

**Restrukturierung der Stromwirtschaft:
Aufgaben für Staat und Entwicklungszusammenarbeit**

Matthias Krause

Berichte und Gutachten 8/2002

©

Deutsches Institut für Entwicklungspolitik
Tulpenfeld 4 · D-53113 Bonn
Telefon 0228 94927-0 · Telefax 0228 94927-130
DIE@die-gdi.de
www.die-gdi.de

ISBN 3-88985-241-6

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis

Zusammenfassung	I
1 Einleitung	1
2 Marktorientierte Reformen zur Erhöhung von Effizienz und Versorgungsdichte der Infrastrukturleistungen in Entwicklungs- und Schwellenländern	2
2.1 Die Mängel der Infrastruktursektoren in Entwicklungs- und Schwellenländern	3
2.2 Marktorientierte Reformen	4
2.2.1 Ökonomische Besonderheiten der Infrastruktursektoren und das alte wettbewerbspolitische Paradigma	4
2.2.2 Das Konzept der <i>umfassenden Restrukturierung</i>	8
3 Restrukturierung der Stromwirtschaft: Technisch-ökonomische Eigenschaften und Handlungsfelder für den Staat	10
3.1 Technisch-ökonomische Eigenschaften der Stromwirtschaft	11
3.2 Handlungsfelder für den Staat	14
3.2.1 Koordination der Restrukturierungsschritte	15
3.2.2 Institutionelles Design von Regulierungsinstanzen	18
3.2.3 Marktregulierung	19
3.2.4 Förderung der Stromversorgung armer Haushalte und ländlicher Regionen	25
4 Erfahrungen mit der Restrukturierung der Stromwirtschaft in Lateinamerika	28
4.1 Einführung und Überblick	28
4.2 Ländererfahrungen	31
4.2.1 Koordination der Restrukturierungsschritte	31
4.2.2 Institutionelles Design von Regulierungsinstanzen	36
4.2.3 Marktregulierung	38
4.2.4 Förderung der Stromversorgung armer Haushalte und ländlicher Regionen	43
5 Lehren aus der Untersuchung	45
6 Die Restrukturierung der Stromwirtschaft und die deutsche Entwicklungszusammenarbeit	47
6.1 Vermittlung von <i>best practices</i> und Unterstützung bei der Erarbeitung von angepassten Reformstrategien	49
6.2 Bereitstellung angepasster Finanzierungsinstrumente	52
6.3 <i>Capacity building</i>	53
6.4 Förderung der Stromversorgung armer Haushalte und ländlicher Regionen	53

6.5	Integration von Klimaschutzinstrumenten in Stromsektorreformen	54
	Anhang	57
	Literaturverzeichnis	59
	Kästen	
Kasten 1:	Die Stromwirtschaft als „Bremse“ der wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Entwicklung – das Beispiel Indien	3
Kasten 2:	Das natürliche Monopol in der Stromwirtschaft	6
Kasten 3:	Das Problem der spezifischen Investitionen in der Stromwirtschaft	13
Kasten 4:	Stromerzeugungstechnologien und Stromkosten	15
Kasten 5:	Erfahrungen mit <i>Independent Power Producers (IPPs)</i>	21
Kasten 6:	Die deutsche EZ im Energiesektor	48
Kasten 7:	Unterstützung von Stromsektorreformen unter schwierigen Rahmenbedingungen – das Beispiel Georgien	50
Kasten 8:	Stromsektorreformen und mangelnde <i>ownership</i> bei den Partnern – das Beispiel Bangladesch	51
	Tabellen	
Tabelle 1:	Investitionen in Infrastrukturprojekte in Entwicklungs- und Schwellenländern mit privater Beteiligung nach Sektor und Region, 1990-99 (Angaben in Mrd. US-Dollar 1999)	5
Tabelle 2:	Unterschiedliche Mischformen der Privatisierung in der Stromwirtschaft	17
Tabelle 3:	Wirkung der Entfernung vom Netz und des Verbrauchsniveaus auf die Stromkosten pro KWh in Indonesien (Angaben in US Cents pro KWh)	25
Tabelle 4:	Anteil der Privatwirtschaft an den stromwirtschaftlichen Produktionsstufen in ausgewählten lateinamerikanischen Ländern (Angaben in v.H. des Marktanteils)	29
Tabelle 5:	Strukturmerkmale ausgewählter lateinamerikanischer Regulierungsinstanzen	36
	Abbildungen	
Abbildung 1:	Horizontale und vertikale Entflechtung in der Stromwirtschaft	12
Abbildung 2:	Herkömmlicher Förderansatz versus ergebnisorientierter Förderansatz	26
Abbildung 3:	Restrukturierung in ausgewählten lateinamerikanischen Ländern	40
Abbildung 4:	Brasilien: Entwicklung der Erzeugungskapazität und der erzeugten elektrischen Energie, 1980-1999 (<i>Index 1990=100</i>)	33
Abbildung 5:	Investitionen in die brasilianische Stromwirtschaft, 1970-1999	35

Abkürzungsverzeichnis

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasilien)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMZ	Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (Brasilien)
BOT	Build, Operate, Transfer
BOOT	Build, Own, Operate, Transfer
BPDB	Bangladesh Power Department Board
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (Argentinien)
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga (Chile)
CDM	Clean Development Mechanism
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais (Brasilien)
CER	Certified Emission Reductions
CEPAL	Comisión Económica para Latinoamérica y el Caribe
CHILECTRA	Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. (Chile)
CNE	Comisión Nacional de Energía (Chile)
CRE	Comisión Reguladora de Energía (Mexiko)
CREG	Comisión Nacional de Regulación de Energía y Gas (Kolumbien)
CTE	Comisión de Tarifas Eléctricas (Peru)
DAC	Development Assistance Committee
DEG	Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
ECLAC	UN Economic Commission for Latin America & the Caribbean
ENDESA	Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Chile)
ENRE	Ente Nacional Regulador de Electricidad (Argentinien)
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
EZ	Entwicklungszusammenarbeit
FZ	Finanzielle Zusammenarbeit
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit
GWh	Gigawattstunde
IPP	Independent Power Producer
ISO	Independent System Operator
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau

KW	Kilowatt
KWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
ODA	Official Development Aid
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OMI	Ortsgebundene materielle Infrastruktur
OPK	Operationale Prüfungskriterien
PAEPRA	Programa de Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural de Argentina
PPA	Power Purchasing Agreement
PPIAF	Public-Private Infrastructure Advisory Facility
PPP	Public-Private Partnership
SEB	State Electricity Board (Indien)
SSP	Superintendencia de Servicios Públicos (Kolumbien)
TZ	Technische Zusammenarbeit
USAID	United States Agency for International Development
WCD	World Commission on Dams

Zusammenfassung

Die Energie-, Wasser-, Kommunikations- und Transportsektoren (kurz: die ortsgebundene materielle Infrastruktur - OMI) waren in den neunziger Jahren weltweit Gegenstand umfangreicher Strukturereformen, so auch in vielen Entwicklungs- und Schwellenländern. Im Zuge der Liberalisierungs- und Privatisierungswelle konnten teilweise erhebliche Kapitalmarktmittel mobilisiert und für die Sanierung und den Ausbau von Infrastruktur in Entwicklungs- und Schwellenländern eingesetzt werden. Lateinamerika spielte hierbei eine Vorreiterrolle.

Die anfangs sehr optimistischen Einschätzungen der Liberalisierungs- und Privatisierungspotenziale sind inzwischen einer deutlich nüchterneren Perspektive gewichen. Dies wird auch in der Stromwirtschaft deutlich. Mängel in der Funktionsweise liberalisierter Strommärkte (Zusammenbruch der kalifornischen Stromversorgung im Januar 2001), zurückgehende private Investitionen in den letzten Jahren und – insbesondere in Lateinamerika – eine wachsende Opposition gegen marktorientierte Restrukturierungen haben die Reformperspektiven eingetrübt.

Eine *umfassende Restrukturierung*, durch die wettbewerbsfördernde Marktstrukturen und unabhängige Regulierungsinstanzen geschaffen werden sowie privates Kapital mobilisiert wird, kann einen wichtigen Beitrag zur wirtschaftlichen und sozialen Entwicklung leisten. Allerdings stellt dieses Konzept hohe Anforderungen an die staatlichen Institutionen, die sowohl in der neuen Sektorstruktur (Regulierung) als auch in der Gestaltung des Übergangs vom alten Modell staatseigener Monopole auf das Wettbewerbsmodell eine wichtige Rolle spielen müssen. Diese Voraussetzungen sind in vielen Entwicklungs- und Schwellenländern nicht erfüllt, wodurch es zu Effizienzverlusten und sozialen Ungerechtigkeiten kommen kann. Eine wichtige Voraussetzung für die Privatisierungskomponente der Strategie sind adäquate makroökonomische, politische und rechtliche Rahmenbedingungen zur Akquisition von Direktinvestitionen.

Marktorientierte Reformen zur Erhöhung von Effizienz und Versorgungsdichte der Infrastrukturleistungen in Entwicklungs- und Schwellenländern

Die OMI-Sektoren sind in den meisten Entwicklungs- und Schwellenländern als vertikal integrierte Staatsmonopole organisiert. Vielfach befinden sie sich in einer Dauerkrise, die durch hohe Ineffizienz und chronische Unterfinanzierung gekennzeichnet ist. Häufig zu beobachtende Mängel sind Leistungsunterbrechungen, Unterversorgung, unzureichende Instandhaltung, hohe finanzielle Verluste aufgrund zu niedriger Tarife sowie die Vernachlässigung von Umweltzielen.

Bei der Konzipierung marktorientierter Reformen muss den ökonomischen Besonderheiten der OMI-Sektoren große Aufmerksamkeit geschenkt werden, nämlich der Eigenschaft des *natürlichen Monopols* und den hohen *spezifischen Investitionen*. Diese Besonderheiten führen dazu, dass eine reine Marktkoordinierung im Infrastrukturbereich zu keiner optimalen Ressourcenallokation führt und rechtfertigen staatliche Regulierung mit dem Ziel der Effizienzsteigerung. Im alten wettbewerbspolitischen Paradigma wurde hieraus abgeleitet, dass die Infrastruktursektoren als staatliche Monopole zu organisieren seien.

Zur Lösung der Infrastrukturkrise wird das Reformkonzept der *umfassenden Restrukturierung* vorgeschlagen, das folgende Komponenten enthält:

Liberalisierung: Durch vertikale Entflechtung der Wertschöpfungskette werden jene Prozesse, die wettbewerbsfähig sind, von denen, die natürlichen Monopolcharakter haben, getrennt. Bei ersteren kann ein „normaler“ *Wettbewerb in Märkten*, bei letzteren ein *Wettbewerb um Märkte* (Ausschreibungswettbewerb) stattfinden. Ziel der Liberalisierung ist die Erhöhung der Effizienz im Infrastrukturbereich.

Privatisierung: Diese umfasst den Transfer bestehender Anlagen an private Eigentümer sowie die Erstellung, die Finanzierung und den Betrieb neuer Anlagen durch private Akteure. Ziele der

Privatisierung sind sowohl die Erhöhung der internen Produktionseffizienz als auch die Mobilisierung privaten Kapitals.

Regulierungsreform: Diese umfasst die Schaffung unabhängiger Instanzen mit vier Aufgaben: Gestaltung und Steuerung der Marktstruktur zur Förderung des Wettbewerbs in Märkten; Beaufsichtigung der natürlichen Monopolbereiche (in Form der Preis- und Qualitätsregulierung); Förderung des Wettbewerbs um Märkte; soziale Regulierung mit dem Ziel, die Versorgung armer und ländlicher Haushalte mit Infrastrukturleistungen zu verbessern.

Restrukturierung der Stromwirtschaft: Handlungsfelder für den Staat

Die Stromwirtschaft besteht aus vier vertikal angeordneten **Stufen**:

- *Stromerzeugung* - die in Kraftwerken stattfindende Umwandlung von Primär- oder Sekundärenergieträgern in elektrischen Strom;
- *Stromübertragung* - der Transport des elektrischen Stroms mittels eines Hochspannungsnetzes vom Kraftwerk zu den Verbrauchszentren;
- *Stromverteilung* - der Transport des elektrischen Stroms mittels eines Niederspannungsnetzes vom Umspannwerk zu den Endverbrauchern;
- *Stromendverkauf* - die Messung des Stromverbrauchs und das Inkasso.

Stromübertragung und Stromverteilung bilden natürliche Monopole. Für diese Produktionsstufen kommt lediglich der Wettbewerb um Märkte in Frage. Auf den Stufen Stromerzeugung und Stromendverkauf kann ein Wettbewerb in Märkten geschaffen werden. Hierfür müssen alle vier Stufen vertikal entflochten werden.

Die Umsetzung des Konzeptes der *umfassenden Restrukturierung* stellt hohe Anforderungen an die staatlichen Institutionen. Dies betrifft sowohl das Management des Übergangs (Koordination der

Restrukturierungsschritte, Schaffung unabhängiger Regulierungsinstanzen) als auch die Funktionen innerhalb der neuen Sektorstruktur (Marktregulierung, Förderung der Stromversorgung).

Koordination der Restrukturierungsschritte: Im Rahmen der Reformen müssen eng aufeinander abgestimmt drei Schritte koordiniert werden:

- *Etablierung eines wettbewerblichen Ordnungsrahmens für die Stromwirtschaft:* Schaffung der gesetzlichen Voraussetzungen für private Investitionen; Festlegung der Rollen, Rechte und Pflichten der Akteure im Strommarkt; Bestimmung der horizontalen und vertikalen Strukturen des Strommarktes.
- *Vorbereitungen für die Einführung des Wettbewerbs:* Durchführung der vertikalen und horizontalen Entflechtung; Vorbereitung der Staatsunternehmen auf die Privatisierung durch Sanierung, Umstrukturierung, Anpassung der Rechtsform und Bewertung; Bildung der Marktinstitutionen (Strombörsengesellschaft), des unabhängigen Systembetreibers und der Regulierungsinstanzen; Anpassung der Strompreise an die Stromkosten.
- *Privatisierung bestehender und neuer Anlagen:* Privatisierung über Anteilsverkäufe an Börsen, Auktionen oder direkte Verhandlungen; Ausschreibung von Erzeugungs- Übertragung- und Verteilungskonzessionen; Ausnutzung von Mischformen der Privatisierung (Managementverträge, Konzessionen, Betreibermodelle).

Durch die Einhaltung der Reihenfolge der Reformschritte können Inkonsistenzen beim Übergang auf das neue Wettbewerbsmodell vermieden werden.

Institutionelles Design von Regulierungsinstanzen: Die Regulierungsinstanzen sind in ein staatliches Institutionengefüge eingebettet. Ein schwaches Justizsystem (mangelnde Unabhängigkeit, Leistungsfähigkeit, Fachkompetenz) beeinträchtigt die Leistungsfähigkeit der Regulierungsinstanzen ebenso wie unzureichende Koordination mit der allgemeinen Wettbewerbsaufsicht. Die Effektivität und Glaubwürdigkeit der Regulie-

rungsinstanzen hängen besonders von zwei Merkmalen ab:

- *Unabhängigkeit*: Die Regulierungsinstanzen sollten institutionell (Vermeidung einer zu großen Nähe zum Ministerium) und finanziell (z.B. Finanzierung über Abgaben der Stromunternehmen) autonom sein.
- *Handlungsfähigkeit*: Die Regulierungsinstanzen sollten über ausreichende finanzielle und qualifizierte personelle Ressourcen verfügen sowie Sanktionsmöglichkeiten haben (z.B. Bußgelder).

Marktregulierung: Die Marktregulierung umfasst drei wichtige Aufgabenbereiche:

1. *Strukturregulierung*: Die Marktstruktur entscheidet über das Ausmaß des Wettbewerbs in Märkten. Je nach der Reichweite der Liberalisierungsschritte können drei Marktstrukturmodelle identifiziert werden:
 - *Alleinabnehmermodell*: Die vertikal integrierten Monopole bleiben erhalten. Es findet lediglich ein Wettbewerb um neue Erzeugungskapazitäten (Ausschreibungswettbewerb) durch die kompetitive Vergabe von Betreiberverträgen statt. Da keine vertikale Entflechtung erfolgt und der Stromhandel nicht liberalisiert wird, ist kein Wettbewerb in Märkten möglich. Es bestehen keinerlei Anreize, eventuelle Effizienzgewinne in der Stromerzeugung an die Verbraucher weiterzugeben.
 - *Durchleitungsmodell*: Es wird ein freier Stromhandel eingeführt. Allerdings bleiben parallele vertikal integrierte Unternehmen erhalten. Auf diese Weise wird ein eingeschränkter Wettbewerb in der Stromerzeugung und im Stromendverkauf ermöglicht. Es bestehen gewisse Anreize, Effizienzgewinne an die Verbraucher weiterzugeben. Der Wettbewerb ist eingeschränkt, da der diskriminierungsfreie Stromtransport von den vertikal integrierten Unternehmen behindert werden kann.

