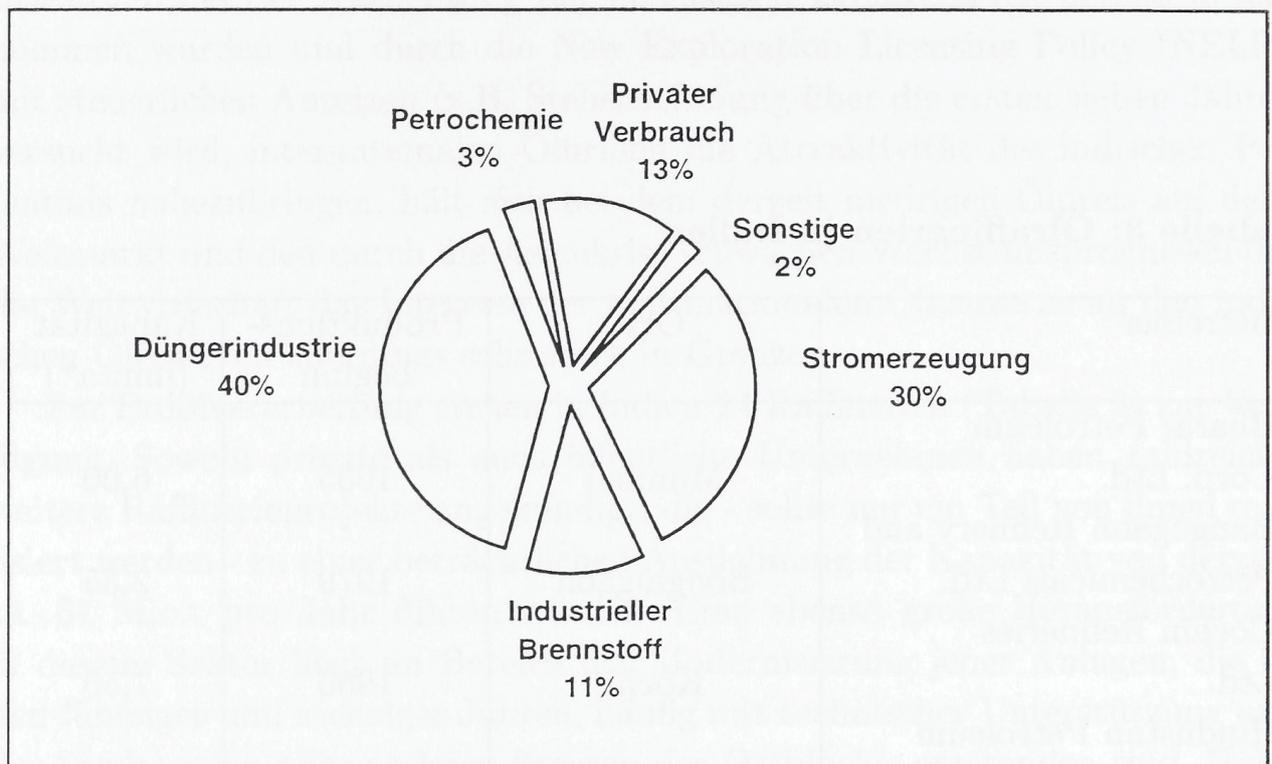
Bereits 1993 formierte die indische Regierung eine Expertengruppe, die sich mit den Möglichkeiten und Bedingungen für den Import von Erdgas aus dem Mittleren Osten beschäftigen sollte. Der Bericht wurde im November

Tabelle 3: Ölraffinerien in Indien

Betreiber	Ort	Produktions- beginn	Kapazität (mmta*)
Bharat Petroleum Corp. Ltd.	Mumbai	1955	6,00
Bangogaon Refinery and Petrochemicals Ltd.	Bongaigaon	1979	2,35
Cochin Refineries Ltd.	Kochi	1966	7,50
Hindustan Petroleum Corp. Ltd.	Mumbai	1954	5,50
	Vishakhapatnam	1957	4,50
Indian Oil Corporation	Barauni	1964	3,30
	Digboi	1901	0,65
	Guwahati	1962	1,00
	Haldia	1974	3,75
	Koyali	1965	9,50
	Mathura	1982	7,50
Madras Refineries Ltd.	Chennai	1969	6,50
	Narimanam	1993	0,50
Mangalore Refinery and Petrochemichals Ltd.	Mangalore	1996	3,00
Gesamt			61,15

*mmta: million metric tons per annum.

Quelle: Tata Energy Research Institute.

Grafik 3: Sektorale Nachfrage nach Erdgas 1994/95

Quelle: Tata Energy Research Institute.

1994 vorgelegt und enthielt Vorhersagen über die Nachfrage nach Erdgas in den verschiedenen Regionen Indiens. Heute scheinen diese Projektionen als zu hoch angesetzt - für 1999/2000 wurde eine Nachfrage von 146 mcmd prognostiziert, eine Fehleinschätzung, die nicht zuletzt auf die enttäuschende Entwicklung beim Neubau von Kraftwerken und auf die allgemein abgeflachten Wirtschaftswachstumsraten zurückzuführen ist.

1.5 Die LNG-Option

Die zu Anfang der neunziger Jahre viel diskutierten Pläne zum Bau von Gaspipelines aus Oman oder dem Iran scheinen - zumindest vorläufig - zu den Akten gelegt. Pläne einer Überlandpipeline über Afghanistan und Pakistan sind aufgrund derzeitiger geopolitischer Konstellationen unrealistisch, die Realisierung der Idee einer Unterwasserpipeline ist aus technologischen und finanziellen Gründen fraglicher denn je. So ist eine Diskussion über den Import von Flüssigerdgas (Liquified Natural Gas - LNG) entbrannt. Bei dieser Transporttechnologie wird das Erdgas im exportierenden Land per Pipeline in die Nähe des Verladehafens befördert, dort durch ein technisch aufwendiges Verfahren gereinigt und auf $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ gekühlt und somit verflüssigt. Es besitzt dann nur

noch etwa ein Sechshundertstel des Normalvolumens. So wird es auf spezielle Tankschiffe geladen, im Zielhafen regasifiziert und - falls die weitere Nutzung nicht direkt in Hafennähe stattfindet - wiederum per Pipeline an den Zielort befördert. Japan gehört heute zu den größten Nutzern dieses technisch wie finanziell höchst aufwendigen Verfahrens des Energieimportes. Die wichtigsten Exportregionen für LNG sind derzeit die Golfstaaten und -emirate (hier besonders Katar, Abu Dhabi und Oman) sowie Südostasien (besonders Brunei und Indonesien), aber in geringerem Maße auch Algerien und Australien.