- *Poolmodell*: Die Monopole werden konsequent vertikal und horizontal entflochten und der Stromtransport wird einem unabhängigen Systembetreiber überantwortet. Auf diese Weise ist ein vollständiger Wettbewerb in der Stromerzeugung und im Stromendverkauf möglich. Der unabhängige Systembetreiber koordiniert die Lastverteilung auf Basis der Marktsignale einer zentralen Strombörse. Die Anreize, Effizienzgewinne an die Verbraucher weiterzugeben, sind hoch.

2. *Preis- und Qualitätsregulierung*: Die Preis- und Qualitätsregulierung soll verhindern, dass die natürlichen Monopole auf der Stromübertragungs- und Stromverteilungsstufe ihre Marktmacht missbrauchen. Aufgrund des Informationsvorsprungs der regulierten Unternehmen ist eine perfekte Preisregulierung nicht möglich. Anreize zur Kostensenkung können geschaffen werden, in dem der direkte Zusammenhang zwischen Unternehmenskosten und reguliertem Tarif in der Preisregel aufgehoben wird.
3. *Förderung des Wettbewerbs um Märkte*: Es werden nur dann wirksame Wettbewerbseffekte erzielt, wenn die Konzessionen in einem transparenten und kompetitiven Verfahren vergeben werden:
 - Auktionen vermitteln starke Wettbewerbseffekte, sind jedoch mit relativ hohen Transaktionskosten verbunden.
 - Direkte Verhandlungen sind flexibler, erzeugen allerdings lediglich einen geringen Wettbewerbsdruck.

Förderung der Stromversorgung armer Haushalte und ländlicher Regionen: Der Zugang zu Elektrizität erhöht nicht nur die Lebensqualität, sondern auch die wirtschaftlichen und sozialen Handlungsmöglichkeiten und stellt damit einen Beitrag zur Chancengleichheit dar. In vielen Gesellschaften gilt die Elektrizitätsversorgung als Basisleistung zur sozialen Integration. Aufgrund geringer Bevölkerungsdichte und des niedrigen Durchschnittsverbrauchs ist die Versorgung des

ländlichen Raums besonders teuer. Daher muss die Stromversorgung der städtischen Armen und der ländlichen Regionen in der Regel durch Subventionen gefördert werden.

Zu diesem Zweck sollten transparente und zielgenaue Subventionsmechanismen etabliert werden, die mit einer liberalisierten und privatisierten Sektorstruktur vereinbar sind. Teilweise sind gute Erfahrungen mit über Quersubventionen finanzierten Sozialtarifen (sog. *lifeline tariffs*) gemacht worden, bei denen der Stromkonsum bis zu einer niedrigen Schwelle subventioniert wird. Ein weiterer Ansatz, der insbesondere im Rahmen der ländlichen Elektrifizierung vielversprechend ist, ist die ergebnisorientierte Förderung (*output-based aid*). Die öffentlichen Subventionsmittel werden an klar definierte Ergebniskriterien (z.B. Ausbau und Betrieb der Versorgung in Region X unter Maßgabe eines Tarifs in Höhe von Y) gekoppelt und schließen die Lücke zwischen einzelwirtschaftlich rentablem und gesellschaftlich erwünschtem Versorgungsniveau.

Erfahrungen mit der Restrukturierung der Stromwirtschaft in Lateinamerika

In der Tendenz hat die Restrukturierung in Lateinamerika einen positiven Einfluss auf die Produktionseffizienz der Stromwirtschaft sowie auf die Rehabilitation und Erweiterung der Sektorinfrastruktur. In einigen Fällen sanken dank der Sektorreformen die Großhandelspreise für Elektrizität deutlich. Allerdings haben die privaten Haushalte in der Regel hiervon weniger profitiert als die Großkunden. Die Förderung der Stromversorgung armer und ländlicher Haushalte wurde im Rahmen der Reformen häufig vernachlässigt.

Die lateinamerikanischen Erfahrungen zeigen auch, dass das Konzept der *umfassenden Restrukturierung* die staatlichen Institutionen häufig überfordert. So können durch Schwächen bei der Implementierung und mangelnde *ownership* wichtiger Akteure an den Reformen inkonsistente Sektorstrukturen entstehen. Die Vernachlässigung von wettbewerbsfördernden Marktstrukturen und ineffektive Preisregulierungen verhindern, dass Effi-

ziengewinne an die Verbraucher weitergegeben werden und verursachen unnötige Kosten.

Koordination der Restrukturierungsschritte:

Wichtig ist, dass sich die Hauptakteure und *stakeholders* mit der Reform identifizieren. Hierzu ist u.a. die Abstimmung der Reformen zwischen der zentralstaatlichen und der Regionalebene notwendig. Probleme auf diesem Gebiet zeigen sich beispielhaft in Brasilien und Kolumbien. Hier wurden wichtige Restrukturierungsschritte auf regionaler Ebene blockiert, um Besitzstände zu wahren. Dies gefährdete den Reformprozess als Ganzen. Im Fall Argentiniens lief der Restrukturierungsprozess hingegen relativ koordiniert ab. Dazu beigetragen haben der hohe Reformwille der Bundesregierung, welche die Restrukturierung als Teil eines Gesamtpaketes zur Strukturanpassung der argentinischen Wirtschaft durchführte und die Tatsache, dass die Kontrolle über weite Teile des Stromnetzes in der Hand des Zentralstaats lag.

Institutionelles Design von Regulierungsinstanzen:

Die an der Regulierung der Stromwirtschaft beteiligten Instanzen sind in ein staatliches Institutionengefüge eingebettet, das Einfluss auf die Effektivität und Reputation der Regulierung hat. Im Allgemeinen weist dieses staatliche Institutionengefüge in den lateinamerikanischen Staaten Defizite auf. Dies betrifft insbesondere die Durchsetzbarkeit von Verfügungsrechten, die Unabhängigkeit und Leistungsfähigkeit der Justiz sowie die Wettbewerbsaufsicht. Darüber hinaus zeigen die chilenischen Erfahrungen, dass eine zu große Nähe zum Ministerium und fehlende Handlungskompetenzen die Effektivität der Regulierung behindern. Vor allem in einigen kleinen und armen Ländern der Region ist die Handlungsfähigkeit von Regulierungsinstanzen außerdem durch das Fehlen kompetenter Fachkräfte eingeschränkt.

Marktregulierung: Die Erfahrungen zeigen, dass der isolierte Ausbau von Erzeugungskapazitäten mittels des Alleinabnehmermodells, ohne die Rahmenbedingungen zu verändern, in der Regel über hohe Strompreise teuer bezahlt werden muss. Dies spricht dafür, durch die Etablierung des Poolmodells mehr Wettbewerb in Märkten zu schaffen. Damit der Wettbewerb effektiv wird, ist

es allerdings nötig, den Sektor vollständig horizontal und vertikal zu entflechten und die Unabhängigkeit des Systembetreibers zu gewährleisten. Wenn diese Punkte vernachlässigt werden, kommt es zu Wettbewerbsbehinderungen. Dies zeigt ein Vergleich der Erfahrungen Chiles und Argentiniens. Die kleinen Märkte Zentralamerikas stellen ein besonderes Problem dar, da hier die Entstehung von Marktmacht kaum zu verhindern ist. Der Nutzen einer vertikalen Entflechtung ist dort fraglich.

In Bezug auf die Preisregulierung ist es den Regulierungsinstanzen in der Praxis bisher nicht in ausreichendem Maße gelungen, dass die Effizienzgewinne, die in der Erzeugung, Verteilung und Übertragung entstehen, an die privaten Haushalte weitergegeben werden.

Förderung der Stromversorgung armer Haushalte und ländlicher Regionen: Die soziale Dimension der Regulierung ist bei den Strukturreformen in Lateinamerika vielfach vernachlässigt worden. Künftig muss dem Problem der illegalen Stromanschlüsse in städtischen Armensiedlungen eine größere Aufmerksamkeit geschenkt werden, da es im Rahmen von Privatisierungen sonst zu massiven Konflikten kommen kann.

In Chile sind positive Erfahrungen mit einem Subventionsmodell für ländliche Elektrifizierung gemacht worden, das sich eines Wettbewerbsverfahrens für die Zuteilung der staatlichen Mittel bedient. Durch ein standardisiertes Bewertungsverfahren wird sichergestellt, dass lediglich Projekte gefördert werden, die ein positives gesellschaftliches Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweisen. An den Investitionskosten beteiligen sich stets der private Betreiber, der Staat und die Verbraucher.

Empfehlungen an die deutsche EZ

Damit EZ im Stromsektor erfolgreich sein kann, muss sie einem systemischen Ansatz folgen, welcher der Komplexität der Reformen Rechnung trägt. Entscheidend ist es, ein kohärentes Sektor-konzept zu erarbeiten. Dies ist nötig, um Einfluss auf die Reformstrategien der multilateralen Ge-

berorganisationen zu gewinnen und um die bilaterale EZ adäquat zu steuern. Darüber hinaus sollten TZ- und FZ-Maßnahmen zu einem integrierten Maßnahmenpaket vereint und in einen konstanten Sektordialog eingebettet werden. Schließlich ist eine weitere Verbesserung der Geberkoordinierung anzustreben. Dies ist aufgrund der großen Finanzvolumina und der Notwendigkeit eines kohärenten Auftretens der Geber zur Unterstützung politischer Reformen im Partnerland eine wichtige Voraussetzung für den Reformenerfolg.

EZ sollte prioritär an den Engpassfaktoren für erfolgreiche Sektorreformen ansetzen und in den folgenden fünf Handlungsfeldern aktiv sein:

Vermittlung von *best practices* und angepassten Reformstrategien: Die Unterstützung der Partnerregierungen bei der Ausarbeitung landesspezifischer Reformstrategien ist eine wichtige Aufgabe. Während die Zielstruktur der Reformen weitgehend unstrittig ist (Wettbewerb auf der Erzeugungs- und Verteilungsstufe, Privatisierung, unabhängige Regulierung), ist es häufig ungeklärt, wie ein an die makroökonomischen, rechtlichen und politischen Bedingungen des Landes angepasster Reformprozess aussehen soll. In diesem Zusammenhang sollte die Zusammenarbeit der deutschen EZ mit der *Public-Private Infrastructure Advisory Facility* (PPIAF) verbessert werden. Diese auch von Deutschland unterstützte multilaterale Fazilität finanziert Sektorberatungsvorhaben im Infrastrukturbereich und verfügt über ein Netzwerk von Spezialisten mit Erfahrungen in Entwicklungs- und Schwellenländern. Mit dem Sektorvorhaben „PPP im Infrastrukturbereich“, das von der GTZ durchgeführt wird, ist ein wichtiger Schritt zum Ausbau der Beratungskompetenz der deutschen EZ auf diesem Gebiet getan worden.

Bereitstellung angepasster Finanzierungsinstrumente: Es sollte stets geprüft werden, ob Maßnahmen in der Stromwirtschaft als PPP durchgeführt werden können. Allerdings muss sichergestellt werden, dass die Rahmenbedingungen für ein privates Engagement gegeben sind. Darüber hinaus sollte eine weitere Flexibilisierung des Instrumentariums angestrebt werden. Bei-

spielsweise fehlt der deutschen FZ ein Garantieinstrument, mit dem das Länderrisiko abgedeckt und so direkt privates Kapital mobilisiert werden kann.

Capacity building: Eine weitere Aufgabe für die EZ ist die Stärkung der Regulierungskompetenz. Es ist wichtig, dass diese Maßnahmen gut mit den restlichen Reformschritten koordiniert und rechtzeitig begonnen werden. Auf dem Gebiet des *capacity building* für Regulierungsinstanzen sollten enge Kooperationsstrukturen mit anderen Gebern eingegangen werden, da die deutsche EZ aufgrund der geringen Erfahrungen im eigenen Land mit der Regulierung liberalisierter Strommärkte hier lediglich geringe spezifische Kompetenzen aufgebaut hat.

Förderung der Stromversorgung armer und ländlicher Haushalte: Die Bedürfnisse der städtischen Armen und der ländlichen Bevölkerung müssen frühzeitig bei der Konzeption der Reformstrategie berücksichtigt werden. Auf die entsprechenden Strukturmerkmale (Mandat der Regulierungsinstanz für die Definition von Sozialtarifen, Anschlussverpflichtungen in Konzessionsverträgen, Vorhandensein einer ländlichen Elektrifizierungsstrategie) ist zu achten. Außerdem sollte die Beteiligung an der Konzipierung und Finanzierung ländlicher Elektrifizierungsfonds erwogen werden. Es ist wichtig, dass diese nach dem Muster einer ergebnisorientierten Subventionierung arbeiten und sich wettbewerblicher und transparenter Vergabeverfahren bedienen.

Integration von Klimaschutzinstrumenten in Stromsektorreformen: Es ist wichtig, Lösungsstrategien für die Verknüpfung von Klimaschutz mit marktorientierten Reformen anzubieten und das Thema Klimaschutz in der Sektorreformagenda der Partnerländer zu verankern. Die Partnerregierungen sollten in einem konstanten Politikdialog für das Thema sensibilisiert werden. Dies ist keine leichte Aufgabe, da kurzfristig aufgrund der höheren einzelwirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung mit regenerativen Energien ein Zielkonflikt zwischen Investitionen in Klimaschutz und Investitionen in konventionelle Stromerzeugung besteht. Da die Bundesregierung dem The-

ma im eigenen Land einen hohen Stellenwert einräumt, hat sie jedoch eine relativ gute Verhandlungsposition. Indem die Finanzierungsmechanismen aus dem Kyoto-Protokoll (*Clean Development Mechanism*) mit der bilateralen EZ verknüpft werden, kann es gelingen, zusätzliche Mittel für Klimaschutz zu mobilisieren. Durch die Förderung der Stromversorgung dünn besiedelter Gebiete mit netzungebundenen Stromsystemen auf Basis regenerativer Energien kann die soziale und wirtschaftliche Entwicklung auf eine umweltverträgliche Weise unterstützt werden.

1 Einleitung

Die Energie-, Wasser-, Kommunikations- und Transportsektoren (kurz: die ortsgebundene materielle Infrastruktur - OMI)¹ waren in den neunziger Jahren weltweit das Ziel umfangreicher Strukturreformen. Eine „Liberalisierungs- und Privatisierungswelle“ nahm ihren Lauf um den Globus und erreichte auch zahlreiche Entwicklungs- und Schwellenländer. So wurden zwischen 1990 und 1999 579,3 Milliarden US-Dollar in Infrastrukturprojekte mit privater Beteiligung in Entwicklungs- und Schwellenländern investiert. Der größte Anteil entfiel hierbei mit 285,6 Milliarden US-Dollar auf Lateinamerika.² Dank der Öffnung der OMI-Sektoren für ausländische Privatinvestoren konnten erhebliche Kapitalmarktmittel mobilisiert und für die Sanierung und den Ausbau von Infrastruktur in Entwicklungs- und Schwellenländern eingesetzt werden.

Dieser von den großen multi- und bilateralen Gebern mitgetragene Liberalisierungs- und Privatisierungsprozess im Bereich der OMI hat sich in jüngster Zeit verlangsamt. Dies lässt sich in nicht unerheblichem Maße auf die in Folge der Asienkrise (1997) ungünstigeren Investitionsbedingungen in vielen Entwicklungs- und Schwellenländern zurückführen.³ Ein weiterer Grund für die jüngste Entwicklung ist jedoch auch im vermehrten politischen Widerstand gegen die Liberalisierungs- und Privatisierungsstrategie zu sehen. Besonders groß sind die Bedenken im Bereich der Trinkwasserversorgung.⁴ Jedoch auch in anderen

OMI-Bereichen, so z.B. im Elektrizitätssektor, gibt es teilweise erhebliche Widerstände gegen Liberalisierungs- und Privatisierungsbestrebungen. Dies zeigt sich u.a. darin, dass Reformvorhaben nicht die nötige Unterstützung in der Legislative finden (z.B. scheiterte in diesem Jahr ein Gesetzesentwurf zur Stromsektorreform in Mexiko) oder bereits beschlossene Privatisierungen aufgrund massiven Gegendrucks nicht umgesetzt werden können (z.B. in diesem Jahr in Peru im Bereich der Stromverteilung). Der vielbeachtete Kollaps des kalifornischen Elektrizitätsmarkts im Januar 2001 hat dazu beigetragen, die Position der Liberalisierungs- und Privatisierungsgegner zu stärken und hat Zweifel an der Vorteilhaftigkeit von marktorientierten Reformen aufkommen lassen.

Die vorliegende Arbeit ist als Orientierungshilfe für die Positionierung der deutschen Entwicklungszusammenarbeit im kontrovers diskutierten Bereich der Stromsektorreform gedacht. Folgende Fragen sollen beantwortet werden: Ist die Unterstützung marktorientierter Reformen im Stromsektor aus entwicklungspolitischer Sicht zu befürworten? Auf welche Elemente muss beim Design einer neuen Sektorstruktur besonders geachtet werden und welche Schritte sind im Reformprozess zu bewältigen? Welche Anforderungen ergeben sich hieraus für die staatlichen Institutionen in Entwicklungsländern? Und schließlich: Worauf sollte sich die deutsche Entwicklungszusammenarbeit in diesem Politikbereich konzentrieren und mit welchen Instrumenten kann sie Sektorreformen im Elektrizitätsbereich positiv beeinflussen?