Auf den ersten Blick scheint die LNG-Option äußerst attraktiv für Indien. Während die Pipelineprojekte gigantische Investitionsanforderungen an den indischen Staat gestellt hätten, hat LNG den Vorteil, daß es „marktfreundlicher“ ist - und sich somit besser für Privatinvestitionen eignet. Einige Merkmale des LNG-Imports zeigen allerdings auch hier große Schwierigkeiten auf:

- Die Investitionsanforderungen für lokale Pipelines, Anlagen zur Gasverflüssigung und Regasifizierung, Tankschiffe und geeignete Hafenanlagen sind beträchtlich; die Abschreibung dieser Investitionen erfolgt über Zeiträume von bis zu 30 Jahren und erfordert daher äußerst stabile wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen.
- Die damit verbundenen aufwendigen Finanzierungsmuster basieren auf einer vollständigen Wertschöpfungskette („LNG-Kette“) vom Gasfeld über den Transport und die zur Veredelung in Raffinerien bzw. Verbrennung bis zum Verkauf des fertigen Produktes (wie z.B. Strom); Energiemultis übernehmen als Führer von Konsortien häufig mehr als nur einen Teil dieser Kette; so errichten und betreiben sie die Terminals zur Verflüssigung des Erdgases, besitzen oder leasen die Tankschiffe, regasifizieren das LNG und betreiben auch oft noch die Kraftwerke, in denen das Gas verbrannt wird; im indischen Kontext tritt das Problem an dem Glied der LNG-Kette auf, an dem der aus dem Gas erzeugte Strom verkauft werden muß, da die hochverschuldeten State Electricity Boards (siehe unten) die Hauptabnehmer des Stroms sein werden. Dieser Unsicherheitsfaktor macht die Finanzierung von LNG-Projekten in Indien extrem schwierig.

Um das trotz dieser Probleme derzeit große Interesse an der Entwicklung von LNG-Kapazitäten in Indien besser verstehen zu können, muß die globale Situation der Energiewirtschaft berücksichtigt werden. Da sind zum einen die stagnierenden Energiemärkte in den Industrieländern, deren Bedürfnisse

sich heute weitgehend auf technologische Verbesserungen und Effizienzsteigerungen bei bestehenden Erzeugungskapazitäten beschränken. Somit wird die Nachfrage nach Primärenergieträgern eher rückläufig sein. Die Privatisierung der Gas- und Strommärkte in den USA und in Europa verstärkt diesen Trend zusätzlich. Lateinamerika, Ost- und Südostasien gelten somit als die Wachstumsmärkte der Zukunft. Die Asienkrise hat dieser Emerging-Market-Euphorie aus der ersten Hälfte der neunziger Jahre allerdings einen Dämpfer verpaßt. Mit dem derzeitigen wirtschaftlichen Negativwachstum wichtiger südostasiatischer Märkte sind die früheren optimistischen Prognosen über die Entwicklung der dortigen Energiemärkte hinfällig, und auch die LNG-Nachfragekurve in Japan hat sich dramatisch abgeflacht. Gleichzeitig haben die großen Energiemultis wie Enron, Exxon, Mobil oder British Gas die Erschließung von Erdgasfeldern in der Golfregion und in Südostasien vorangetrieben oder sind Abnahmeverträge für Zeiträume von 15 bis 25 Jahren eingegangen. Aus diesen Gründen müssen jetzt neue Absatzmärkte erschlossen werden, und Indien wird dabei eine große Bedeutung zugeschrieben.

Täglich ist derzeit in der indischen Wirtschaftspresse von neuen Absichtserklärungen und Verhandlungen über potentielle LNG-Projekte zu lesen. Die interessierten Investoren befinden sich hier in einem Entscheidungsdilemma: Der indische Markt für LNG ist äußerst attraktiv, jedoch in seiner Kapazität derzeit begrenzt. Der gigantische Kapitalaufwand dieser Projekte und die langfristigen Finanzierungsmuster erfordern eine sehr gründliche Planung. Dazu werden diese integrierten LNG-Ketten in der Regel von internationalen Konsortien betrieben, was einen hohen Koordinationsaufwand bedingt. Diesen komplexen Anforderungen muß unter hohem Zeitdruck begegnet werden, da die Konkurrenz im Wettbewerb um zuverlässige Abnehmer des importierten Erdgases nicht schläft. Und derzeit scheint der indische Markt nicht mehr als das Potential von zwei bis drei Importterminals, in der Regel mit einer Kapazität je Terminal von 2,5-5 Millionen Tonnen pro Jahr (mta - million tons per annum), aufnehmen zu können. Wer zu spät kommt, der wird keine zuverlässigen und zahlungsfähigen Abnehmer mehr finden, was für die Finanzierung allerdings eine unbedingte Voraussetzung ist.

Von den zahlreichen angekündigten LNG-Projekten scheinen derzeit drei bis vier realistisch. Die Dabhol Power Corporation unterzeichnete im Dezember 1998 ein Supply and Purchase Agreement (SPA) mit Oman LNG über den Kauf von 1,6 mta LNG über einen Zeitraum von 20 Jahren mit Lieferbeginn im Jahr 2001. Die Dabhol Power Corp. ist ein Konsortium unter der Führung des US-Multis Enron International Co. (50%) mit Beteiligungen des Maha-

rashtra State Electricity Board (30%), von GE Capital (10%), einer Tochter des US-Konzerns General Electric, und von Bechtel (10%). Bei der Dabhol Power Corp. handelt es sich um den Independent Power Producer (IPP), d.h. ein Unternehmen, das sich auf den privaten Bau und Betrieb von Kraftwerken spezialisiert hat, der das umstrittene Großkraftwerk in Dabhol, Maharashtra, baut. Dieses Kraftwerk, das in der ersten Phase - mit Naphtha befeuert - mit einer Kapazität von 740 Megawatt (MW) im Frühjahr 1999 ans Netz ging, soll in der zweiten Phase bis auf eine Kapazität von 2.450 MW ausgedehnt werden. Dann ist eine Umstellung auf Gas aus Oman geplant. Oman LNG beutet Gasfelder in Oman aus und ist wiederum ein Konsortium, das mit 51% von der Regierung Omans geführt wird, an dem Royal Dutch Shell mit 30% beteiligt ist und an dem Total, Korea LNG, Partex, Mitsubishi, Mitsui und Itochu weitere Minderheitsbeteiligungen haben. SPAs sind in der Regel *take-or-buy*-Verträge, bei denen auch bei Nichtabnahme Zahlungsverpflichtung besteht.

Ein zweiter fortgeschrittener Liefervertrag für LNG besteht zwischen der RasGas (Katar), einem Gemeinschaftsunternehmen von Laffan Natural Gas Co. Ltd. und dem US-Multi Mobil, und dem indischen Konsortium Petronet LNG. Bei Petronet handelt es sich um einen im Frühjahr 1998 vollzogenen Zusammenschluß der staatlichen indischen Energieunternehmen Oil and Natural Gas Corporation (ONGC), Indian Oil Corporation (IOC), Bharat Petroleum Corp. Ltd. (BPCL) und Gas Authority of India Ltd. (GAIL), der mit seiner bestehenden Infrastruktur sowie mit seinem Wissen und seinen Erfahrungen auf dem indischen Markt eine schlagkräftige Konkurrenz zu den internationalen Energiemultis bildet.¹ Allerdings sollen diese vier Public Sector Undertakings, möglicherweise noch ergänzt durch den größten staatlichen Stromproduzenten, die National Thermal Power Corporation (NTPC), nur 50% an Petronet halten. Da das Konsortium mehrheitlich kein Staatsunternehmen sein soll, befindet man sich derzeit auf der Suche nach privaten Beteiligungspartnern. Zahlreiche Interessenten stehen zur Diskussion, unter ihnen indische Privatunternehmen wie Reliance Industry, Essar Oil oder das kommunale Stromunternehmen BSES aus Mumbai, internationale Energiekonzerne wie Mobil oder Gaz de France und internationale Finanzinstitutionen wie die

¹Die von der indischen Regierung eingesetzte Strategic Planning Group on Restructuring of Oil Industry, die kurz als R-Group bezeichnet wird und sich unter Vorsitz des Secretary for Petroleum and Natural Gas aus Experten des privaten und öffentlichen Sektors zusammensetzte, hatte 1995 den Auftrag erhalten, der indischen Regierung strategische Empfehlungen für die zukünftige Gestaltung des Öl- und Erdgassektors zu unterbreiten. Die Schaffung von Petronet LNG war eine der zentralen Empfehlungen der R-Group.

Asiatische Entwicklungsbank, die International Finance Corporation oder der japanische Overseas Economic Corporation Fund. Mit einem geplanten Volumen von 7,5 mta könnte sich Petronet zum größten LNG-Importeur Indiens entwickeln. Am konkretesten werden zwei Terminalprojekte diskutiert: eines in Dahej in Gujarat mit einer Kapazität von 5 mta und ein kleineres mit 2,5 mta in Kochin in Kerala.

Ebenfalls konkretisiert sich ein Vorhaben zum Bau eines LNG-Importterminals im Unionsstaat Tamil Nadu. Ein internationales Konsortium unter dem Namen Dakshin Bharat erhielt von der Tamil Nadu Industrial Development Corp. (TIDCO), einer Unternehmung der Regierung des Unionsstaates, den Zuschlag zum Bau eines Gaskraftwerkes (1.875 MW) mit eigenem Importterminal (geschätztes Investitionsvolumen 1,6 Mrd. US\$) in Ennore bei Madras. Das Konsortium besteht aus fünf Unternehmen: Siemens, Woodside Petroleum (Australien), CMS Energy Asia, eine Tochter der CMS Energy Corp. (USA), Grasim Industries Ltd. (Indien) und der Unocal Bharat, eine Tochter der Unocal Corp. (USA). Auch für dieses Projekt wurde ein Memorandum of Understanding mit RasGas über die Lieferung von 2,5-3 mta LNG unterzeichnet.

Sollten sich die Pläne für den Import von LNG in großem Maße realisieren lassen, so würde das nicht nur einen Strukturwandel in der indischen Energiewirtschaft bedeuten, sondern hätte auch bedeutende Auswirkungen auf die Geopolitik im Indischen Ozean. Katar könnte dabei zu einem der wichtigsten Gaslieferanten für Indien werden.

1.6 Kohle

Im Jahr der Kohleverstaatlichung unter Premierministerin Indira Gandhi wurden aus Indiens Minen rund 78 Millionen Tonnen Kohle gefördert. Heute, als drittgrößter Kohleproduzent der Welt nach China und den USA und mit 7% der nachgewiesenen weltweiten Kohlereserven, sind es mehr als dreimal soviel. Die Fördermenge für 1996/97 betrug etwa 308 Mio.t. Und im Februar 1999 beschloß das Zentralkabinett, den Sektor nach 26 Jahren wieder für private Investoren zu öffnen - allerdings nur für indische Unternehmen. Sollte dieser Entwurf eine Mehrheit in der Lok Sabha finden, so würde die Regierung eine Zusage, die sie der Weltbank bereits 1997 gegeben hatte, erfüllen. Bereits Anfang 1998 stand diese Entscheidung an, mußte jedoch aufgrund der vorgezogenen Neuwahlen verschoben werden. Durch die erneute Regierungskrise seit Frühjahr 1999 könnte sich dieses Schicksal wiederholen. Hinzu kommt, daß die betroffenen Gewerkschaften bereits gegen diese Privatisierung mobil

machen. Erste Schritte der Privatisierung des Kohlesektors wurden allerdings bereits 1993 unternommen, als es Kraftwerksbetreibern und Zementfabriken erlaubt wurde, Kohle für den eigenen Bedarf zu fördern (*captive coal*) - eine Regelung, die für den Eisen- und Stahlbereich bereits seit 1973 galt. Von diesen Möglichkeiten wurde bisher allerdings wegen des hohen Investitionsvolumens, der langen Projektdauer mit zahlreichen Genehmigungsverfahren und der Schwierigkeiten beim Erwerb der Bodenrechte kaum Gebrauch gemacht.

Geringe Mengen Kohle werden aus Indien nach Bangladesch, Nepal und Bhutan exportiert. Etwa 13 Millionen Tonnen werden gleichzeitig importiert, hauptsächlich um in bestimmten Nachfragesektoren (z.B. Stahl) höheren Qualitätsansprüchen zu genügen, die die indische Kohle mit ihrem in der Regel hohen Rußanteil nicht erfüllt. So sind die Einfuhrzölle für Kohle abhängig vom jeweiligen Rußgehalt. Es gilt: Je minderwertiger die Kohle, desto höher die Einfuhrzölle.

In jüngster Zeit sind die Forderungen der nationalen Kohlelobby nach Schutzzöllen vor billiger indonesischer und südafrikanischer Kohle und nach Antidumpingmaßnahmen lauter geworden. Das in der Kohlewirtschaft bedeutendste Staatsunternehmen - Coal India Ltd. - mußte seine Produktionsziele für das Haushaltsjahr 1998/99 wegen der momentan schwachen Nachfrage um 5 Mio.t nach unten korrigieren. Nach 260 Mio.t im Jahre 1997/98 beträgt die Zielvorgabe für 1998/99 rund 263 Mio.t.

2 Entwicklungen in der indischen Elektrizitätswirtschaft

Die Zahlungsbilanzkrise von 1991 führte auch im Bereich der Stromwirtschaft bei den politisch Verantwortlichen zu der Einsicht, daß der Staat den Anforderungen, die der Aufbau neuer Kapazität sowie der Erhalt und die Modernisierung bestehender Anlagen an ihn stellen, nicht gewachsen ist. Bis 1991 war die Elektrizitätswirtschaft fast ausschließlich dem staatlichen Sektor vorbehalten. Unter der britischen Kolonialherrschaft noch privatwirtschaftlich organisiert, entschloß sich die indische Regierung 1956 zur Verstaatlichung der Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung. Zuständig sind seitdem vor allem die mehr als 20 State Electricity Boards, die als Unternehmen der Unionsstaaten als regionale Stromversorger fungieren. Lediglich einige wenige Stromunternehmen, wie die Tata Electric Companies, die Calcutta Electric Supply Company (CESC), die Ahmedabad Electricity Company oder die Su-

rat Electricity Company bedienten auch nach der Verstaatlichung als privatwirtschaftliche kommunale Monopole ausgewählte Ballungsräume. Das Übertragungsnetz blieb allerdings vollständig in staatlicher Hand.