Die Arbeit baut sich wie folgt auf: **Kapitel 2** liefert eine Einführung in die Situation der OMI-Sektoren in Entwicklungsländern, erläutert die den marktorientierten Reformen innewohnende Logik und dient als Vorbereitung für die Analyse der Stromwirtschaft in Kapitel 3. Es wird sowohl auf die ökonomischen Besonderheiten der Infrastruktursektoren eingegangen als auch das Re-

1 Die hier vorgenommene Abgrenzung ist für die Zwecke dieser Arbeit sinnvoll, da die aufgeführten Infrastruktursektoren ähnliche ökonomische Eigenschaften aufweisen. Siehe 2.2.1. Eine andere übliche Abgrenzung von Infrastrukturleistungen in der Entwicklungszusammenarbeit ist folgende: *Wirtschaftliche Infrastruktur*: Energiewirtschaft, Transport, Telekommunikation. *Soziale Infrastruktur*: Bildungswesen, Gesundheitsversorgung, Wasserversorgung, Abfallentsorgung. Vgl. z.B. Kreditanstalt für Wiederaufbau (1999), S. 9.

2 Vgl. World Bank (2001), S. 152.

3 Vgl. Izaguirre / Rao (2000), S. 5f.

4 Kritisiert wird, dass die üblicherweise angestrebte Anhebung der Tarife auf ein kostendeckendes Niveau arme

Nutzergruppen von der Versorgung mit dem lebensnotwendigen Trinkwasser ausschließt und somit entwicklungspolitisch kontraproduktiv ist. Vgl. Grusky (2001).

formkonzept der *umfassenden Restrukturierung* eingeführt.

In **Kapitel 3** werden die technisch-ökonomischen Eigenschaften der Stromwirtschaft dargestellt und ihre Besonderheiten herausgearbeitet. Anschließend werden die im Zuge von Sektorreformen sich auftuenden Handlungsfelder für den Staat abgeleitet. Es wird verdeutlicht, dass eine sinnvolle Liberalisierung und Privatisierung des Stromsektors leistungsfähiger staatlicher Institutionen bedarf. Die Stromwirtschaft ist gut geeignet, um das Politikfeld der Sektorreform im Infrastrukturbereich zu untersuchen: Es besteht ein enger Zusammenhang zwischen der Stromversorgung und der Wirtschaftsentwicklung eines Landes ebenso wie zwischen der Verfügbarkeit von Strom und der Lebensqualität.⁵ Dies macht die Stromversorgung zu einem wichtigen Entwicklungsfaktor eines Landes. Darüber hinaus stellt die Stromwirtschaft, was die technologischen Innovationen und das Investitionsvolumen mit privater Beteiligung in Entwicklungs- und Schwellenländern betrifft, nach dem Telekommunikationssektor den dynamischsten OMI-Bereich dar.⁶

In **Kapitel 4** wird zunächst kurz der Stand der Restrukturierung der Stromwirtschaft in Lateinamerika geschildert. Anschließend wird anhand exemplarischer Erfahrungen analysiert, wie sich die Liberalisierungs- und Privatisierungsstrategie in den Ländern Lateinamerikas bewährt. Zu diesem Zweck werden die in Kapitel 3 herausgearbeiteten Handlungsfelder des Staates näher betrachtet und auf Erfolge und Misserfolge hin geprüft. Lateinamerika ist besonders für die Auswertung der praktischen Erfahrungen auf diesem Gebiet geeignet, da verschiedene Länder der Region bereits früh eine marktorientierte Restrukturierung ihrer Stromwirtschaften durchgeführt haben (Chile, Argentinien). Inzwischen haben nahezu sämtliche lateinamerikanischen Länder Reformen ihrer Stromwirtschaften durchgeführt bzw. eingeleitet. Allerdings zeigen die Energiekrisen in Chile (1998/99) und Brasilien (2001/02), dass die

neuen wettbewerbsorientierten Organisations- und Steuerungsmodelle in der Praxis nicht von Problemen verschont bleiben.

In **Kapitel 5** werden die Ergebnisse der vorangegangenen Kapitel systematisch zusammengetragen und Lehren daraus gezogen.

In **Kapitel 6** werden Empfehlungen an die deutsche Entwicklungszusammenarbeit (EZ) formuliert. Hauptaufgabe der EZ ist es, die Partnerländer während der Restrukturierung technisch und finanziell zu unterstützen, um zu vermeiden, dass Koordinierungsverluste und inkonsistente Sektorstrukturen entstehen und um zu fördern, dass Effizienzgewinne sich in sozialer Entwicklung materialisieren sowie ökologische Ziele ein größeres Gewicht erhalten. Es werden Empfehlungen für fünf wichtige Handlungsfelder gegeben: Vermittlung von *best practices* und Reformstrategien, Bereitstellung angepasster Finanzierungsinstrumente, *capacity building*, Förderung der Stromversorgung armer Haushalte und ländlicher Regionen sowie Integration von Klimaschutzinstrumenten in Stromsektorreformen.

2 Marktorientierte Reformen zur Erhöhung von Effizienz und Versorgungsdichte der Infrastrukturleistungen in Entwicklungs- und Schwellenländern

Die anhaltenden Mängel in der *performance* der Infrastruktursektoren vieler Entwicklungs- und Schwellenländer und der hohe Finanzierungsbedarf machen strukturelle Reformen nötig, um die Krise der OMI-Sektoren zu überwinden. Die Infrastruktursektoren sind bzw. waren in den Entwicklungs- und Schwellenländern bis in die jüngste Vergangenheit durch staatliche Monopole charakterisiert. Eine Strukturreform, bestehend aus der kombinierten Liberalisierung, Privatisierung und Regulierungsreform birgt das Potential, zur Überwindung der Infrastrukturkrise beizutragen. Die in den vergangenen Jahren weltweit zu beobachtende Privatisierungs- und Liberalisierungswelle im OMI-Bereich ist vor diesem Hin-

5 Vgl. Weltbank (1994), S. 20-27.

6 Siehe Tabelle 1.

tergrund zu bewerten. In der vorliegenden Arbeit wird allein auf die Reformen in Entwicklungs- und Schwellenländern eingegangen.⁷

Im folgenden Kapitel wird die Krise der Infrastruktursektoren in Entwicklungs- und Schwellenländern kurz dargestellt (2.1). Daran anschließend wird auf die ökonomischen Hintergründe des alten Strukturmodells der staatlichen Monopolunternehmen eingegangen sowie das Reformmodell der *umfassenden Restrukturierung* erläutert (2.2).

2.1 Die Mängel der Infrastruktursektoren in Entwicklungs- und Schwellenländern

Im Allgemeinen sind die Infrastruktursektoren in Entwicklungs- und Schwellenländern ineffizient,

chronisch unterfinanziert und weisen eine geringe Versorgungsdichte auf. Zu den am häufigsten beobachteten Problemen in der *performance* zählen:⁸

- Betriebliche Mängel (z.B. Stromverluste, Wasserverluste, Übertragungsmängel, etc.);
- unzureichende Instandhaltung;
- Tarife, die unter den Kosten der Bereitstellung liegen;
- Defizite, die den Staatshaushalt schwer belasten;⁹
- Unterversorgung der armen städtischen Bevölkerung und der Landbevölkerung;
- Vernachlässigung von Umweltzielen.

Im Zusammenspiel mit der rasch steigenden Nachfrage nach Infrastrukturleistungen erzeugen

Kasten 1:	Die Stromwirtschaft als „Bremse“ der wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Entwicklung – das Beispiel Indien
<p>Die durch vertikal integrierte Staatsmonopole (State Electricity Boards – SEB) gekennzeichnete indische Stromwirtschaft weist seit Jahrzehnten ein qualitativ wie quantitativ völlig unzureichendes Elektrizitätsangebot auf. Die nicht gedeckte Nachfrage wird auf 10% bis 15% des Stromverbrauchs geschätzt. Trotz massiver Investitionen des Staates konnte diese Angebotslücke nicht beseitigt werden. Der Bedarf an zusätzlich installierter Erzeugungsleistung beträgt laut Schätzungen in den kommenden 10 bis 15 Jahren 80.000 bis 100.000 MW, zuzüglich der nötigen Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur. Die Unterdeckung der Elektrizitätsnachfrage wirkt wachstumshemmend und führt dazu, dass viele Großunternehmen auf die teurere Eigenerzeugung von Strom angewiesen sind.</p> <p>Die tieferen Ursachen für die dauerhafte Krise der indischen Stromwirtschaft liegen in den strukturellen Defiziten des Sektors, von denen an dieser Stelle drei hervorgehoben werden sollen: Erstens decken die Stromtarife im Durchschnitt nur 70% bis 80% der einzelwirtschaftlichen Kosten (staatliche Subventionen kompensieren die dadurch entstehenden Verluste nur teilweise). Zweitens betragen die Übertragungs- und Verteilungsverluste 30% bis 40% der erzeugten elektrischen Energie (hierbei handelt es sich größtenteils um nicht-technische Verluste, d.h. Stromdiebstahl). Drittens zeichnen sich die SEB durch einen großen Personalüberhang aus. Im Ergebnis führt dies zu finanziellen Verlusten der Stromwirtschaft in einer Größenordnung von 1,5% des indischen BIP. Diese Situation belastet den indischen Staatshaushalt außerordentlich und entzieht der Gesellschaft wertvolle Ressourcen, die in anderen Bereichen hohe wirtschaftliche und soziale Erträge abwerfen könnten.</p> <p>Darüber hinaus verursacht die indische Stromerzeugung erhebliche Umweltschäden. Ca. 65% der verbrauchten Elektrizität wird in Kohlekraftwerken erzeugt, die überwiegend mit nationaler Steinkohle befeuert werden. In Indien werden für die wenigsten hierbei anfallenden Schadstoffe überhaupt Grenzwerte festgelegt. Außerdem werden aufgrund der veralteten Technologien, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, 15% bis 20% mehr Kohle verfeuert, als dies bei Anwendung moderner Verfahren mit hoher Wärmeeffizienz nötig wäre. Indien ist weltweit der sechstgrößte Emittent von Treibhausgasen</p>	
Quelle:	KfW (Stand April 2002)

⁷ Zur Entwicklung in den OECD-Ländern vgl. Nestor / Mahboobi (1999).

⁸ Vgl. Weltbank (1994), S. 36-42.

⁹ Eine Ausnahme stellt in vielen Ländern der staatliche Telekommunikationssektor dar, in dem häufig Gewinne erzielt werden.

diese Mängel einen erheblichen Handlungsbedarf. Der Kasten 1 illustriert am Beispiel der indischen Stromwirtschaft die für viele Entwicklungs- und Schwellenländer typischen Probleme im OMI-Sektor und ihre Folgen für die Entwicklung.

Verstärkt wird der Handlungsbedarf durch die makroökonomischen Zwänge, denen die meisten Entwicklungs- und Schwellenländer unterliegen. Zu betonen ist die angespannte Haushaltslage, die durch die defizitären OMI-Sektoren weiter verschärft wird. Um die steigende Nachfrage nach Infrastrukturleistungen zu befriedigen, sind erhebliche Neuinvestitionen erforderlich. Der staatlichen Finanzierung dieser Investitionen sind in vielen Ländern aufgrund der knappen Haushaltsmittel und der hohen Staatsverschuldung enge Grenzen gesetzt. Privat finanzierte Direktinvestitionen in zusätzliche OMI sind daher sehr willkommen. Diese Direktinvestitionen entlasten den Staatshaushalt langfristig. Eine kurzfristige Entlastung des Staatshaushalts kann durch die Privatisierungserlöse aus dem Verkauf bestehender staatlicher Infrastrukturanlagen erzielt werden.¹⁰ Die in vielen Entwicklungs- und Schwellenländern bereits vollzogene außenwirtschaftliche Öffnung erleichtert prinzipiell die Akquisition von ausländischen Direktinvestitionen im OMI-Bereich.

2.2 Marktorientierte Reformen

Die jüngeren Reformen in den Entwicklungs- und Schwellenländern auf dem Gebiet der OMI haben zu einem äußerst dynamischen Verlauf der Infrastrukturinvestitionen mit privater Beteiligung geführt (siehe Tabelle 1).¹¹ Zwischen 1990 und 1997 hat sich das jährliche Investitionsvolumen

beinahe verachtfacht. Der Einbruch nach 1997 ist auf die seit der Asienkrise kritischere Einschätzung der Investoren bezüglich eines langfristigen Engagements in Entwicklungs- und Schwellenländern, auf die abgekühlte Weltkonjunktur sowie auf eine zunehmende Privatisierungsskepsis zurückzuführen.¹² Die Regionen Lateinamerika und die Karibik sowie Ostasien und Pazifik weisen den größten Anteil an Infrastrukturinvestitionen mit privater Beteiligung unter den Entwicklungs- und Schwellenländern auf.

Die Liberalisierungs- und Privatisierungswelle ist mit einem wettbewerbspolitischen Paradigmenwechsel im Infrastrukturbereich verbunden. Die ökonomischen Hintergründe dieses Paradigmenwechsels und der potentielle Beitrag marktorientierter Strukturreformen zur Lösung der Probleme im OMI-Bereich werden im den beiden folgenden Abschnitten 2.2.1 und 2.2.2 dargestellt.

2.2.1 Ökonomische Besonderheiten der Infrastruktursektoren und das alte wettbewerbspolitische Paradigma

Die OMI bildet aufgrund bestimmter ökonomischer Besonderheiten¹³ einen wettbewerbspolitischen Ausnahmebereich, für den angemessene Instrumente gefunden werden müssen. Das alte Modell (altes OMI-Paradigma) und das neue Modell (neues OMI-Paradigma), für dessen Etablierung eine *umfassende Restrukturierung* (siehe 2.2.2) nötig ist, stellen zwei unterschiedliche Lösungen für diese Besonderheiten dar. In der wettbewerbspolitischen Diskussion um die Organisation der OMI-Sektoren hat sich die Ansicht durchgesetzt, dass das neue Paradigma mit Blick auf das Ziel ökonomischer Effizienz¹⁴ dem alten

10 Den positiven Wirkungen auf den Staatshaushalt (Verkaufserlöse, Einsparung der laufenden Infrastrukturausgaben) müssen allerdings die negativen Wirkungen (Ausfall der laufenden Infrastruktureinnahmen) gegenüber gestellt werden. Da die staatlichen OMI-Sektoren in Entwicklungs- und Schwellenländern jedoch häufig finanzielle Verluste erzielen, ist die Wirkung in der Regel positiv.

11 Vgl. hierzu Izaguirre / Rao (2000) sowie World Bank (2001), S. 151f.

12 Vgl. u.a. Izaguirre / Rao (2000), S. 5f. Siehe auch Kapitel 1.

13 Natürliches Monopol und spezifische Investitionen. Siehe unten.

14 Die ökonomische Effizienz umfasst drei Konzepte: Man unterscheidet die interne Produktionseffizienz, die Allokationseffizienz und die dynamische Effizienz. Für eine

Tabelle 1: Investitionen in Infrastrukturprojekte in Entwicklungs- und Schwellenländern mit privater Beteiligung nach Sektor und Region, 1990-99 (Angaben in Mrd. US-Dollar 1999)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Total
Sektor											
Telekommunikation	6,7	13,3	8,1	11,0	19,6	24,0	29,9	42,8	54,3	39,2	249,0
Energie	1,6	1,2	12,1	14,6	17,0	24,1	33,7	47,9	25,7	14,9	192,8
Transport	8,0	3,1	4,2	7,7	8,2	10,1	16,5	22,4	17,6	8,4	106,1
Wasser / Abwasser	-	0,1	1,9	7,5	0,7	1,7	2,2	8,9	2,6	5,9	31,4
Region											
Ostasien / Pazifik	2,6	4,1	8,9	16,2	17,7	23,4	33,4	38,8	9,5	14,1	168,6
Europa / Zentralasien	0,1	0,3	1,3	1,5	3,9	8,6	11,6	15,1	11,5	8,7	62,5
Lateinamerika / Karibik	13,2	12,6	15,8	18,5	18,9	19,4	28,8	51,1	71,0	36,3	285,6
Mittlerer Osten/ Nordafrika	0,0	-	0,0	3,4	0,3	0,1	0,4	5,3	3,5	2,4	15,3
Südasiens	0,3	0,8	0,1	1,3	4,0	7,6	6,1	7,1	2,3	4,0	33,5
Afrika südl. der Sahara	0,1	-	0,1	0,0	0,7	0,8	2,1	4,5	2,4	2,9	13,6
Total	16,3	17,8	26,1	40,9	45,5	59,9	82,3	121,9	100,2	68,5	579,3

Quelle: World Bank (2001), S. 152. (Abweichungen in den Summen beruhen auf Rundungen)

Paradigma überlegen ist. Bisher liegen allerdings erst wenig empirische Erfahrungen mit dem neuen OMI-Paradigma aus Entwicklungs- und Schwellenländern vor

Ökonomische Besonderheiten

Die OMI ist durch Marktversagen gekennzeichnet.¹⁵ Liegt ein Marktversagen vor, so wird das Ziel ökonomischer Effizienz¹⁶ über eine reine Marktallokation nicht erreicht. Staatliche Regulierung¹⁷ kann in diesem Fall die Effizienz erhöhen.