Die große Herausforderung zu Anfang der neunziger Jahre wie auch heute war und ist es, nicht nur ein bestehendes Stromdefizit von rund 10% auszugleichen, sondern vielmehr dem durch das beschleunigte Wirtschaftswachstum zunehmenden Bedarf an kommerzieller Energie Rechnung zu tragen. Bei einer geschätzten Energieelastizität von 1,5 in Indien in den neunziger Jahren, d.h. bei einem Wirtschaftswachstum von einem Prozent, wächst die Nachfrage nach elektrischer Energie um 1,5%, bedarf es bei einem Wachstum des Bruttoinlandsprodukts von 7% einer Zunahme des Stromangebots von jährlich mindestens 10%.

Nach dem Jahr 1991, das unter den Vorzeichen des akuten makroökonomischen Krisenmanagements stand, galt von 1992 an der Öffnung des Marktes zum Bau und Betrieb von Kraftwerken beim Entwurf des 8. Fünfjahresplans (1992-97) höchste Priorität. Die Möglichkeit für ausländische Investoren, auf einer BOO-Basis (*build, operate and own*) auch ohne indische Kapitalbeteiligung Kraftwerke zu errichten und zu betreiben, wurde nicht zuletzt auf nachhaltigen Druck der Weltbank geschaffen. Die bereits zuvor beschriebene Suche multinationaler Energieunternehmen nach neuen Märkten trug zu diesem Handlungsdruck bei, und für die indische Regierung boten die IPP-Option (Independent Power Producer) sowie die anfänglich enthusiastische Reaktion von seiten der indischen und internationalen Privatwirtschaft eine willkommene Gelegenheit, das öffentliche Engagement in diesem Sektor zurückzufahren, um damit Haushaltsreserven für andere Bereiche freizusetzen. So wurden die staatlichen Investitionen auf dem Stromsektor zwischen 1990/91 und 1995/96 auf Ebene der Zentrale um rund 4% und, akkumuliert für alle Unionsstaaten, um mehr als 6% heruntergefahren (Tabelle 4). Große Unterschiede bestehen bei den Planausgaben zwischen den Unionsstaaten: Während der Punjab oder Westbengalen etwa 50% ihrer Planausgaben für den Stromsektor aufwenden, sind es in Bihar nur rund 6% (1996/97).

Diese negative Entwicklung beim staatlichen Engagement wäre noch relativ unproblematisch gewesen, hätte sich das anfängliche Interesse der privaten Investoren nur zu einem Teil realisieren lassen. Aus verschiedenen Gründen, auf die noch einzugehen sein wird, erfüllten sich diese Erwartungen allerdings nicht. Somit geriet die indische Stromwirtschaft in die prekäre Situation, daß statt der zusätzlich dringend benötigten Investitionen ein Rücklauf derselben in den neunziger Jahren zu verzeichnen war.

Tabelle 4: Ausgaben für den Stromsektor als Anteil an den Gesamtausgaben (in %)

Planungszeitraum	Planausgaben der Zentrale	Planausgaben der Unionsstaaten
1990-91	19,28	29,30
1991-92	18,91	31,55
1992-93	18,50	27,19
1993-94	17,15	26,24
1994-95	16,45	23,77
1995-96	15,26	23,64

Quelle: Planning Commission.

Am Ende des Haushaltsjahres 1996/97 betrug die gesamte indische Kapazität zur kommerziellen Stromerzeugung nahezu 84.000 MW. Hinzu kommen ca. 12.000 MW, die von *non-utilities* unterhalten werden. Neben der indischen Eisenbahn, die auch Strom zur eigenen Nutzung erzeugt, handelt es sich bei letzterem vor allem um *captive power*, d.h., Großverbraucher von Strom, wie zum Beispiel Stahl- oder Aluminiumwerke, errichten dezentral eigene kleine Kraftwerkseinheiten, die sie vom in der Regel unzuverlässigen öffentlichen Netz unabhängig machen.

Von den rund 84.000 MW in Händen von Stromunternehmen befinden sich etwa 65% im öffentlichen Besitz der State Electricity Boards der Unionsstaaten, etwa 30% werden von Unternehmen der Zentralregierung unterhalten, hier allen voran von der National Thermal Power Corporation (NTPC), der National Hydro Power Corporation (NHPC) und der Domodar Valley Corporation. Bisher entfallen nur etwa 5% auf den privaten Sektor.

Unterschieden nach Energieträgern, ergibt sich folgendes Bild: Etwas weniger als drei Viertel der Kapazität entfallen auf Thermalkraftwerke, knapp ein Viertel auf Wasserkraft und die restlichen etwa 3% auf Atomkraft. Andere erneuerbare bzw. alternative Energien können hierbei bisher vernachlässigt werden. Problematisch bei diesem Mix ist vor allem der Anteil an Wasserkraft, der sich über die letzten Jahrzehnte stetig verringert hat, womit die großen Potentiale, die Indien auf diesem Sektor hat, ungenutzt bleiben. Die negativen Erfahrungen mit Staudammprojekten in den letzten Jahren lassen hier kaum eine Verbesserung erwarten.

Seit der Unabhängigkeit Indiens wuchs die Kapazität zur Stromerzeugung mit einer durchschnittlichen jährlichen Rate von etwa 8,5% - Spitzenwerte

von bis zu 13% wurden in den sechziger Jahren erreicht -, und die tatsächliche Produktion elektrischer Energie stieg von 4,1 Mrd. kWh im Jahre 1947 auf 396 Mrd. kWh im Jahre 1997 an.

2.1 Enttäuschende achte Planperiode

Im Jahr 1992, zu Beginn der achten Planperiode, betrug die Gesamtkapazität zur Stromerzeugung noch rund 78.000 MW und, ausgehend von Bedarfs-schätzungen, wurde für den 8. Fünfjahresplan (1992-97) ursprünglich eine Erweiterung der Kapazität um 40.000 MW angestrebt. Schon frühzeitig wurde allerdings deutlich, daß dieses Ziel nicht zu erreichen sein würde, und so wurde das Planziel auf 30.538 MW reduziert. Nach Ablauf der fünf Planjahre stand Indien einer enttäuschenden Bilanz von lediglich 16.423 MW neu geschaffener Kraftwerkskapazität gegenüber. Dieses war nicht nur kaum mehr als die Hälfte des ohnehin bereits reduzierten Planziels. Der Vergleich mit den 21.402 MW, die während der siebten Planperiode an neuer Kapazität geschaffen worden waren, macht deutlich, daß das Ergebnis der ersten Jahre unter dem neuen Liberalisierungsregime in Anbetracht der dringenden Erfordernisse als katastrophal bezeichnet werden muß.

Bei einem detaillierteren Vergleich der Planvorgaben und der erreichten Ziele wird deutlich, wo die Gründe für dieses extrem schlechte und für den weiteren gesamtwirtschaftlichen Entwicklungsprozeß prekäre Resultat liegen. Wie Tabelle 5 deutlich aufzeigt, waren die State Electricity Boards unter der Regie der Unionsstaaten nicht in der Lage, ihre Planvorgaben auch nur zur Hälfte zu erfüllen, während die Zentralregierung ihr Soll immerhin zu zwei Dritteln erreichte. Die Erwartungen an den privaten Sektor waren für diese ersten fünf Jahre unter liberalen Vorzeichen mit 2.810 MW aufgrund der langen Planungs- und Bauphase von Kraftwerken eher moderat formuliert, aber erfüllten sich dennoch nicht. Die Planvorgaben für den öffentlichen Sektor hingegen basierten auf Kraftwerksvorhaben, deren Planungsphasen häufig bereits in fortgeschrittenen Stadien waren - oder zumindest hätten sein sollen. Viele solche Projektvorhaben im öffentlichen Sektor ziehen sich allerdings aufgrund bürokratischer Verzögerungen über Jahrzehnte hin.

Der wichtigste Grund jedoch für die Leistungsschwäche der Unionsstaaten in der achten Planperiode war die sich dramatisch verschlechternde Finanzlage der Mehrzahl der State Electricity Boards, die zumeist die an sie gestellten Investitionsanforderungen nicht erfüllen konnten. Vielfach fehlten ihnen sogar die Mittel, um für die Erhaltung der bestehenden Anlagen aufzukommen. Hinzu kam, daß für etliche Regierungen in den Unionsstaaten nach den un-

Tabelle 5: Plangrößen zur Kapazitätsschaffung im 7. und 8. Fünfjahresplan (in MW)

	Siebter Fünfjahresplan		Achter Fünfjahresplan	
	Planvorgabe	Ergebnis	Planvorgabe	Ergebnis
Zentrale	9.320	9.528	12.858	8.157
Unionsstaaten	12.825	11.873	14.870	6.835
Privater Sektor	–	–	2.810	1.430
Gesamt	22.245	21.401	30.538	16.423

Quelle: Ahluwalia (1998).

zähligen Absichtserklärungen nationaler wie internationaler Stromkonzerne zum privaten Bau von Kraftwerken - in Spitzenzeiten zählte man über 200 solcher „Projektvorhaben“ - die Verlockung groß war, das eigene Engagement zurückzufahren, um die so frei werdenden finanziellen Ressourcen anderweitig einzusetzen, was zu den bereits in Tabelle 4 aufgezeigten rückläufigen Aufwendungen für den Elektrizitätssektor führte.

2.2 Probleme der State Electricity Boards

Die finanziell marode Situation, in der sich fast alle indischen State Electricity Boards befinden, ist in erster Linie auf eine politisch motivierte Festsetzung von Strompreisen zurückzuführen, die, gepaart mit der wirtschaftlichen und technischen Ineffizienz dieser Staatsbetriebe, nicht kostendeckend sind. In einigen Unionsstaaten führt dieses dazu, daß State Electricity Boards mit hohen variablen Kosten - bei Thermalkraftwerken hauptsächlich verursacht durch die jeweiligen Brennstoffe - mit jeder zusätzlich erzeugten Kilowattstunde Strom effektiv den betriebswirtschaftlichen Verlust erhöhen. *Wirtschaftliche* Ineffizienz wird dazu unter anderem verursacht durch eine viel zu hohe Zahl an Mitarbeitern (Andhra Pradesh betreibt etwa 4.000 MW mit rund 80.000 Mitarbeitern), durch politische Vergabe von Managementpositionen sowie mangelnde Sorgfalt und Korruption beim Eintreiben der Stromrechnungen. *Technische* Ineffizienz findet vor allem in niedriger Ausnutzung der Kraftwerkskapazität (Plant Load Factor) und hohen Übertragungsverlusten ihren Ausdruck. Stromzähler sind - wo vorhanden - technisch größtenteils völlig veraltet und laden zur Manipulation ein. Der sogenannte *power theft* ist als ein bedeutendes Übel besonders in Großstädten und Industrieregionen erkannt, über Erfolge bei der Bekämpfung werden die Statistiken der nächsten Jahre in-

Tabelle 6: Akkumulierte Performanzkennzahlen der State Electricity Boards (SEBs)

	92-93	93-94	94-95	95-96	96-97	97-98
1. Verluste aller SEBs (in Mrd. iRs)						
a) vor Subventionen	45,60	52,89	66,42	75,24	100,00*	n.v.
b) nach Subventionen	27,25	30,07	32,43	54,08	74,20*	n.v.
2. Rate of Return (%)						
a) ohne Subventionen	-12,7	-13,3	-14,4	-14,6	-17,9	n.v.
b) mit Subventionen	-7,6	-7,6	-7,0	-10,5	-13,7	n.v.
3. Durchschnittliche Erzeugungskosten/ kWh (iRs)	1,28	1,49	1,63	1,81	2,08	2,18
4. Durchschnittlich realisierter Preis/kWh (iRs)	1,05	1,17	1,28	1,40	1,58	1,75
5. Technische Netz- und Vertriebsverluste (%)	19,8	20,2	20,3	21,2	21,2	n.v.
6. Plant Load Factor von Thermalkraft- werken (%)	54,1	56,6	65,9	72,3	71,2	n.v.

* geschätzt

Quelle: Planning Commission (1997), Tata Energy Research Institute (1998).

formieren. Tabelle 6 zeigt deutlich das düstere Bild, das heute die indischen State Electricity Boards bieten. Allerdings muß bei diesen aggregierten Zahlen berücksichtigt werden, daß es zwischen den Unionsstaaten beträchtliche Unterschiede gibt.