Die beiden wichtigsten Gründe für Marktversagen im Bereich der OMI sind:

- die Eigenschaft des natürlichen Monopols¹⁸ und
- hohe spezifische Investitionen.¹⁹

Die Eigenschaft des natürlichen Monopols ist in Größen- und / oder Verbundvorteilen in der Produktion begründet.²⁰ Diese Besonderheit bewirkt, dass ein einziges Unternehmen diejenige Produktionsmenge, welche die gesamte Nachfrage deckt,

kurze und präzise Beschreibung der drei Konzepte vgl. Brücker / Hillebrand (1996), S. 33f.

15 Zur Theorie des Marktversagens vgl. etwa Blankart (1994), Kapitel 4.

16 Genauer: der Allokationseffizienz.

17 Der Begriff Regulierung wird in dieser Arbeit weit gefasst. Regulierung kann als die Gesamtheit aller Maßnahmen seitens staatlicher Akteure zur zielgerichteten

Steuerung von Marktprozessen aufgefasst werden. Vgl. Böllhoff (2002), Fn. 2.

18 Eine technische Besprechung des natürlichen Monopols liefert Braeutigam (1989). Zum natürlichen Monopol in der Stromwirtschaft siehe Kasten 2.

19 Zum Begriff der spezifischen Investitionen vgl. Richter / Furubotn (1996), S. 143. Zur Problematik der spezifischen Investitionen in der Stromwirtschaft siehe Kasten 3.

20 Vgl. Braeutigam (1989), S. 1292-98.

Kasten 2: Das natürliche Monopol in der Stromwirtschaft

Lange Zeit war die herrschende Meinung in der Literatur, dass die gesamte Stromwirtschaft ein natürliches Monopol darstellte. Heute hat sich die Ansicht durchgesetzt, dass von den vier vertikal angeordneten Stufen der Stromwirtschaft lediglich die Stromübertragung und die Stromverteilung ein natürliches Monopol darstellen und dass die Stromerzeugung und der Stromendverkauf hingegen wettbewerbsfähige Prozesse sind.^a Ausnahmen bilden sehr kleine Stromsysteme (siehe unten). Zu diesem Wandel hat die Entwicklung neuer Technologien für die Stromerzeugung beigetragen, insbesondere der Gas- und Dampfturbinentechnologie. Gas- und Dampfturbinenkraftwerke erfordern erheblich weniger Kapitaleinsatz als konventionelle Wärmekraftwerke, wodurch die optimalen Kraftwerksgrößen bei Wärmekraftwerken deutlich abgenommen haben (nämlich von knapp 1000 MW in den achtziger Jahren auf ca. 100 MW).^b

Um Wettbewerb in Märkten zu ermöglichen, wird im Rahmen der Restrukturierung der Stromwirtschaft die Entflechtung ehemals integrierter Monopole verfolgt. Durch die vertikale Entflechtung werden die Stufen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Endverkauf organisatorisch und eigentumsrechtlich getrennt. Mittels der horizontalen Entflechtung werden marktbeherrschende Monopole auf der gleichen vertikalen Stufe (Erzeugung und Endverkauf) getrennt. Lediglich auf den Stufen Übertragung und Verteilung bleiben natürliche Monopole erhalten.^c

Aufgrund ihrer geringen Größe stellen kleine Märkte ein besonderes Problem dar.^d In kleinen Stromsystemen besteht die Gefahr, dass durch die horizontale und vertikale Entflechtung Verluste bei den Größen- und Verbundvorteilen entstehen, die nicht durch wettbewerbsbedingte Effizienzgewinne überkompensiert werden. Die geringe Größe des Marktes lässt kaum Spielraum für einen funktionsfähigen Wettbewerb.

a Vgl. World Bank (2001), S. 155; Millán et al. (2001), S. 6; Sinclair (1999), S. 299; Pollitt (1997), S. 3.

b Vgl. Powell / Starks (2000a), S. 33.

c Siehe Abbildung 1.

d Vgl. hierzu Bacon (1995a); Millán / Vives (2001).

zu niedrigeren Gesamtkosten herzustellen vermag als dies mehrere Unternehmen vermögen. In diesem Fall ist es wünschenswert, dass der Markt von einem Monopol anstatt von konkurrierenden Unternehmen bedient wird. Der Nachteil ist allerdings, dass der Wettbewerb in dem betreffenden Markt ausgeschaltet ist.²¹ Dies hat zur Folge, dass der natürliche Monopolist seine Marktmacht nutzen kann, um eine Monopolrente zu erwirtschaften. Darüber hinaus führt der fehlende Wettbewerbsdruck zu mangelnder Innovationsbereitschaft, geringer interner Produktionseffizienz und fehlender Kundenorientierung.

Eine Investition wird als „spezifisch“ bezeichnet, wenn sie in einer alternativen Verwendung einen deutlich niedrigeren Ertrag erwirtschaftet als in

der vorgesehenen Verwendung.²² Das Problem der spezifischen Investitionen tritt besonders deutlich in Netzwerkindustrien²³ auf, da die einzelnen Komponenten innerhalb eines Netzes streng komplementär zueinander sind. Im Falle hoher spezifischer Investitionen kombiniert mit Unsicherheit sind die mit einer reinen Marktkoordination verbundenen Transaktionskosten in der Regel derart hoch, dass die Investitionen ausbleiben. Das Hauptproblem liegt darin, dass derjenige Vertragspartner (A), der die spezifischen Investitionen tätigt, sich damit so fest an einen anderen Vertragspartner (B) bindet, dass A befürchten muss, durch B ausgenutzt zu werden. Außerdem reagieren spezifische Investitionen empfindlich auf Unsicherheit über zukünftige Entwicklungen. Spezifische Investitionen werden ganz besonders von Änderungen in den Marktbedingungen betroffen, da sie irreversibel sind.

21 Die Theorie der bestreitbaren Märkte besagt, dass bereits die potentiellen Konkurrenten einen wirksamen Wettbewerbsdruck auf ein natürliches Monopol ausüben vermögen. Allerdings ist diese potentielle Konkurrenz bei Vorliegen hoher spezifischer Investitionen unwirksam. Die OMI zeichnet sich durch hohe spezifische Investitionen aus. Zur Theorie der bestreitbaren Märkte vgl. Baumol (1982).

22 Vgl. Richter / Furubotn (1996), S. 143.

23 Z.B. Strom, Telekommunikation, Erdgas, Erdöl.

Das alte OMI-Paradigma

Als Antwort auf das Marktversagen wird im alten OMI-Paradigma dem Staat eine dominierende Rolle zugewiesen.²⁴ Dabei können zwei Varianten unterschieden werden:²⁵

- erstens die Übertragung der Verantwortung, Infrastrukturleistungen zu erbringen, an staatseigene Monopolunternehmen. Dies war bzw. ist die in Entwicklungs- und Schwellenländern dominierende Variante.²⁶ Diese Variante wird im weiteren Verlauf der Arbeit als Referenzpunkt für die *umfassende Restrukturierung* dienen;
- zweitens die Übertragung der Leistungserbringerfunktion an ein privates Monopol bei gleichzeitigem staatlichen Schutz des Monopols und staatlicher Regulierung der Endpreise.²⁷

Beide Varianten können geeignet sein, um die oben skizzierten Marktversagensgründe zu überwinden.

Durch die monopolistische Organisation der Produktion kann die Nachfrage zu minimalen Kosten bedient werden. Der Gefahr, dass das Monopolunternehmen seine Marktmacht ausnutzt und einen monopolistischen Gewinnaufschlag auf die Produktionskosten tätigt, wird in der ersten Variante dadurch begegnet, dass der Staat selbst das Monopol betreibt und sein eigenes Unternehmen theoretisch dazu verpflichtet kann, den Preis in Höhe der Produktionskosten zu setzen. In der zweiten Variante wird dieser Gefahr durch die

staatliche Preisregulierung des privaten Monopolisten begegnet.

Das Risiko, dass Infrastrukturinvestitionen aufgrund des Problems der spezifischen Investitionen ausbleiben, wird in der ersten Variante gesenkt, indem die Marktkoordination ausgeschaltet wird und durch eine Koordination innerhalb des Staatsapparats ersetzt wird. Es existieren keine zwei Vertragspartner, von denen einer befürchten muss, ausgenutzt zu werden, da der Staat sowohl die kompletten spezifischen Infrastrukturanlagen als auch die Preissetzung und damit die Rentabilität der spezifischen Investitionen kontrolliert.

In der zweiten Variante muss der private Monopolist nach Tötigung seiner spezifischen Infrastrukturinvestitionen prinzipiell befürchten, dass der Staat – beispielsweise aus politischen Gründen – die regulierten Endpreise senkt oder trotz Kostensteigerungen nicht anpasst. Dies könnte dazu führen, dass der private Monopolist darauf verzichtet, in die Infrastruktur zu investieren. Daher werden in der zweiten Variante dem privaten Monopolisten gewisse Sicherheiten vom Staat gewährt.²⁸ In der Regel wird das Monopol durch gesetzliche Maßnahmen vor Wettbewerb geschützt. Oft wird darüber hinaus eine festgelegte Verzinsung des eingesetzten Kapitals garantiert. Beides senkt die Unsicherheit des privaten Monopolisten und damit seine Transaktionskosten.²⁹

Es besteht ein Konflikt zwischen dem Ziel, den Endpreis des Monopolisten zu regulieren, um eine Versorgung zu minimalen Produktionskosten zu erreichen und dem Ziel, das Problem der spezifischen Investitionen zu überwinden. Die Herausforderung für die Regulierungsinstanz besteht darin, die Endpreise so zu setzen, dass sie niedrig genug sind, um eine kostengünstige Versorgung zu gewährleisten, sie jedoch hoch genug zu setzen, um eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu ermöglichen. Dasselbe gilt für

24 Neben dem Marktversagen können weitere Argumente für die Dominanz des Staates im Bereich der OMI unter dem alten Paradigma angeführt werden: Die militärische und strategische Bedeutung der OMI sowie die Verfolgung einer allgemeinen Wirtschaftsstrategie, die auf staatsgeleitetem Wachstum basiert.

25 Vgl. Gilbert et al. (1996), S. 3-6.

26 Vgl. Weltbank (1994), S. 8.

27 Ein Beispiel für diese zweite Variante stellen die USA dar. Vgl. Gilbert et al. (1996), S. 4.

28 Vgl. Gilbert et al. (1996), S. 3f.

29 Zum Zusammenhang zwischen Spezifität der Investitionen, Unsicherheit und Transaktionskosten vgl. Kumkar (2000), S. 57-60.

die Regulierung der natürlichen Monopolbereiche im neuen OMI-Paradigma.

2.2.2 Das Konzept der *umfassenden Restrukturierung*

Um die nach dem alten OMI-Paradigma organisierten krisengeschüttelten Infrastruktursektoren in den Entwicklungs- und Schwellenländern in das neue Modell zu überführen, sind umfangreiche strukturelle Reformen nötig. Hiervon erhofft man sich eine wesentliche Verbesserung der Effizienz der Infrastruktursektoren und eine Lösung ihrer Unterfinanzierung. Im Folgenden werden die nötigen Reformschritte und das ihnen innewohnende Potential zur Lösung der Infrastrukturkrise dargestellt.

Die strukturellen Reformen betreffen drei wesentliche Bereiche:³⁰

- **Liberalisierung:** die Öffnung der OMI-Sektoren für den Wettbewerb und damit das Ersetzen der hierarchischen unternehmensinternen Koordinierung durch die Markt koordinierung.
- **Privatisierung:** der Transfer des Eigentums an bestehenden Anlagen vom Staat an private Akteure (Verkauf) sowie Bau, Finanzierung und Betrieb neuer Anlagen durch private Unternehmen. In der vorliegenden Arbeit werden unter dem Begriff Privatisierung auch Mischformen subsumiert, in denen der Staat Eigentümer der Anlagen ist, der Betrieb und die Investitionen jedoch von privaten Akteuren bestritten werden.³¹

- **Regulierungsreform:** der Übergang von einer Regulierung durch hierarchische Kommando- und Kontrollmechanismen innerhalb des Staatsapparats auf eine Regulierung durch unabhängige Regulierungsinstanzen. Neben dem Effizienzziel muss sich die Regulierung auch an sozialen Zielen, wie dem Zugang armer und ländlicher Haushalte zu OMI-Leistungen orientieren. Der Zugang zu OMI-Leistungen erhöht nicht nur die Lebensqualität, sondern auch die wirtschaftlichen und sozialen Handlungsmöglichkeiten und stellt damit einen Beitrag zur Chancengleichheit und zur Förderung wirtschaftlichen Wachstums dar.

Die Gesamtheit dieser drei Reformprozesse wird in der vorliegenden Arbeit als *umfassende Restrukturierung* bezeichnet. Die Fixierung allein auf die Liberalisierung und Privatisierung, die in der Diskussion um die Strukturreformen der OMI dominiert, stellt eine verkürzte Sicht der Dinge dar. Die Regulierungsreform, die für das Funktionieren des neuen Paradigmas essentiell ist, wird hierbei völlig außer Acht gelassen.

Von der *umfassenden Restrukturierung* verspricht man sich im Wesentlichen folgende Effekte:

Die **Liberalisierung** der OMI-Sektoren soll die Effizienzverluste senken, die durch den fehlenden Wettbewerb im alten OMI-Paradigma entstehen. Diese Effizienzverluste manifestieren sich in einer fehlenden Nachfrageorientierung, Verlusten bei der dynamischen Effizienz aufgrund des fehlenden Innovationsdrucks und Verlusten in der internen Produktionseffizienz aufgrund des fehlenden äußeren Wettbewerbsdrucks.³² Im neuen OMI-Paradigma wird versucht, diese Effizienz-

30 Vgl. Böllhoff (2002), S. 229.

31 Typische Mischformen sind Managementverträge, Konzessionen und Betreibermodelle. Siehe hierzu 3.2.1. Neben der Liberalisierung, Privatisierung und Regulierungsreform kann auch noch die Kommerzialisierung, d.h. die Einführung unternehmerischer Grundsätze und Anreizinstrumente in Staatsbetrieben, als Teil des neuen OMI-Paradigmas aufgefasst werden. Zum Begriff der Kommerzialisierung vgl. Brücker / Hillebrand (1996), S. 53.

32 Diese Kosten sind in der Definition des natürlichen Monopols nicht berücksichtigt. Die im natürlichen Monopolfall hergeleitete Optimalität der Bedienung der Nachfrage durch ein einziges Unternehmen beruht auf der Verwendung der (statischen) Allokationseffizienz als Optimalitätskriterium. Zu den Auswirkungen des fehlenden äußeren Wettbewerbsdrucks auf die interne Produktionseffizienz vgl. Leibenstein (1989) sowie Shirley / Walsh (2000), S. 5f.

verluste zu senken und gleichzeitig die dem natürlichen Monopol zugrunde liegenden Größen- und Verbundvorteile auszunutzen. Von den unterschiedlichen Formen, sich den Wettbewerb zu Nutze zu machen, sind zwei hervorzuheben:³³

1. Wettbewerb in Märkten: Hierfür ist eine Entflechtung³⁴ der Produktionsprozesse innerhalb der Wertschöpfungskette eines OMI-Sektors nötig. Durch die vertikale Entflechtung werden die Prozesse, die natürlichen Monopolcharakter haben, von den wettbewerbsfähigen Prozessen getrennt. Die Märkte für wettbewerbsfähige Prozesse (im Fall der Stromwirtschaft z.B. die Stromerzeugung) können vollständig für den Wettbewerb geöffnet werden.
2. Wettbewerb um Märkte: Diese Form des Wettbewerbs ist in erster Linie für die natürlichen Monopolbereiche der OMI-Wertschöpfungskette geeignet bzw. für Fälle, in denen eine Entflechtung nicht wünschenswert oder nicht durchführbar ist. Wettbewerb um einen Markt wird erzeugt, indem das Recht, eine Infrastrukturleistung anzubieten (Konzession), in einem kompetitiven Verfahren vergeben wird.

Mittels der **Privatisierung** wird im neuen OMI-Paradigma sowohl eine Erhöhung der *internen Produktionseffizienz* als auch eine *Mobilisierung privaten Kapitals* zur Finanzierung von Instandhaltungs- und Erweiterungsinvestitionen – und damit zum Abbau der Unterversorgung – verfolgt:

Für eine höhere *interne Produktionseffizienz* von Privatfirmen gegenüber Staatsunternehmen gibt es sowohl theoretische als auch empirische Hinweise. Aus der Neuen Institutionenökonomik³⁵ kann

abgeleitet werden, dass aufgrund des engeren *monitoring* des Managements durch die privaten Eigentümer sowie der harten Budgetschränke die Anreize zur Kostenminimierung in Privatunternehmen stärker ausgebildet sind als in Staatsunternehmen.³⁶ Die Mehrzahl der empirischen Studien, welche die Produktionseffizienz von Privatfirmen und Staatsunternehmen vergleichen, bestätigen eine Überlegenheit der Privatfirmen.³⁷ Dieses Ergebnis ist allerdings nicht mehr eindeutig, wenn es sich bei den untersuchten Unternehmen um Monopole handelt. Dies unterstreicht den Stellenwert, den der Wettbewerb im neuen OMI-Paradigma einnimmt.