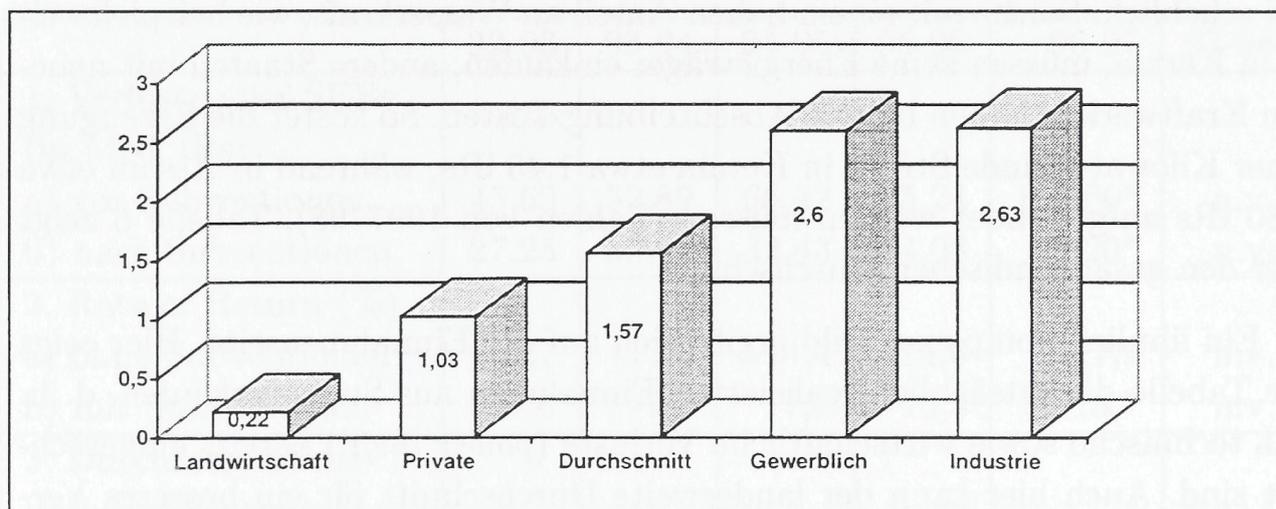
Das Kernproblem der State Electricity Boards sind die aus Tabelle 6 ersichtlichen nicht kostendeckenden Strompreise (Zeilen 3 und 4), die nur zum Teil über direkte Subventionen von Regierungsseite ausgeglichen werden. Die in der Tabelle angegebenen durchschnittlichen Erzeugungskosten errechnen sich aus den allen State Electricity Boards entstehenden Kosten, die sich zusammensetzen aus Abschreibungen, Brennstoffen bei Thermalkraftwerken, allgemeinen Unterhaltungskosten, Verwaltungs-, Personalkosten, Zinszahlungen und Zahlungen für den Ankauf von Strom aus Kraftwerken, die von der

Zentrale (NTPC, NHPC) betrieben werden, oder aus benachbarten Staaten. Die Kostenstrukturen verschiedener Electricity Boards unterscheiden sich dabei erheblich. Solche mit einem hohen Anteil an Wasserkraft, wie beispielsweise in Kerala, müssen keine Energieträger einkaufen, andere Staaten mit neueren Kraftwerken haben höhere Abschreibungskosten. So kostet die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom in Kerala etwa 1,45 iRs, während in Assam etwa 3,80 iRs aufgewendet werden müssen (Zahlen von 1997/98). Tabelle 6 zeigt hier den gesamtindischen Durchschnitt.

Ein ähnlich komplexes Bild ergibt sich auf der Einnahmenseite. Hier zeigt die Tabelle die tatsächlich realisierten Einnahmen aus Stromverkäufen, d. h. daß technische sowie wirtschaftliche Verluste (*power theft!*) bereits eingerechnet sind. Auch hier kann der landesweite Durchschnitt für ein besseres Verständnis aufgebrochen werden. So wurden für den Verkauf einer Kilowattstunde in Himachal Pradesh beispielsweise 1,32 iRs eingenommen, in Orissa hingegen 1,90 iRs. Nun spiegeln diese rechnerischen Werte nicht den Preis wider, den der einzelne Konsument tatsächlich zu bezahlen hat. Grund dafür ist die Unterscheidung bei der Preisgestaltung nach verschiedenen Konsumentengruppen. Anders als in den meisten Industrieländern der Welt vermindert sich in Indien der Preis für eine Einheit elektrischen Stroms nicht mit zunehmender Abnahmemenge, sondern umgekehrt zahlen die größten Konsumenten - die Industrie - die höchsten Strompreise. Grafik 4 zeigt auf, daß im gesamtindischen Durchschnitt die Landwirtschaft bei weitem die niedrigsten Strompreise zu entrichten hat und daß auch die privaten Konsumenten subventioniert werden, dagegen gewerbliche und industrielle Abnehmer die höchsten Stromtarife zu bezahlen haben.

Künstlich niedrig gehaltene Strompreise für den landwirtschaftlichen Sektor sind eine politische Entscheidung, die ihren Ursprung u.a. im Bedarf nach Energie zum Betrieb von Bewässerungspumpen fand. Statistiken weisen für das Jahr 1997 insgesamt mehr als 11 Millionen solcher elektrisch betriebenen Pumpen in Indien aus - ein Beitrag zu den Erfolgen bei der Schaffung von Ernährungssicherheit in Indien. Heute allerdings wird mehr und mehr deutlich, daß diese Subventionierung zahlreiche Probleme birgt. Nicht nur, daß der in einigen Regionen sogar kostenlose Strom für die Landwirtschaft Verschwendung und Ineffizienz fördert, sondern auch die Tatsache, daß nicht selten wohlhabende Landbesitzer die Nutznießer dieser Subventionen sind, führte bereits Anfang der neunziger Jahre zu der Einsicht, daß hier Handlungsbedarf besteht. So empfahl Neu-Delhi den Unionsstaaten bereits im Jahre 1992, daß ein Mindestpreis von 50 Paise pro Kilowattstunde von der Landwirtschaft verlangt

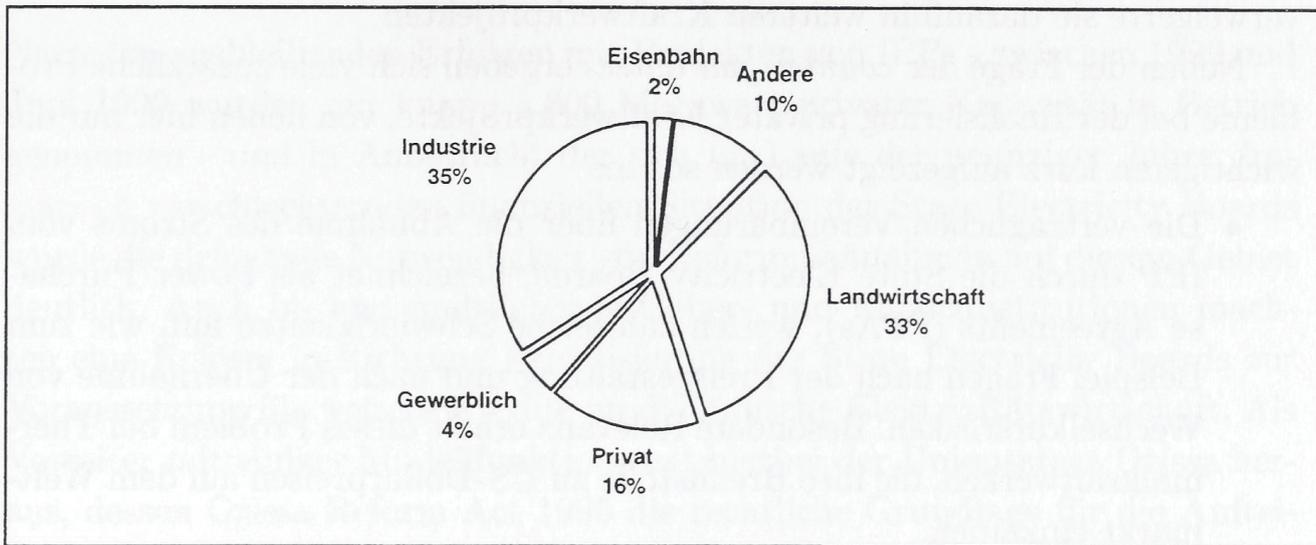
Grafik 4: Realisierter Strompreis verschiedener Konsumenten (iRs/kWh)



Quelle: Tata Energy Research Institute.

werden sollte - zahlreiche weitere Appelle, Initiativen und Maßnahmen in diese Richtung folgten. Obwohl dieses als eine Minimalforderung anzusehen ist, haben bisher nur eine Handvoll Unionsstaaten diese Empfehlung tatsächlich umgesetzt. Im Frühjahr 1999 war es zuletzt der Führer der Shiv-Sena-Partei, Bal Thakerey, der das Versprechen „Free Electricity to Farmers“ in Maharashtras beginnendem Wahlkampf machte - eine Parole, die aus anderen Unionsstaaten bekannt ist und die die Politisierung von Strompreisen deutlich aufzeigt. Die Auswirkungen einer solchen Politik machen die folgenden Zahlen deutlich: Im Haushaltsjahr 1995/1996 verkaufte das Punjab State Electricity Board rund 35% seines Stroms an den landwirtschaftlichen Sektor, der gleichzeitig nur 8% zu den Einnahmen des Board beitrug. Besonders die indischen Industrieverbände laufen seit langem Sturm gegen die doppelte Subventionierung der Landwirtschaft - direkt durch Ausgleichszahlungen der Regierungen an ihre State Electricity Boards und indirekt durch die beschriebenen Preisstrukturen (*cross-subsidisation*). Betrachtet man die sektorale Nachfrage nach Strom (Grafik 5), so wird die Bedeutung der Landwirtschaft deutlich. Zu bedenken ist hierbei allerdings, daß auch wohlhabende Besitzer der Farm Houses am Rande der indischen Metropolen mit ein wenig Geschick als landwirtschaftliche Verbraucher anerkannt werden und somit in den Genuß der günstigen Strompreise kommen können.

Grafik 5: Verkauf von Strom nach Sektoren 1996/97 (Gesamtindien/Megawattstunden)



Quelle: Tata Energy Research Institute.

2.3 Probleme der Independent Power Producers

Da mit der Liberalisierung aus dem Jahre 1992 als erster Schritt die Stromerzeugung noch vor der Verteilung und dem Vertrieb für den privaten Wettbewerb geöffnet wurde, blieben die völlig maroden State Electricity Boards die ultimativen Abnehmer auch des von privaten Kraftwerksbetreibern erzeugten Stroms. Nun basiert die Fremdkapitalfinanzierung großer Kraftwerke auf einem gesicherten langfristigen Kapitalrückfluß (bis zu 20 Jahre) aus Stromverkäufen. Mit den State Electricity Boards, die mit ihren akkumulierten Verlusten zu den weltweit am höchsten verschuldeten Staatsbetrieben gehören, als einzige direkte Abnehmer dieses Stroms, der dazu bei neu errichteten Kraftwerken aufgrund der Abschreibungen besonders teuer ist, stellt das Schnüren eines Finanzierungspaketes für Independent Power Producers eines der zentralen Probleme bei der Realisierung der Projektvorhaben dar. Die Regierungen vieler Unionsstaaten waren zwar schnell bei der Hand, den interessierten Betreibern zu garantieren, daß sie bei ausbleibender Zahlungsfähigkeit des jeweiligen State Electricity Board einspringen könnten, allerdings boten die ebenfalls maroden Haushalte der Unionsstaaten keine ausreichende Sicherheit. So verlangten die IPPs nach *counter guarantees* der Zentralregierung, die bei Insolvenz des State Electricity Board und Zahlungsunfähigkeit des Unionsstaates die Verbindlichkeiten übernehmen sollte. Wurde diese Sicherheit dem kontroversen Gaskraftwerkprojekt des US-Energiekonzerns Enron in Dabhol bei Mumbai und einigen wenigen anderen noch zuteil, so erkannte das Fi-

nanzministerium in Neu-Delhi bald, daß weitere derartige *counter guarantees* schnell das Credit Rating des indischen Staates unterminieren könnten, und verweigerte sie daraufhin weiteren Kraftwerkprojekten.

Neben der Frage der *counter guarantees* ergeben sich viele zusätzliche Probleme bei der Realisierung privater Kraftwerkprojekte, von denen hier nur die wichtigsten kurz aufgezeigt werden sollen:

- Die vertraglichen Vereinbarungen über die Abnahme des Stroms vom IPP durch die State Electricity Boards, bezeichnet als Power Purchase Agreements (PPAs), werfen zahlreiche Schwierigkeiten auf, wie zum Beispiel Fragen nach der Preisgestaltung und nach der Übernahme von Wechselkursrisiken. Besondere Relevanz erhält dieses Problem bei Thermalkraftwerken, die ihre Brennstoffe zu US-Dollarpreisen auf dem Weltmarkt einkaufen.
- Bei Kohlekraftwerken werfen die Verträge über die Anlieferung des Brennstoffes an das Kraftwerk besondere Probleme auf. Bei den Verhandlungen über diese Fuel/Coal Supply Agreements war und ist umstritten, wer das Risiko bei ausbleibenden Lieferungen trägt. Exemplarisch kann hierfür das 1.040-MW-Projekt in Vizag (Andhra Pradesh) angeführt werden. Die beteiligten Ministerien (Finanzen, Eisenbahn, Kohle) sowie der Betreiber, die Hinduja National Power Corp., erzielten erst nach langwierigen Verhandlungen Einigkeit über die Verteilung des Risikos.
- Der Landerwerb, notwendige Umsiedlungen, Einflüsse auf die lokale Umwelt sowie Vorwürfe von Korruption sind Fragen, die vor allem bei Projekten unter der Führung multinationaler Energieunternehmen eine starke Politisierung erfahren. Exemplarisch kann hierfür ein 1.000-MW-Kohlekraftwerkprojekt in Mangalore (Karnataka) angeführt werden, ein Gemeinschaftsprojekt von Cogentrix (USA) und China Light and Power (Hongkong), dessen Realisierung - trotz Erhalt aller notwendigen Genehmigungen - nach mehr als sechs Jahren und Investitionen von rund 20 Mio. US\$ aufgrund hoher Politisierung nach wie vor fraglich ist. Noch kontroverser gestaltete sich das bereits erwähnte Gaskraftwerksprojekt von Enron in Dabhol (Maharashtra). Anders als im Fall Cogentrix gelang es Enron allerdings, alle Hürden zu meistern, und der Betriebsbeginn erfolgte im Mai 1999 mit einer Leistungskapazität von 740 Megawatt. Wie bereits erwähnt, bereitet Enron derzeit die zweite Phase des Projekts mit weiteren 1.624 MW mit einem geplanten Betriebsbeginn i.J. 2001 vor.