Durch die Öffnung der OMI-Sektoren für private Unternehmen wird die *Mobilisierung privaten Kapitals* zur Finanzierung von Infrastrukturleistungen ermöglicht. Damit dies tatsächlich erfolgt, müssen allerdings gewisse sektorale und nationale Rahmenbedingungen erfüllt sein, die mit den Renditeerwartungen der (ausländischen) Investoren vereinbar sind. Hervorzuheben sind die Höhe der Tarife, die Wachstumsperspektiven des OMI-Sektors, die Tiefe der nationalen Kapitalmärkte, ein liberalisierter internationaler Kapitalverkehr, Rechtssicherheit für (ausländische) Investoren sowie makroökonomische und politische Stabilität.

Die **Regulierungsreform** passt die Struktur der Regulierungsinstanzen an das durch die Liberalisierung und die Privatisierung veränderte Umfeld an. Die wesentlichen Elemente der Regulierungsreform sind die Schaffung unabhängiger Regulierungsinstanzen und die Etablierung eines klaren Ordnungsrahmens, in dem die Wettbewerbsregeln und die Kompetenzen der Regulierungsinstanzen festgelegt sind.

33 Vgl. hierzu z.B. Weltbank (1994), S. 71-80.

34 Zum Begriff der Entflechtung vgl. Weltbank (1994), S. 68ff. Zur Bedeutung der Entflechtung in der Stromwirtschaft siehe 3.1 und Abbildung 1.

35 Insbesondere aus der *Property-Rights*-Theorie und der *Principal-Agent*-Theorie. Vgl. hierzu Richter / Furubotn (1996), Kap. III u. IV respektive Kap. V.

36 Vgl. Shirley / Walsh (2000), Kap. 4. Zur Bedeutung interner Anreizstrukturen für die Produktionseffizienz vgl. auch Leibenstein (1989).

37 Einen Überblick über die empirischen Studien zu diesem Thema geben Shirley / Walsh (2000), Kap. 6.

Die Regulierungsinstanzen haben in Bezug auf das *Effizienz- und Wettbewerbsziel* hauptsächlich drei Aufgaben im neuen OMI-Paradigma zu erfüllen:

Erstens müssen die Regulierungsinstanzen die natürlichen *Monopolbereiche beaufsichtigen*, um zu verhindern, dass die Unternehmen ihre Monopolmacht ausüben. Dies tun sie, indem sie über die Preise und die Qualität der betreffenden Leistung bestimmen. Hierfür kommen prinzipiell zwei unterschiedliche gesetzliche Instrumente in Betracht:

- Regulierung per Gesetz. Die Regulierungsinstanzen legen im Rahmen ihrer gesetzlichen Kompetenzen die Preise und die Qualität der Infrastrukturleistungen fest und passen die Bestimmungen bei Bedarf an.
- Regulierung per Vertrag. Dieses Instrument kommt im Rahmen von Konzessionsverträgen zur Anwendung. Die Bestimmungen über die Preise und die Qualität der Infrastrukturleistungen sowie der Anpassungsmechanismus für diese Bestimmungen werden in einem Vertrag zwischen dem kompetenten staatlichen Akteur (beispielsweise eine Gemeinde, die eine Konzession für den Bau und Betrieb eines Trinkwassernetzes vergibt) und dem privaten Akteur festgehalten.

Zweitens müssen die Regulierungsinstanzen über die kompetitive *Vergabe von Konzessions- und Betreiberverträgen* einen Wettbewerb um Märkte fördern.

Drittens ist über die *Gestaltung und Steuerung der Marktstruktur* sicherzustellen, dass in den wettbewerbsfähigen Prozessen der OMI ein funktionsfähiger Wettbewerb³⁸ in Märkten stattfindet.

Neben der Regulierung zur Erhöhung von Effizienz und Wettbewerb ist im Infrastrukturbereich eine *soziale Regulierung* nötig. Ziel ist es, den Zugang von städtischen Armen und ländlicher

Bevölkerung zu Infrastrukturleistungen zu erhöhen. Die soziale Regulierung bedient sich prinzipiell derselben Instrumente wie die effizienzorientierte Regulierung (Regulierung per Gesetz bzw. per Vertrag). Ihre Aufgabe besteht darin, transparente, anreizkompatible und zielgenaue Subventionsmechanismen zu etablieren sowie die Artikulation der Nutzerinteressen zu fördern.

3 Restrukturierung der Stromwirtschaft: Technisch-ökonomische Eigenschaften und Handlungsfelder für den Staat

Die technischen und ökonomischen Eigenschaften der Stromwirtschaft erfordern eine aktive Rolle des Staates zu ihrer Regulierung. So muss durch adäquate kurz- und langfristige Koordinierungsmechanismen gewährleistet werden, dass die verschiedenen Produktionsstufen in einem optimalen Zusammenspiel die Stromnachfrage zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten befriedigen. Darüber hinaus bedarf es einer sorgfältigen Marktregulierung durch unabhängige Regulierungsinstanzen, um die Ausnutzung von Marktmacht zu beschränken. Schließlich bedingt die Kostenstruktur der Stromwirtschaft, dass die Versorgung ländlicher Gebiete besonders teuer ist. Daher ist in der Regel eine Förderung der ländlichen Elektrifizierung nötig.

Nach einer Erläuterung der technischen und ökonomischen Eigenschaften (3.1) erfolgt im Anschluss eine ausführliche Darstellung der Handlungsfelder für den Staat, die sich aus der Umsetzung des Konzeptes der *umfassenden Restrukturierung* in der Stromwirtschaft ergeben (3.2). Es wird deutlich, dass hierfür leistungsfähige staatliche Institutionen erforderlich sind.

38 Zum Begriff funktionsfähiger Wettbewerb vgl. Olten (1998), S. 84.

3.1 Technisch-ökonomische Eigenschaften der Stromwirtschaft

In der Stromwirtschaft³⁹ werden üblicherweise vier vertikal angeordnete Stufen unterschieden:⁴⁰

- **Stromerzeugung** - die in Kraftwerken stattfindende Umwandlung von Primär- oder Sekundärenergieträgern in elektrischen Strom;
- **Stromübertragung** - der Transport des elektrischen Stroms mittels eines Hochspannungsnetzes vom Kraftwerk zu den Verbrauchszentren;
- **Stromverteilung** - der Transport des elektrischen Stroms mittels eines Niederspannungsnetzes vom Umspannwerk zu den Endverbrauchern;⁴¹
- **Stromendverkauf** - die Messung des Stromverbrauchs und das Inkasso.

Abgesehen vom Stromendverkauf sind diese Stufen äußerst kapitalintensiv. Nach der herrschenden Meinung stellen lediglich Stromübertragung und Stromverteilung natürliche Monopole dar.⁴² Im Rahmen des neuen OMI-Paradigmas wird die vertikale Entflechtung dieser vier Stufen verfolgt. Darüber hinaus werden die wettbewerbsfähigen Stufen Stromerzeugung und Stromendverkauf horizontal entflochten, um Wettbewerb in Märkten zu ermöglichen (siehe Abbildung 1).

Die Stromwirtschaft zeichnet sich durch besonders hohe Koordinierungsanforderungen aus. Dies hängt damit zusammen, dass erstens die Speicherung elektrischen Stroms prohibitiv teuer und zweitens die Kontinuität der Stromversorgung für

moderne Produktions- und Konsumprozesse äußerst wichtig ist. Daher hat die Koordinierung in Echtzeit zu geschehen, was die Anforderungen im Vergleich zu anderen industriellen Wertschöpfungsketten deutlich erhöht.⁴³

Zwei weitere Faktoren beeinflussen die Koordinierung: Das Fehlen von Netzschaltern und die periodischen Schwankungen der Stromnachfrage. Da in Stromnetzen in der Regel keine Schalter verwendet werden (im Gegensatz zu Telefonnetzen), können keine individualisierten Sendungen vorgenommen werden (beispielsweise von Kraftwerk A zu Umspannwerk B). Das Stromnetz stellt ein einziges Gesamtsystem dar, und die technische Koordinierung hat zu gewährleisten, dass Stromeinspeisungsmengen und Stromentnahmemengen zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sind.⁴⁴ Damit ist das Stromnetz nicht nur ein Transportsystem für Elektrizität, sondern stellt gleichzeitig den physischen Ort der Koordinierung dar.

Die periodischen Schwankungen der Stromnachfrage sind von der Tages- bzw. Jahreszeit abhängig und relativ gut prognostizierbar. Damit ein Stromsystem die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt bedienen kann, muss die Kapazität des Systems auf die Höchstnachfrage (Spitzenlast) ausgelegt sein. Aus diesem Grund sind die Kapazitäten in Phasen niedriger Nachfrage (Grundlast) nicht ausgelastet. Um die Gesamtkosten der Stromwirtschaft zu minimieren und das in den Kapazitäten gebundene Kapital optimal auszunutzen, ist ein zeitlich koordinierter Einsatz unterschiedlicher Kraftwerkstypen zur Bedienung von Grund- und Spitzenlast erforderlich.

Es werden zwei Ebenen der technischen Koordinierung unterschieden: Der *Systembetrieb* (kurzfristige Koordinierung) umfasst die Festlegung des Kraftwerkseinsatzes sowie die Bereitstellung

39 Die Stromwirtschaft ist ein wichtiger Teil der Energiewirtschaft. Die Energiewirtschaft umfasst die Bereiche Energieumwandlung, Energietransport und -bereitstellung sowie Energienutzung in den verschiedensten Formen (Primärenergie, Wärme, Elektrizität).

40 Vgl. beispielsweise Pollitt (1997), S. 3; Sinclair (1999), S. 299.

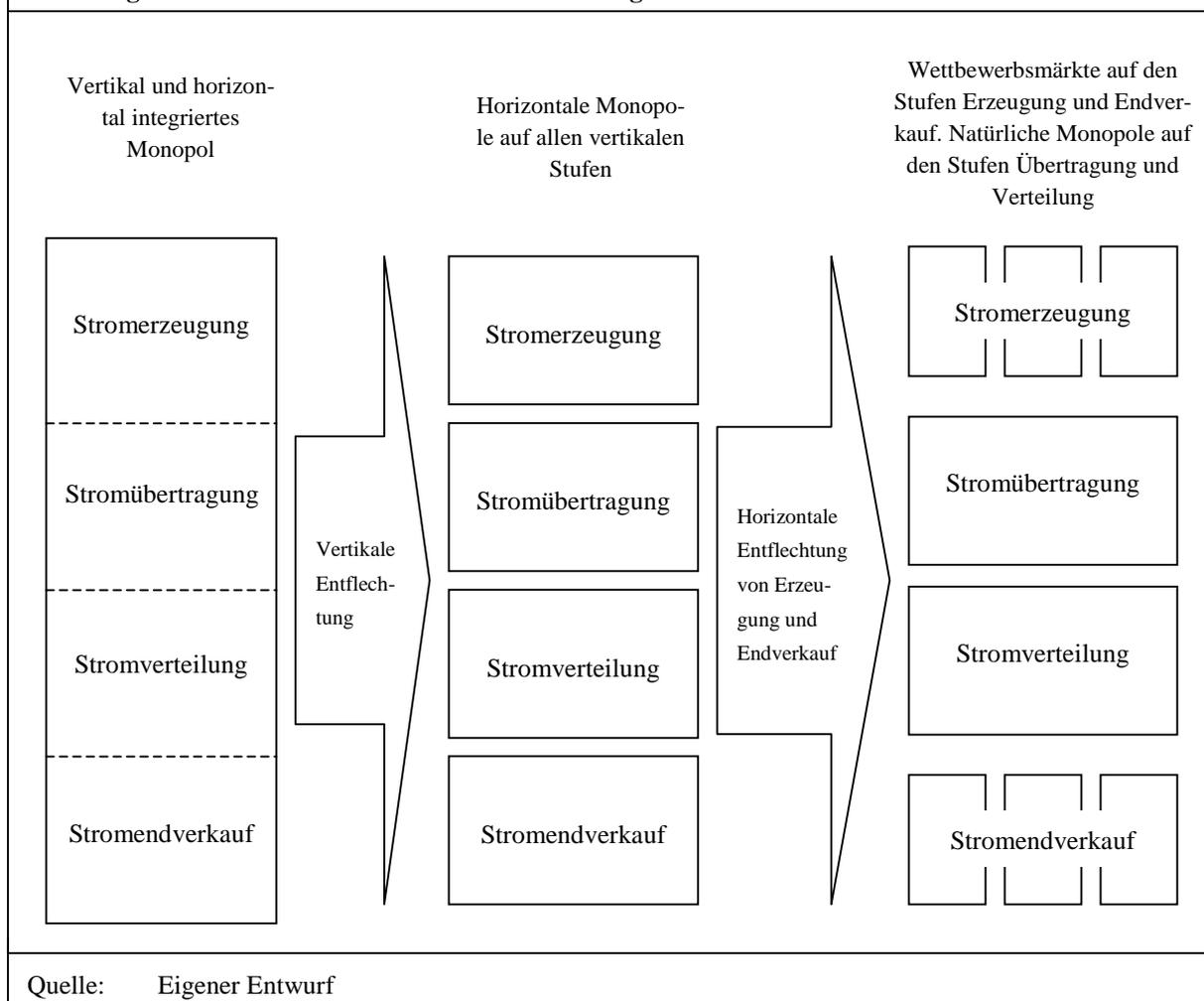
41 Industrielle Großverbraucher sind häufig direkt an das Hochspannungsnetz angeschlossen.

42 Siehe Kasten 2.

43 Vgl. hierzu Millán et al. (2001), S. 5ff.

44 Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Entnahme können die Stabilität des gesamten Netzes gefährden und zu Stromausfällen führen. Vgl. Millán et al. (2001), S. 6.

Abbildung 1: Horizontale und vertikale Entflechtung in der Stromwirtschaft



von Reservekapazitäten und Regelleistung.⁴⁵ Die *Systemplanung* (langfristige Koordinierung) umfasst den auf die prognostizierte Entwicklung der Stromnachfrage abgestimmten Zubau bzw. Ersatz von Erzeugungs- und Transportkapazitäten.⁴⁶ In Entwicklungs- und Schwellenländern mit stark wachsendem Stromverbrauch⁴⁷ werden besondere Anforderungen an die Systemplanung gestellt, da

sich durch den notwendigen Zubau von Kraftwerken und Transportanlagen die Bedingungen im Stromnetz kontinuierlich ändern.

Aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive ist die Koordinierung optimal, wenn die Bedienung der gegebenen Gesamtstromnachfrage zu minimalen Kosten bei gleichzeitiger Gewährleistung einer angemessenen Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität erfolgt. Im Falle mehrerer Netzeigentümer ist hierfür eine gewisse Zentralisierung der Koordinierung erforderlich.⁴⁸ Dies liegt darin begründet, dass aus Sicht jedes einzelnen Netzeigentümers die Koordinierungserträge, die außerhalb des von ihm kontrollierten Teils des

45 Reservekapazitäten (zur Erzeugung) werden aktiviert, wenn Plankapazitäten ausfallen. Die Regelleistung gleicht hingegen die in der Praxis auftretenden kurzfristigen Abweichungen der tatsächlichen Nachfrage von der prognostizierten Nachfrage aus. Eine detaillierte Beschreibung des Systembetriebs liefert Kumkar (2000), S. 35-48.

46 Vgl. hierzu Kumkar (2000), S. 48ff.

47 Zum Wachstum des Stromverbrauchs in Lateinamerika siehe Tabelle A1 im Anhang.

48 Vgl. Kumkar (2000), S. 51.

Kasten 3: Das Problem der spezifischen Investitionen in der Stromwirtschaft

Die Netzstruktur der Stromwirtschaft bringt es mit sich, dass die einzelnen Elemente, die dieses Netz bilden, streng komplementär zu einander sind.^a Ein Kraftwerk macht nur Sinn, wenn es an eine Hochspannungsleitung angeschlossen ist, über die der erzeugte Strom in die Verbrauchszentren geleitet werden kann, ein Verteilungsnetz macht nur Sinn, wenn es über eine Umspannstation an eine Hochspannungsleitung angeschlossen ist und eine Klimaanlage macht nur Sinn, wenn das betreffende Gebäude über einen Stromanschluss mit dem Verteilungsnetz verbunden ist. Diese Netzwerkeigenschaft bedingt, dass die mit der Stromerzeugung, Stromübertragung und Stromverteilung verbundenen hohen Investitionen äußerst spezifisch sind. So lange sich diese spezifischen Investitionen nicht amortisiert haben, sind darin hohe versunkene Kosten^b enthalten.

Unsicherheit über zukünftige Ereignisse in Verbindung mit spezifischen Investitionen bewirken das sogenannte *hold-up*- bzw. Raubüberfallproblem.^c Ein Raubüberfall bedeutet in diesem Zusammenhang die opportunistische Ausnutzung desjenigen Vertragspartners, der spezifische Investitionen getätigt hat, durch den anderen Vertragspartner. Als Beispiel für eine spezifische Investition kann die Errichtung eines unabhängigen Kraftwerkes durch Vertragspartner A in einem Versorgungsgebiet, das von Vertragspartner B beliefert wird, dienen. B ist ein über die Stufen Übertragung, Verteilung und Endverkauf vertikal integrierter Monopolist. Die beiden Vertragspartner vereinbaren im Vorfeld einen Erzeugerpreis in Höhe von X. Nach der Errichtung des Kraftwerks durch A tritt B von dem Vertrag zurück und verweigert die Durchleitung des von A produzierten Stroms, solange A nicht einem Erzeugerpreis in Höhe von $Y < X$ zustimmt. A hat keine andere Wahl als sich dem Raubüberfall zu beugen. Da dieses Problem in der Regel von A antizipiert wird, kommt ein Vertrag gar nicht erst zustande, und die Ansiedlung des Kraftwerks unterbleibt.

Das Beispiel illustriert, dass eine reine Marktkoordinierung für Transaktionen, die durch hohe Unsicherheit und Komplexität sowie hohe spezifische Investitionen gekennzeichnet sind, in der Regel nicht geeignet ist. Das Raubüberfallproblem kann prinzipiell durch drei verschiedene Koordinierungsformen überwunden werden: Erstens durch die vertikale Integration von A und B. Dies ist der Weg, der im alten OMI-Paradigma beschränkt wurde. Zweitens durch einen Vertrag, der eine glaubwürdige Verpflichtung von B enthält. Diese Form der Koordinierung wird im Rahmen sogenannter *power purchasing agreements* (PPAs) zwischen vertikal integrierten Monopolisten und unabhängigen Stromerzeugern (*independent power producers* – IPPs) praktiziert. Die PPAs enthalten oft Sicherheiten für den IPP in Form von vorteilhaften Strompreisen, der Benennung internationaler Schiedsgerichte als zuständige Stellen bei Vertragskonflikten und der Vereinbarung hoher Konventionalstrafen bei Rücktritt vom Vertrag. Drittens, indem der Staat aktiv wird und klare und glaubwürdige Rahmenbedingungen für einen Wettbewerb in der Stromwirtschaft aufstellt. Diese Rahmenbedingungen müssten mindestens die Schaffung eines Strommarkts enthalten, zu dem A Zugang hat sowie die Verpflichtung von B, den von A produzierten Strom durchzuleiten. Darüber hinaus müsste der Stromtransportpreis reguliert werden, um zu verhindern, dass A durch überhöhte Transportpreise seine Monopolstellung ausnutzt.

a Vgl. hierzu auch Künneke (1999), S. 100ff.

b Die versunkenen Kosten entstehen in Höhe der Differenz des Wertes der Anlagen in der spezifischen Verwendung und des Wertes der Anlagen in einer alternativen Verwendung. Für eine technische Definition der versunkenen Kosten vgl. Braeutigam (1989), S. 1303f.

c Die Bezeichnung *hold-up* geht auf Grossman / Hart (1986) zurück. Zu den folgenden Ausführungen vgl. Kumkar (2000), S. 74ff.

Netzes anfallen, einen externen Effekt⁴⁹ darstellen und daher nicht im individuellen Optimierungskalkül berücksichtigt werden. Bei der institutionellen Gestaltung und Regulierung der Stromwirtschaft ist die Wahl der Koordinierungsform deshalb ein wichtiges Element für den Erfolg der

Restrukturierung. Der Staat spielt hierbei eine wichtige Rolle.

Eine Besonderheit bei der Koordinierung von Stromangebot und Stromnachfrage ist, dass beide kurzfristig äußerst unelastisch sind.⁵⁰ Diese Konstellation hat zwei Folgen:

49 Zum Begriff des externen Effekts vgl. z.B. Rosen (1992), S. 65f.

50 Vgl. zu diesem Absatz Millán et al. (2001), S. 7-9. Das Stromangebot ist aufgrund der bindenden Kapa-

- Erstens sind die kurzfristigen Preise an Strombörsen sehr volatil.⁵¹ Dies ist besonders ausgeprägt in Stromsystemen, die zu einem hohen Anteil auf Wasserkraft beruhen, da die Strompreise in regenarmen Perioden sprunghaft in die Höhe schnellen können. Der Preisvolatilität kann mit langfristigen Lieferverträgen und mit der Etablierung anderer Instrumente zur Absicherung von Preisschwankungen begegnet werden.⁵²
- Zweitens verfügen wichtige Stromanbieter über eine große Marktmacht, die sie in die Lage versetzt, monopolistische Renten zu erwirtschaften. Letzteres gilt insbesondere in einer Situation mit geringen Reservekapazitäten. Dem Problem der Marktmacht kann prinzipiell durch eine Kombination aus konsequenter vertikaler und horizontaler Entflechtung, einer Vermeidung von Kapazitätsengpässen und einer adäquaten Transportpreisregulierung begegnet werden. In kleinen Märkten, die sich durch wenige Stromanbieter auszeichnen, ist das Entstehen einer erheblichen Marktmacht jedoch kaum zu verhindern. Die Tendenz zur Entstehung von Marktmacht und die hieraus resultierenden Effizienzverluste stellen eines der größten Probleme für die Regulierung der Stromwirtschaft dar.

Die räumliche Struktur der Stromwirtschaft hängt eng mit der verwendeten Technologie (Art des Energieträgers, Umwandlungstechnologie, Transporttechnologie) und den damit verbundenen Kosten zusammen.⁵³ Die zentralisierte Stromerzeugung ist bis heute das weltweit vorherrschende Organisationsmodell der Stromwirtschaft.⁵⁴ In einem zentralisierten System ist es

zitätsrestriktion kurz- bis mittelfristig an der Kapazitätsgrenze völlig unelastisch.

51 Zur Funktion von Strombörsen siehe 3.2.3.

52 Zum Problem der Preisvolatilität auf Strommärkten und Instrumenten zur Absicherung des Preisrisikos vgl. Castro (2000), S. 27-32.

53 Siehe Kasten 4.

54 Vgl. Dunn (2000). S. 6. In Folge der abnehmenden optimalen Kraftwerksgrößen ist allerdings eine Tendenz

nötig, Strom über relativ weite Entfernungen zu transportieren, womit Transport- und Umspannverluste verbunden sind. Diese Verluste, die hohen Kapitalkosten, die beim Anschluss isolierter Gegenden an das Stromnetz anfallen, sowie die geringe Anzahl und der geringe Verbrauch der Nachfrager (geringe Verbrauchsdichte) führen dazu, dass die Stromversorgung ländlicher Regionen je bereitgestellter KWh teurer ist als in Ballungsräumen. Daher kann es optimal sein, ländliche Regionen nicht an das zentrale Stromnetz anzuschließen, sondern mittels autonomer Stromsysteme zu versorgen. Der technische Fortschritt hat dazu geführt, dass für solche autonomen Stromsysteme der Einsatz regenerativer Energieträger wirtschaftlich attraktiv geworden ist.⁵⁵ Diese Aspekte spielen für die Stromversorgung der ländlichen Bevölkerung eine wichtige Rolle (siehe 3.2.4).

3.2 Handlungsfelder für den Staat

Nach einer verbreiteten Auffassung erledigt sich mit der Einleitung marktorientierter Reformen das in vielen Entwicklungs- und Schwellenländern auftretende Problem schwacher staatlicher Institutionen quasi von selber, da die Steuerung von der „unsichtbaren Hand des Marktes“ übernommen wird. Dieser Auffassung wird hier widersprochen. Für eine marktorientierte Reform der Stromwirtschaft werden starke staatliche Institutionen benötigt, sowohl als integrales Element der neuen Sektorstruktur als auch für das Management des Übergangs.

Um das Konzept der *umfassenden Restrukturierung* in der Stromwirtschaft umzusetzen, muss der Staat auf vier verschiedenen Handlungsfeldern eine aktive Rolle übernehmen. Dies betrifft die Übergangsphase, in der die Restrukturierungsschritte koordiniert (3.2.1) und die neuen Regulierungsinstanzen institutionalisiert werden müssen (3.2.2) sowie die neue Sektorstruktur, in der die

zu einer dezentraleren Versorgungsstruktur zu beobachten.

55 Vgl. hierzu Suding / Posorski (2002).

Kasten 4: Stromerzeugungstechnologien und Stromkosten^a**Stromerzeugungstechnologien**

Bei der Stromerzeugung werden Primärenergieträger in Elektrizität umgewandelt. Als Primärenergieträger kommen in Betracht: fossile Energieträger (Kohle, Erdgas, Erdöl, Diesel), Kernbrennstoffe (Uran) und regenerative Energieträger (Wasser, Wind, Sonne, Biomasse). Die Kraftwerke werden üblicherweise nach ihrer Umwandlungstechnologie unterschieden in Wärmekraftwerke (Dampfturbinenkraftwerke – hierzu gehören auch die Kernkraftwerke –, Gasturbinenkraftwerke, kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, Brennstoffzellen), Wasserkraftwerke (Lauf- und Speicherwasserkraftwerke), Windenergiekraftwerke und Photovoltaikkraftwerke.

Stromkosten

Bei der Betrachtung der Kosten der **Stromerzeugung** ist eine Differenzierung nach Fixkosten und variablen Kosten erforderlich (ebenso bei den restlichen Stufen der Stromwirtschaft). Diese beiden Kostenkomponenten variieren erheblich je nach Kraftwerkstyp. Die Technologie und das Verhältnis von Fixkosten zu variablen Kosten bestimmen die optimalen Kraftwerksgrößen. Im Allgemeinen werden die Gesamtkosten der Stromerzeugung durch die hohen Fixkosten (Kapitalkosten) bestimmt. Bei Wärmekraftwerken fallen allerdings auch die variablen Kosten (Brennstoffkosten) ins Gewicht, wohingegen diese bei Wasser-, Wind- und Photovoltaikkraftwerken so gut wie keine Rolle spielen. Die günstigsten Erzeugungskosten unter den Wärmekraftwerken sind derzeit mit kombinierten Gas- und Dampfturbinenkraftwerken zu erzielen. Die Voraussetzung hierfür ist die Verfügbarkeit von Erdgas. Je nach den lokalen Bedingungen liefern auch Wasserkraftwerke sehr günstigen Strom. Wind- und Photovoltaikkraftwerke sind aufgrund höherer Kapitalkosten pro MW selbst bei guten natürlichen Voraussetzungen bisher noch nicht konkurrenzfähig. Dieses Verhältnis zwischen den Erzeugungskosten der verschiedenen Technologien gilt nur für die einzelwirtschaftlichen Kosten, d.h. schädliche Umwelteffekte gehen nicht in die Kostenberechnung ein.

Die Kosten der **Stromübertragung** und **Stromverteilung** umfassen den Bau, die Instandhaltung und den Betrieb des Stromnetzes. Der mit Abstand größte Anteil der Kosten entfällt auf die Fixkosten (Kapitalkosten). Ihre Höhe hängt von der erwarteten Spitzenlast, der Größe des Netzes und den Geländeeigenschaften ab. Variable Kosten entstehen vor allem durch Transportverluste. Je disperser die Nutzer und je geringer ihr Verbrauch desto höher ist der Fixkostenanteil der Stromverteilung pro bereitgestellter kWh.

Die Kosten des **Stromendverkaufs** setzen sich im Wesentlichen aus den Kosten des Inkasso und der Verbrauchsmessung zusammen. Die Kosten des Inkasso sind in der Regel für ärmere Versorgungsgebiete höher, da das Risiko der Nichtbegleichung von Rechnungen dort größer ist. Je dünner besiedelt ein Versorgungsgebiet ist, desto höher sind die Kosten der Verbrauchsmessung pro Nutzer.

Die Verteilung der **Stromgesamtkosten** auf die einzelnen Stufen kann je nach Stromsystem variieren. In England und Wales entfallen 65 % auf die Stromerzeugung, 10 % auf die Stromübertragung, 20 % auf die Stromverteilung und 5 % auf den Stromendverkauf. Insbesondere die Investitionskosten für neue Netzkapazitäten sind sehr hoch. Daher stellen in den wachsenden Systemen der Entwicklungs- und Schwellenländer die Übertragungs- und Verteilungskosten einen größeren Anteil an den Gesamtkosten dar.

a Die folgenden Ausführungen basieren auf Kumkar (2000), S. 10; Powell / Starks (2000a), S. 31.

staatlichen Aufgaben der Marktregulierung (3.3.3) und der Förderung der Stromversorgung armer Haushalte und ländlicher Regionen (3.3.4) einen wichtigen Raum einnehmen.

3.2.1 Koordination der Restrukturierungsschritte

Im Rahmen der *umfassenden Restrukturierung* müssen drei wesentliche Reformschritte koordiniert werden.⁵⁶

⁵⁶ Zu den folgenden Ausführungen vgl. Millán et al. (2001), S. 13; Asian Development Bank (2000), S. 20-23; Dussan (1996), S. 21-28.

1. die Etablierung eines wettbewerblichen Ordnungsrahmens für die Stromwirtschaft;
2. die Vorbereitungen für die Einführung des Wettbewerbs;
3. die Privatisierung bestehender und neuer Anlagen.

Durch die Einhaltung dieser Reihenfolge können Inkonsistenzen beim Übergang auf das neue OMI-Paradigma vermieden werden. Einzelne Elemente der Restrukturierungsschritte können parallel zur Anwendung kommen, allerdings muss dann eine enge Koordination zwischen den betreffenden Elementen sichergestellt sein.

Der **erste Schritt** umfasst die Definition und gesetzliche Umsetzung eines Ordnungsrahmens für die Stromwirtschaft, der die Spielregeln für die neue Funktionsweise des Sektors klar regelt, eine Beteiligung der Privatwirtschaft ermöglicht und Wettbewerb fördert. Wichtige Elemente dieses Ordnungsrahmens sind:

- die Schaffung der gesetzlichen Voraussetzungen für private Investitionen im Bereich der Stromwirtschaft und die Vorbereitung der nationalen Kapitalmärkte auf die Privatisierung;
- die Benennung der privatwirtschaftlichen und staatlichen Hauptakteure, ihrer Rollen, Rechte und Pflichten. Hierbei ist auf eine sorgfältige Trennung der Rollen des Staates zu achten. Diese sind die Rolle der Formulierung der Energiepolitik (Ministerium), die Rolle des Unternehmers (Staatsbetriebe) und die Rolle der Überwachung der Marktregeln (Regulierungsinstanzen);
- die Bestimmung der vertikalen und horizontalen Struktur des Strommarkts, die Charakterisierung der Strombörsengesellschaft und des Preisfindungsmechanismus sowie die Charakterisierung der für den Systembetrieb und die Systemplanung zuständigen Institutionen.

Um die Stabilität des neuen Ordnungsrahmens zu fördern, ist es wichtig, dass die wesentlichen Regeln in einem Elektrizitätsreformgesetz verankert

sind, das nicht ohne weiteres wieder geändert werden kann. Das Elektrizitätsreformgesetz kann entweder sehr detailliert oder eher offen gehalten sein.⁵⁷ Ein detailliertes Gesetz gibt dem Ordnungsrahmen eine größere Stabilität, schränkt den diskretionären Spielraum der Ministerien und der Regulierungsinstanzen ein und erhöht auf diese Weise die Sicherheit für die privaten Investoren. Ein detailliertes Gesetz hat jedoch den Nachteil, dass es unflexibel ist und nötige Anpassungen bei Fehlentwicklungen lediglich über eine Gesetzesänderung möglich sind. Ein offeneres Gesetz, das durch die zuständigen Organe (Ministerien, Regulierungsinstanzen) interpretiert und ausgestaltet wird, hat den Vorteil, dass es in der Regel zügiger von der Legislative verabschiedet wird und flexibler ist. Vor allem in Entwicklungs- und Schwellenländern, deren staatliche Institutionen über keine große Glaubwürdigkeit verfügen, kann sich ein offenes Gesetz jedoch als Hindernis für private Investitionen herausstellen.

Im **zweiten Schritt** wird die Einführung des Wettbewerbs vorbereitet:

Mit der horizontalen und vertikalen Entflechtung der staatlichen Unternehmen werden die strukturellen Voraussetzungen für Wettbewerb in Märkten geschaffen. In diesem Zusammenhang müssen wichtige Entscheidungen über Größe und Anzahl der Unternehmen im zukünftigen Markt getroffen werden. Die Festlegung der Größe der Unternehmen ist mit einer Abwägung zwischen der Ausnutzung von Größenvorteilen und der Stärkung der Wettbewerbsintensität verbunden. Die aus der Entflechtung hervorgehenden Unternehmen müssen für die Privatisierung vorbereitet werden, indem die Rechtsform umgestellt wird, die Unternehmen bewertet und, sofern nötig, saniert werden.