2.4 Reform der State Electricity Boards - Orissa als Vorreiter

Nach den ausbleibenden Erfolgen mit Projekten von IPPs - zwischen 1992 und Juni 1999 wurden nur knapp 3.000 Megawatt privater Kapazität in Betrieb genommen - und in Anbetracht der sich im Laufe der neunziger Jahre dramatisch verschlechternden finanziellen Situation der State Electricity Boards wurde die dringende Notwendigkeit von Reformmaßnahmen auf diesem Gebiet deutlich. Auch bi- und multilaterale Geber- und Finanzinstitutionen machten eine Reform in Richtung Privatisierung der State Electricity Boards zur Voraussetzung für weitere Kredite an die indische Elektrizitätswirtschaft. Als Vorreiter mit einiger Modellfunktion ragt hierbei der Unionsstaat Orissa heraus, dessen Orissa Reform Act 1995 die rechtliche Grundlage für die Aufteilung des vertikal integrierten Electricity Board in separate Unternehmen für Stromerzeugung und -vertrieb legte, namentlich die Orissa Power Generation Corporation (OPGC) für die Erzeugung und die Grid Corporation of Orissa (GRIDCO) für Netz und Vertrieb. Gleichzeitig wurde eine Regulierungsbehörde geschaffen, die Entscheidungen über die Vergabe von Lizenzen und die Festsetzung von Durchleitungsentgelten zur Nutzung des zu privatisierenden Netzes zu treffen hat. Unterstützt mit einem Kredit der Weltbank in Höhe von 350 Mio. US\$ hat auch die Privatisierung in Orissa bereits begonnen. So erwarb der US-Stromkonzern AES für fast 1,5 Mrd. US\$ 49% der Anteile an OPGC und tätigte damit die bisher wohl größte einmalige Investition in der indischen Elektrizitätswirtschaft. Auch 51% von GRIDCO, aufgeteilt in vier Vertriebsregionen (Central, Northern, Western, Southern), werden derzeit durch öffentliche Ausschreibungen privatisiert.

Die Zentralregierung hat mit dem Electricity Regulatory Commission Act 1998, auf dessen Basis sowohl eine zentrale Regulierungsbehörde in Neu-Delhi als auch entsprechende in jedem Unionsstaat eingerichtet werden können, die landesweite Umstrukturierung und auch Privatisierung der State Electricity Boards eingeleitet. Die Central Electricity Regulatory Commission (CERC) hat sich bereits im Juli 1998 formiert, und zahlreiche Staaten richten derzeit ihre entsprechenden Regulierungsbehörden ein. Fördernd wirkt dabei die Politik von „Zuckerbrot und Peitsche“. Einerseits richtet die Zentralregierung eine Liste von *reforming and non-reforming states* ein, durch die unter anderem über den Zugang zu Krediten der staatlichen Power Finance Corporation entschieden wird, andererseits „belohnen“ internationale Kreditinstitutionen, wie die Weltbank, die Asiatische Entwicklungsbank oder auch die deutsche Kreditanstalt für Wiederaufbau, reformwillige Landesregierungen mit Umstruk-

turierungskrediten. Der Kredit der Weltbank an Andhra Pradesh mit einem Gesamtvolumen von 1 Milliarde US\$ ragt dabei heraus. Nach den indischen Atomtests und den darauf folgenden Sanktionsmaßnahmen etwa ein Jahr auf Eis gelegt, entschied die US-Regierung im Februar 1999, die Freigabe der ersten Kredittranche in Höhe von 210 Millionen US\$ nicht weiter zu blockieren. Es ist zu vermuten, daß diese Entscheidung auch mit dem Interesse einiger Stromkonzerne aus den USA zusammenhängt, die an privaten Kraftwerksprojekten in Andhra Pradesh beteiligt sind und denen somit an der raschen Umstrukturierung des Sektors gelegen ist. Auch Andhra Pradesh hat somit - wie auch Orissa - kein State Electricity Board mehr, sondern ein eigenständiges Unternehmen für die Stromerzeugung, die Andhra Pradesh Power Generation Corporation (APGENCO), und für das Netz und den Vertrieb die Andhra Pradesh Transmission Corporation Limited (APTRANSCO). Haryana gehört ebenfalls in die Reihe der Staaten mit fortgeschrittenen Reformmaßnahmen.

3 Fazit

Der Energie- und Elektrizitätssektor ist von vitaler Bedeutung für wirtschaftliche Entwicklung, und für Indien, weltweit eines der Länder mit dem niedrigsten Pro-Kopf-Energiekonsum, gilt es nicht nur, die Versäumnisse der letzten Jahrzehnte aufzuholen, sondern zusätzlich die Infrastruktur für ein beschleunigtes Wirtschaftswachstum von 6-7% bereitzustellen. In jeder Hinsicht muß die heute vorherrschende Situation auf dem Sektor als unzureichend bezeichnet werden. Gutgemeinte Reformschritte zu Beginn der neunziger Jahre haben aufgrund eines zu großen Vertrauens in die Potentiale privater Investoren im Kraftwerksbereich die Situation noch verschärft. Die Lehre muß hier sein, daß in der Transitionsphase hin zur Privatisierung der Staat sein Engagement nicht zurückfahren darf.

Neben den Infrastrukturproblemen stellt die Frage des Energieimportes und von dessen Finanzierbarkeit ein Entwicklungsland wie Indien nach wie vor vor enorme Herausforderungen. Der Ausbau bei der Nutzung von Erdgas zur effizienteren Stromerzeugung folgt einem internationalen Trend, und besonders im Lichte der internationalen Klimakonventionen scheint die Richtung hier zu stimmen. Für den größeren asiatischen Raum ist eine Zukunft vorherzusehen, in der Erdgas eine ähnliche geopolitische Bedeutung haben wird wie das Erdöl in den siebziger Jahren.

Websites

Eine ausführliche und aktuelle Übersicht über Entwicklungen des Elektrizitätssektors und besonders auch des privatwirtschaftlichen Umfeldes bietet das Ministry of Power der indischen Regierung unter www.nic.in/powermin.

Eine ähnlich ausführliche Darstellung hält das Ministry of Petroleum and Natural Gas bereit unter www.nic.in/petroleum.

Ministry of Non-Conventional Energy Sources: www.nic.in/mnes.

Ausführliche Hintergrundinformationen über die Entwicklungen des privaten Sektors und eine ausführliche Analyse der Kontroverse um das Enron-Gaskraftwerk in Dabhol bietet die Tageszeitung *Indian Express* unter www.expressindia.com/power.

Literaturverzeichnis

Ahluwalia, Montek S., „Infrastructure Development in India's Reforms“, in: Isher Judge Ahluwalia und I.M.D. Little (Hrsg.), *India's Economic Reforms and Development. Essays for Manmohan Singh*, New Delhi: Oxford University Press, 1998

Dadwal, Shebonti Ray, „India's Energy Situation: Crisis in the Making“, in: *Strategic Analysis*, June 1997: 373-82

Dhamedja, Nand und K.S. Sastry, *Privatization, Theory and Practice*, New Delhi und Allahabad: Wheeler Publishing, 1999

Planning Commission, *Annual Report on the Working of State Electricity Boards and Electricity Departments*, New Delhi: Power and Energy Division, Planning Commission, Government of India, 1997

Tata Energy Research Institute, *Teri Energy Data Directory and Yearbook 1998/99*, New Delhi: TERI