Bevor ein Wettbewerb in der Stromwirtschaft stattfinden kann, müssen Marktinstitutionen und Regulierungsinstanzen gebildet werden. Häufig findet der Stromhandel auf der Großhandelsebene

57 Vgl. hierzu Dussan (1996), S. 27f.

an einer Strombörse statt.⁵⁸ Hierfür muss eine Börsengesellschaft gegründet sowie deren Rechtsform und Eigentumsstruktur bestimmt werden. Zentral für die Funktionsweise des neuen OMI-Paradigmas ist die Bildung von Regulierungsinstanzen. Das institutionelle Design der Regulierungsinstanzen wird im folgenden Abschnitt (3.2.2) ausführlich besprochen.

Um ein nachhaltiges Wirtschaften zu ermöglichen, müssen die Strompreise an die Kosten angepasst werden. Dies verbessert die Energie- und Allokationseffizienz und ermöglicht eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Eine Strompreiserhöhung führt allerdings in Regel auch zu sozialen Härten. Auf diese Problematik wird in Abschnitt 3.2.4 eingegangen. Die Anpassung der Tarife ist ein konfliktträchtiger Reformschritt, bei dem mit teilweise großem politischen Widerstand gerechnet werden muss. Ein graduelles Vorgehen ist hier zu empfehlen.

regulierten Preise die Kosten des Stromtransports widerspiegeln, da ansonsten Ineffizienzen entstehen und keine privaten Investitionen akquiriert werden können.

Der **dritte Schritt** umfasst die Privatisierung bestehender und neuer Anlagen. Hierfür kommen die vollständige Privatisierung und Mischformen der Privatisierung in Betracht.

Die vollständige Privatisierung bestehender Anlagen geschieht über den Verkauf von Staatsunternehmen. Mit dem Verkauf gehen Eigentum, Finanzierung und Betrieb der Anlagen vollständig an private Akteure über. In der Regel werden Staatsunternehmen durch den Anteilsverkauf an Börsen privatisiert.⁵⁹

Tabelle 2 gibt einen Überblick über verschiedene Mischformen zwischen staatlicher und privater Kontrolle von Unternehmen. Bei Management-

Tabelle 2: Unterschiedliche Mischformen der Privatisierung in der Stromwirtschaft

Mischform der Privatisierung	Eigentum	Finanzierung	Betrieb
Managementvertrag	Öffentlich	Öffentlich	Privat
Leasing	Öffentlich	Öffentlich	Privat
Konzession	Öffentlich/Privat	Privat	Privat
BOT/BOOT	Privat, dann öffentlich	Privat	Privat

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Asian Development Bank (2000), S. 59.

Auf der Erzeugerstufe können die Preise prinzipiell vollständig freigegeben werden, sobald ein funktionsfähiger Wettbewerb in Märkten besteht. Damit werden die Großhandelspreise über Angebot und Nachfrage bestimmt. Während der Übergangsphase ist es nötig, Zwischenlösungen für die Erzeugerpreise zu finden. Die Stromtransportpreise müssen auch nach der Restrukturierung reguliert werden, um eine Ausnutzung der Monopolmacht zu verhindern. Es ist wichtig, dass diese

und Leasingverträgen wird der Betrieb bestehender Anlagen von privaten Akteuren übernommen. Diese Mischformen ermöglichen keine privaten Investitionen. Bei Konzessionen und Betreibermodellen (BOT/BOOT)⁶⁰ hingegen werden die Neuinvestitionen von den privaten Akteuren finan-

58 Siehe auch 3.2.3.

59 Als weitere Verfahren kommen Auktionen und direkte Verhandlungen in Betracht. Vgl. hierzu Brücker / Hillebrand (1996), S. 95ff.

60 BOT: *build-operate-transfer*; BOOT: *build-own-operate-transfer*.

ziert. Diese Mischformen spielen eine wichtige Rolle bei der Privatisierung der Stromwirtschaft. Konzessionen und die verschiedenen Varianten der Betreibermodelle unterscheiden sich hinsichtlich der Regelung des Eigentums an den Anlagen. Das Charakteristikum von Konzessionen und Betreiberverträgen ist, dass sie eine Kombination aus Privatisierung und Regulierung per Vertrag darstellen.⁶¹ Wichtige Regulierungselemente wie der Strompreis und die Leistungsverpflichtungen werden in einem individuellen Konzessions- bzw. Betreibervertrag zwischen der zuständigen staatlichen Stelle und dem privaten Investor geregelt.

Beim *timing* der Restrukturierung kann zwischen einem revolutionären und einem evolutionären Vorgehen unterschieden werden.⁶² Die Vorteile der Revolution sind, dass die Strukturen mittels der drei Restrukturierungsschritte binnen kurzer Zeit fundamental verändert werden und schnell Sicherheit über die neue Funktionsweise des Sektors besteht. Außerdem spricht für ein revolutionäres Vorgehen, dass die Phasen, in denen eine Regierung großen politischen Rückhalt genießt und deshalb umfangreiche Reformen durchsetzen kann, normalerweise kurz sind. Der Nachteil der Revolution ist, dass aufgrund des Zeitdrucks, mit dem die Restrukturierungsschritte getan werden, die Sorgfalt bei der Gestaltung und Koordinierung der einzelnen Elemente vernachlässigt werden kann. Wenn sich die privaten Eigentumsrechte in der Stromwirtschaft einmal materialisiert haben, sind Fehler in der Regel nur unter hohen Kosten und Glaubwürdigkeitsverlusten zu korrigieren.

3.2.2 Institutionelles Design von Regulierungsinstanzen

Die Regulierung erfüllt in der neuen Sektorstruktur vier wichtige Funktionen. Erstens muss die Regulierung Wettbewerb in Märkten ermöglichen, indem wettbewerbsfördernde Marktstrukturen geschaffen und beaufsichtigt werden. Zweitens

müssen die Preise für die natürlichen Monopolbereiche bestimmt und beaufsichtigt werden. Drittens muss mittels geeigneter Vergabeverfahren von Konzessionen Wettbewerb um Märkte erzeugt werden. Viertens muss die Stromversorgung der städtischen Armen und der Landbevölkerung gefördert werden. Damit die Regulierungsinstanzen diese Funktionen erfüllen können, müssen sie unabhängig und handlungsfähig sein sowie gut mit dem Justizsystem zusammenarbeiten.

Mit den Hauptaufgaben der Regulierung werden in der Regel spezifische Regulierungsinstanzen betraut.⁶³ Diese sind in einen Regulierungsprozess eingebunden, der verschiedene staatliche Institutionen der Legislative, Exekutive und Judikative umfasst. Wichtige Regelformulierungen, wie der Erlass eines Elektrizitätsreformgesetzes, in dem u.a. die Regeln für die Funktionsweise des Stromhandels und die Kompetenzen der Regulierungsinstanzen festgelegt sind, obliegen der Legislative. Wichtige Regelsanktionierungen, wie die Entscheidung über die Rechtmäßigkeit eines von der Regulierungsinstanz verhängten Bußgeldes, werden von den Gerichten vorgenommen. Innerhalb ihres Kompetenzbereichs übernehmen die Regulierungsinstanzen Aufgaben, die von der Regelformulierung, über die Regelüberwachung bis zur Regelsanktionierung reichen. Die Regulierungsinstanzen stellen hinsichtlich der Regelformulierung und der Regelsanktionierung Schnittstellen zur Exekutive bzw. zur Judikative dar. Ihre Effektivität hängt daher auch von der Struktur des staatlichen Institutionengefüges ab, in das sie eingebettet sind. Eine wichtige Rolle spielt hierbei das Justizsystem. Die Gerichte in Entwicklungs- und Schwellenländern erfüllen häufig nicht die Anforderungen der Unabhängigkeit, Leistungsfähigkeit

61 Zur Regulierung per Vertrag siehe 3.2.3.

62 Vgl. Dussan (1996), S. 19.

63 Spezifisch meint hier, dass es sich um Regulierungsinstanzen handelt, die nur für die Stromwirtschaft zuständig sind bzw. für die Stromwirtschaft und weitere OMI-Sektoren. Dies unterscheidet sie von allgemeinen Wettbewerbsaufsichtsbehörden. Gelegentlich sind spezifische Regulierungsinstanzen lediglich für die drei Aufgaben zur Sicherung des Wettbewerbs zuständig. Die soziale Regulierung wird in diesen Fällen von einer anderen staatlichen Instanz erfüllt.

higkeit und Fachkompetenz.⁶⁴ Mängel im Justizsystem können die *performance* der Regulierungsinstanzen schwächen.

Neu geschaffene Regulierungsinstanzen zeichnen sich in der Regel nicht von Anfang an durch hohe Effektivität und Glaubwürdigkeit aus, sondern müssen sich diese Eigenschaften erst in einem Lernprozess erwerben.⁶⁵ Die Effektivität und Glaubwürdigkeit von Regulierungsinstanzen werden gefördert, wenn bei ihrem Design auf folgende zwei Punkte geachtet wird:⁶⁶

- Unabhängigkeit und
- Handlungsfähigkeit.

Die Unabhängigkeit kann über die institutionelle und finanzielle Autonomie der Regulierungsinstanzen erreicht werden. Mit Blick auf die institutionelle Verankerung sollte eine zu große Nähe zum Ministerium vermieden werden, da dies die Gefahr erhöht, dass die Regulierungsinstanz zum Zweck kurzfristiger politischer Ziele (z.B. Senkung der Stromtarife vor Wahlen) instrumentalisiert wird (*political capture*). Ministerien sind auch deshalb weniger gut als Regulierungsinstanzen geeignet, da sie bereits wichtige Rollen in Bezug auf die Stromwirtschaft innehaben. Sie sind für die Formulierung der Richtlinien der Energiepolitik zuständig und stellen die obersten Dienststellen für die staatlichen Stromunternehmen dar. Eine Häufung von Rollen bei ein und derselben Institution fördert Interessenkonflikte und sollte daher vermieden werden. Die finanzielle Autonomie lässt sich dadurch erreichen, dass die Regulierungsinstanz durch Abgaben der regulierten Unternehmen finanziert wird.

Genauso wichtig wie die Wahrung der Unabhängigkeit vor politischen Interessen ist die Wahrung der Unabhängigkeit vor den Lobbyinteressen der Stromunternehmen. Die Gefahr der Vereinnahmung durch die Interessen der Stromunternehmen

(*industry capture*) kann durch die Definition des Zuständigkeitsbereiches der Regulierungsinstanz abgeschwächt werden. Die Schaffung einer nationalen (anstatt regionalen) Regulierungsinstanz und die Zuständigkeit für mehrere OMI-Sektoren (z.B. Strom, Gas und Telekommunikation) vergrößert den Kreis der *stakeholder* und macht es weniger wahrscheinlich, dass ein einzelnes Unternehmen zu großen Einfluss auf die Regulierungsinstanz gewinnt.

Die Handlungsfähigkeit von Regulierungsinstanzen hängt von ihren gesetzlichen Kompetenzen, der Koordinierung mit anderen staatlichen Institutionen sowie der Ausstattung mit finanziellen und personellen Ressourcen ab. Was die gesetzlichen Kompetenzen betrifft, so ist es wichtig, dass die Regulierungsinstanzen nicht lediglich für die Regelüberwachung zuständig sind, sondern die Regeln auch sanktionieren können, beispielsweise über die Verhängung von Bußgeldern. Außerdem benötigt die Regulierungsinstanz gewisse diskretionäre Spielräume, um flexibel auf Entwicklungen im Strommarkt reagieren zu können. Das Maß an Sanktionskompetenzen und Flexibilität stellt jedoch einen Balanceakt dar. Eine allmächtige Regulierungsinstanz wird leicht unberechenbar und unkontrollierbar. Daher ist auf dem Gebiet der Regelsanktionierung eine gute Koordinierung mit dem Justizsystem nötig. Ebenso wichtig ist es, dass die Aufgaben der Regulierungsinstanzen mit den Aufgaben der Wettbewerbsaufsichtsbehörde (wenn eine solche existiert) koordiniert werden. Kompetenzüberschneidungen bzw. Kompetenzlücken schränken die Handlungsfähigkeit der Regulierungsinstanzen ein.⁶⁷

3.2.3 Marktregulierung

Die Marktregulierung umfasst drei wichtige Aufgabenbereiche:

64 Vgl. hierzu World Bank (2001), S. 158f.

65 Vgl. Goldstein / Pires (2001), S. 15.

66 Vgl. hierzu Stern (2000); Stern / Holder (1999); Wieser (2000).

67 Vgl. De León (2001), S. 3.

- die Festlegung der Marktstruktur (Strukturregulierung).⁶⁸ Die Marktstruktur entscheidet über das Ausmaß des Wettbewerbs in Märkten;
- die Regulierung der natürlichen Monopolbereiche (Preis- und Qualitätsregulierung);
- die Förderung des Wettbewerbs um Märkte durch die kompetitive Vergabe von Konzessionen.

Festlegung der Marktstruktur

Für die folgenden Ausführungen wird davon ausgegangen, dass in der Ausgangssituation die Marktstruktur durch ein vertikal integriertes Monopol gegeben ist. Eine idealtypische und konsequente Verfolgung des Wettbewerbsziels nach dem neuen OMI-Paradigma erfordert

- die vollständige eigentumsrechtliche und rechnungslegerische Entflechtung der vertikalen Stufen Stromerzeugung, Stromübertragung, Stromverteilung und Stromendverkauf sowie die horizontale Entflechtung auf den Stufen Stromerzeugung und Stromendverkauf;
- die Durchsetzung der diskriminierungsfreien Durchleitung von Stromlieferungen im gesamten Stromnetz (Übertragungs- und Verteilungsnetz);
- die Beseitigung von Gebietsschutzbestimmungen bei der Stromverteilung (z.B. Ausschließlichkeitsbindungen in Konzessionsverträgen).⁶⁹

Je nach der Reichweite dieser Liberalisierungsschritte können drei grundsätzliche Marktstruk-

turmodelle für die Stromwirtschaft identifiziert werden:⁷⁰

- das Alleinabnehmermodell,
- das Durchleitungsmodell und
- das Poolmodell.

Beim **Alleinabnehmermodell**⁷¹ bleiben die vertikal integrierten Monopole erhalten. Es wird lediglich mittels der Vergabe von Konzessions- und Betreiberverträgen ein (einmaliger) Wettbewerb um den Stromerzeugungsmarkt geschaffen. Auf diese Weise entstehen unabhängige Stromerzeuger (*independent power producers* – IPPs), die zusätzlich zur Erzeugerstufe des integrierten Monopolisten die Stromnachfrage bedienen. Der Stromgroßhandel und der Stromendverkauf bleiben weiter vom Wettbewerb ausgenommen. Gegenüber dem IPP tritt der Monopolist als einziger Käufer auf, gegenüber den Stromverbrauchern als einziger Verkäufer. Um einen Missbrauch der Marktmacht gegenüber den Stromverbrauchern zu vermeiden, ist weiterhin eine Regulierung der Strompreise erforderlich. Das Alleinabnehmermodell stellt einen Weg dar, die Erzeugungskapazitäten mittels des Privatengagements auszubauen, ohne eine grundlegende Restrukturierung der Stromwirtschaft vorzunehmen und ohne eine Regulierungsreform durchzuführen. Die physische Koordination (Systembetrieb und Systemplanung) kann unter der Regie des Alleinabnehmers verbleiben.

Die Wettbewerbseffekte, die mit dem Alleinabnehmermodell erzielt werden können, sind begrenzt. Ein Wettbewerb in Märkten ist nicht möglich. Es findet lediglich ein Wettbewerb um Märkte statt, indem langfristige Betreiberverträge über

68 Zum Begriff Strukturregulierung vgl. Kumkar (2000), Fn. 225.

69 Vgl. OLADE / ECLAC / GTZ (2000), S. 35; Klopfer / Schulz (1993), S. 9. Letztere nennen als weiteren Punkt die Liberalisierung des Kraftwerks- und Leitungsbaus.

70 Die Ausführungen zu den Marktstrukturmodellen basieren im Wesentlichen auf Klopfer / Schulz (1993), Kap. 1.III; Drillisch / Riechmann (1998), Kap. 2.2; Kumkar (2000), Kap. D.I; Bacon (1995b), Newbery (1995).

71 Hier wird lediglich auf die Variante „Ausschreibung der Stromerzeugung“ des Alleinabnehmermodells eingegangen. Vgl. Klopfer / Schulz (1993), S. 11ff. In der Debatte um die Liberalisierung der Strommärkte in der EU wird das Alleinabnehmermodell teilweise etwas anders definiert. Vgl. Drillisch / Riechmann (1998), S. 10f.

Kasten 5: Erfahrungen mit *Independent Power Producers (IPPs)*

Das Alleinabnehmermodell wurde bzw. wird vor allem in Asien angewandt.^a Relativ schlechte Erfahrungen mit den *take-or-pay*-Bedingungen wurden auf den Philippinen gemacht. Wegen zu optimistischer Einschätzungen der Nachfrageentwicklung verwandelte sich ein anfangs herrschender Erzeugungssengpass in einen Erzeugungsüberschuss, nachdem die IPPs ans Netz gegangen waren. Da der staatliche Monopolist jedoch vertraglich gebunden war, musste er den IPPs die vereinbarten Strommengen bezahlen, obwohl diese nicht in vollem Umfang nachgefragt wurden. Aufgrund der mit der Asienkrise zusammenhängenden Abwertung vervielfachte sich zudem der vom staatlichen Monopolisten zu bezahlende Stromabnahmepreis in inländischer Währung, da der Preis an den Wechselkurs gekoppelt war. Diese Erfahrung verdeutlicht die Probleme, die bei PPAs entstehen, wenn diese keine Anpassungsmechanismen an makroökonomische Veränderungen vorsehen bzw. wenn die Verträge nicht in einen stromwirtschaftlichen Ordnungsrahmen eingebettet sind, der den Regulierungsinstanzen gewisse Anpassungsspielräume verleiht. In mehreren asiatischen Ländern (Philippinen, Thailand, Indonesien) wird aufgrund der negativen Erfahrungen mit dem Alleinabnehmermodell inzwischen eine umfassende Restrukturierung der Stromwirtschaft und die Bildung unabhängiger Regulierungsinstanzen angestrebt.^b

a Vgl. Stern (2000), S. 134; Thobani (1999), S. 50.

b Vgl. Stern (2000), S. 134.

neue Erzeugungskapazitäten (*power purchasing agreements* – PPAs) ausgeschrieben werden. Sobald der betreffende IPP das Ausschreibungsverfahren gewonnen hat, ist er keinem Wettbewerb mehr ausgesetzt. In den PPAs werden oft so genannte *take-or-pay*-Bedingungen⁷² vereinbart, im Zuge derer sich der Alleinabnehmer verpflichtet, feste Abnahmemengen zu garantierten Preisen zu beziehen. Das Alleinabnehmermodell zeigt deutlich den Zielkonflikt zwischen der Vermittlung von Wettbewerbsanreizen und der Reduktion der Transaktionskosten für Investoren auf. Da der Monopolist das gesamte Stromnetz und den Endverkauf kontrolliert, sind die Investitionen der IPPs äußerst spezifisch. Dies erhöht die Transaktionskosten für die Investoren und macht im Gegenzug die Gewährung von Abnahmegarantien (*take-or-pay*-Bedingungen) nötig, um die mit der Investition verbundene Unsicherheit zu reduzieren.

Mit dem **Durchleitungsmodell**⁷³ werden der Stromgroßhandel und der Stromendverkauf für den Wettbewerb geöffnet. Dadurch kann ein Wettbewerb in Märkten erreicht werden. In diesem Modell besteht die Chance, Effizienzgewinne, die durch den Erzeugerwettbewerb erzielt werden, in Form von niedrigeren Strompreisen an die Verbraucher weiterzugeben. Die Öffnung des

Stromgroßhandels für den Wettbewerb bedeutet, dass die Stromerzeuger die Wahl haben, an welchen Stromhändler sie ihren Strom verkaufen. Die Öffnung des Stromendverkaufs für den Wettbewerb bedeutet, dass die Stromverbraucher ihren Strom von einem beliebigen Stromhändler beziehen können.⁷⁴ Im Durchleitungsmodell werden die Unternehmen nicht konsequent vertikal entflochten. Vielmehr stellt es einen Wettbewerb zwischen parallelen vertikal integrierten Unternehmen dar. Voraussetzungen für die Etablierung eines funktionsfähigen Wettbewerbs sind eine ausreichende Marktgröße und hinreichend viele Anbieter und Nachfrager. Damit der Stromhandel physisch tatsächlich stattfinden kann, wird den Erzeugern und den Händlern (bzw. den Großkunden, die als Händler auftreten) per Durchleitungsrecht Zugang zu den Übertragungs- und Verteilungsnetzen der Konkurrenten gewährt. Die Unternehmen werden verpflichtet, im Rahmen freier Transportkapazitäten Durchleitungsverträge mit den (gebietsfremden) Stromerzeugern abzuschließen.

72 Zum Begriff *take-or-pay* vgl. Bacon (1995b).

73 Das Durchleitungsmodell wird in Deutschland angewendet.

74 Dieser Stromhändler kann identisch mit dem Stromendverkäufer sein, der die Messung des Stromverbrauchs und die Fakturierung übernimmt, muss aber nicht. Die Dienste der Messung und Fakturierung können sowohl von der Stromendverkaufssparte des regionalen Stromverteilers als auch von einem spezialisierten Stromendverkäufer übernommen werden.

Die „neuralgischen Punkte“ des Durchleitungsmodells sind der Stromtransport und der Systembetrieb: Die Stromtransportstufen der vertikal integrierten Unternehmen haben eine strategische Position, die sie in zweierlei Hinsicht missbrauchen können: Erstens können sie über die Setzung des Transportentgelts monopolistische Renten erwirtschaften.⁷⁵ Zweitens können sie durch ihre Transportentgeltpolitik unliebsame Konkurrenten diskriminieren. Solange die Transportunternehmen Teil eines mit der Erzeugerstufe vertikal integrierten Unternehmens sind, liegt die Vermutung nahe, dass sie dem eigenen Erzeuger bevorzugte Transporttarife einräumen werden. Um Ineffizienzen beim Systembetrieb zu vermeiden, ist im Durchleitungsmodell eine Anpassung der Koordinierung anzustreben, damit der für den Kraftwerkseinsatz verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber die fremden Durchleitungen in optimaler Weise berücksichtigt.⁷⁶

Im Zentrum des **Poolmodells**⁷⁷ steht die Organisation des Stromgroßhandels in Form einer kurzfristigen Terminbörse (Pool). Dies stellt eine Annäherung an das Modell eines vollkommenen Marktes dar und bedeutet somit den größtmöglichen Wettbewerb auf der Erzeugerstufe. Die kurzfristigen Preise, die am Pool ermittelt werden, werden als Spotpreise bezeichnet.⁷⁸ Das Poolmodell wird üblicherweise mit der Öffnung des Stromendverkaufs verbunden, womit eine Weitergabe der Effizienzgewinne an die Stromverbraucher⁷⁹ ermög-

licht wird. Im Gegensatz zum Durchleitungsmodell geschieht die ökonomische Koordinierung nicht in erster Linie über bilaterale Verträge, sondern über anonyme Gebote am Pool. Üblicherweise beziehen sich die Angebote der Stromerzeuger auf den nächsten Tag (daher kurzfristige Terminbörse).

Im Poolmodell werden die Stufen Erzeugung, Übertragung und Verteilung vollständig vertikal entflochten. Das Übertragungsunternehmen wird zu einem reinen Stromtransporteur, der strikt den Anweisungen eines unabhängigen Systembetreibers (*independent system operator* – ISO) folgt. Dieser koordiniert den Kraftwerkeinsatz nach Maßgabe der preislichen Signale des Pools. Es bekommen diejenigen Erzeuger den Zuschlag, welche die niedrigsten Preise bieten.

Auch im Poolmodell ist eine Regulierung der Transportpreise nötig, da die Transportunternehmen nach wie vor in der Lage sind, ihre strategische Position über die Setzung der Transportpreise monopolistisch auszunutzen. Bei konsequenter vertikaler Entflechtung besteht das Problem der bevorzugten Behandlung eigener Unternehmenssparten nicht mehr.

Die Etablierung eines Strompools ist mit Kosten verbunden, die allerdings bei ausreichender Marktgröße durch die Wettbewerbswirkungen überkompensiert werden. Strompools zeichnen sich dadurch aus, dass die Preise teilweise hohen Schwankungen unterliegen.⁸⁰ Die Akteure am Pool sind daher erheblichen Preisrisiken ausgesetzt. Aus diesem Grund ist es besonders wichtig, dass ein Sekundärmarkt für Instrumente geschaffen wird, die eine Absicherung dieser Preisrisiken ermöglichen.⁸¹ Ebenso wie das Durchleitungsmodell erfordert das Poolmodell eine ausreichende Marktgröße und genügend Marktteilnehmer, um

75 Es besteht also die Gefahr, dass sich die Unternehmen die Effizienzgewinne, die durch den Wettbewerb auf der Erzeugerstufe entstehen, aneignen und nicht an die Stromverbraucher weitergeben.

76 Vgl. Klopfer / Schulz (1993), S. 23.

77 Das erste Poolmodell in Reinform wurde 1990 in England und Wales eingeführt. Vgl. Drillisch / Riechmann (1998), S. 20.

78 Vgl. Klopfer / Schulz (1993), S. 33.

79 Der Begriff ‚Stromverbraucher‘ ist in diesem Zusammenhang missverständlich. Großverbraucher werden üblicherweise als Stromhändler für den Pool zugelassen und können direkt von den Effizienzgewinnen profitieren. Die Aussage bezieht sich auf Verbraucher geringer Mengen Stroms (private Haushalte, kleine bis mittlere

Unternehmen), die ihren Strom über einen Stromhändler beziehen und nicht direkt am Pool einkaufen.

80 Zu den Ursachen siehe 3.1.

81 Vgl. Drillisch / Riechmann (1998), S. 9; Castro (2000), S. 27-32.

Marktmacht und strategisches Verhalten zu vermeiden.

Preis- und Qualitätsregulierung

Mit der **Preisregulierung** soll verhindert werden, dass die natürlichen Monopolisten (Übertragungs- und Verteilungsunternehmen) ihre Marktmacht ausnutzen, um monopolistische Renten zu erwirtschaften und unliebsame Wettbewerber zu diskriminieren. Zu diesem Zweck bestimmen die Regulierungsinstanzen die Höhe der Stromtransportpreise und beaufsichtigen die Einhaltung dieser Bestimmungen. In der Praxis unterliegen neben den Transportpreisen häufig auch die Endverbraucherpreise einer Regulierung. Eine Begründung hierfür ist, dass die teilweise erheblichen Preisschwankungen am Großhandelsmarkt nicht an die Haushalte weitergegeben werden sollen.

Als gesetzliche Grundlage für die Preisregulierung kommen zwei Alternativen in Betracht: Die Regulierung per Gesetz und die Regulierung per Vertrag.⁸²

Bei der Regulierung per Gesetz können die Regulierungsinstanzen im Rahmen ihrer gesetzlich festgelegten Kompetenzen über das Preisregulierungsverfahren,⁸³ die Anpassungszeiträume und die Anpassungsmechanismen frei verfügen. Dies verschafft ihnen gewisse Entscheidungsspielräume, die sie nutzen können, um flexibel auf Entwicklungen im Strommarkt zu reagieren. Die Regulierung per Gesetz erhöht jedoch die Planungsunsicherheit für die privaten Übertragungs- und Verteilungsunternehmen. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Regulierungsinstanz über eine geringe Glaubwürdigkeit verfügt.

Bei der Regulierung per Vertrag werden das Preisregulierungsverfahren, die Anpassungszeiträume und die Anpassungsmechanismen im Konzessionsvertrag zwischen dem staatlichen Konzessionsgeber⁸⁴ und dem privaten Konzessionsnehmer individuell geregelt. Dadurch werden die diskretionären Spielräume der Regulierungsinstanzen eingeschränkt und die Planungssicherheit der privaten Investoren erhöht. Es ist eine äußerst komplexe Aufgabe, die Bedingungen für die Preisregulierung in Konzessionsverträgen festzuschreiben. Aufgrund der langen Laufzeit von Konzessionsverträgen⁸⁵ muss das richtige Maß zwischen Exaktheit und Anpassungsfähigkeit der Bestimmungen gefunden werden. Außerdem haben die Preisregeln im Konzessionsvertrag eine Auswirkung auf die Verteilung von Risiken zwischen dem privaten Investor, dem Staat und den Stromverbrauchern und müssen daher sehr sorgfältig abgewogen werden.

Die verschiedenen Preisregulierungsverfahren unterscheiden sich hinsichtlich der Bestimmungsgröße für die regulierten Preise und hinsichtlich der Effizianzanreize, die sie vermitteln:⁸⁶

Die verschiedenen Preisregulierungsverfahren unterscheiden sich hinsichtlich der Bestimmungsgröße für die regulierten Preise und hinsichtlich der Effizianzanreize, die sie vermitteln:⁸⁶

- Bei der *rate-of-return*-Regulierung bilden die Kosten des Unternehmens die Grundlage für die Höhe des Preises. Der Gedanke hinter der *rate-of-return*-Regulierung ist, dass das regulierte Unternehmen mit den Einnahmen seine Produktionskosten decken und eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals erreichen soll. Die Preise werden auf der Grundlage einer festgelegten Kapitalrendite kalkuliert. Das Problem bei diesem Verfahren ist, dass es dem Unternehmen keinen Anreiz zur Kostenreduktion vermittelt, da es sich im Prinzip um ein Kostenerstattungsverfahren handelt.
- Bei der *price-cap*-Regulierung können Anreize zur Kostenreduktion vermittelt werden, da der direkte Zusammenhang zwischen den Kosten des Unternehmens und der Höhe der Preise aufgehoben wird. Die *price-cap*-Regu-

82 Vgl. Weltbank (1994), S. 72.

83 Siehe unten.

84 Im Falle von Übertragungskonzessionen üblicherweise der Zentralstaat; im Falle von Verteilungskonzessionen üblicherweise die Regionalregierung oder die Gemeinde.

85 Häufig sind Konzessionen sogar unbefristet.

86 Vgl. Millán et al. (2001), S. 28f.

lierung ist eine Anpassungsregel für die Preise im Zeitverlauf. Die regulierten Preise werden periodisch dem Konsumentenpreisindex angeglichen, korrigiert um einen Produktivitätsausgleichsfaktor. Auf diese Weise werden den Unternehmen Kostensenkungsanreize vermittelt. Dieses Regulierungsverfahren wird in England und Wales angewendet.

- Ähnliche Anreize zur Kostenreduktion vermittelt die *Effizienzstandardregulierung*, bei der die Kosten eines hypothetischen, effizienten Modellunternehmens die Grundlage für die Kalkulation der Preise bilden. Dieses Regulierungsverfahren wird häufig in Lateinamerika angewendet.

Ein grundsätzliches Problem bei der Preisregulierung ist, dass die regulierten Unternehmen stets einen Informationsvorsprung gegenüber der Regulierungsinstanz haben, was ihre wahre Kostensituation betrifft. Eine perfekte Preisregulierung ist daher nicht möglich.

Im Rahmen der **Qualitätsregulierung** werden Qualitätsstandards definiert und die Stromunternehmen bei Unterschreiten dieser Standards mit Bußgeldern belegt. Die üblichsten Standards beziehen sich auf die Dauer von Stromunterbrechungen, die Häufigkeit von Stromunterbrechungen und Spannungsschwankungen.

Wettbewerb um Märkte

Wettbewerb um Märkte ist nur dann wirksam, wenn ein kompetitives Verfahren für die Vergabe von Konzessionen gewählt wird. Eine Voraussetzung hierfür ist, dass die Konzession öffentlich ausgeschrieben wird. Üblicherweise wird zunächst eine Vorauswahl unter den Bewerbern getroffen und die Konzession darauf über eines der beiden folgenden Verfahren vergeben.⁸⁷

- Auktion,
- direkte Verhandlung.

Beide Verfahren haben Vor- und Nachteile. Das Auktionsverfahren⁸⁸ ist standardisiert und daher transparenter als direkte Verhandlungen. Dies erhöht die Glaubwürdigkeit des Vergabeverfahrens und verringert die Korruptionsgefahr. Außerdem wird über Auktionen in der Regel ein höherer Wettbewerbsdruck auf die Bewerber ausgeübt als in direkten Verhandlungen. Dadurch können günstigere Konditionen erzielt werden, beispielsweise in Form niedrigerer Strompreise.⁸⁹ Die Vorteile der direkten Verhandlung sind die geringeren Transaktionskosten und die höhere Flexibilität im Vergleich zur Auktion. Die mit Auktionen verbundenen Transaktionskosten können in vielen Fällen prohibitiv hoch sein. Dies gilt vor allen Dingen für komplexe, schlecht standardisierbare Projekte und für Länder, in denen keine oder geringe Erfahrungen mit Konzessions- und Betreiberverträgen vorliegen.⁹⁰ Die höhere Flexibilität der direkten Verhandlungen ist bei sehr komplexen Projekten (z.B. Bau und Betrieb von Speicherwasserkraftwerken) von Vorteil. Im Rahmen von direkten Verhandlungen können Innovationen von Bewerbern berücksichtigt und das Projekt im Zuge der Verhandlungen angepasst werden. Dies ist bei der standardisierten Auktion nicht möglich.

88 Zu den unterschiedlichen Auktionsverfahren (öffentliche, geheime, Höchstpreis-, Zweit-Höchstpreisauktion), die in der Praxis angewendet werden, vgl. Klein (1998b).

89 Ein gutes Beispiel stellt die Vergabe von Betreiberverträgen zur Stromerzeugung auf den Philippinen in den neunziger Jahren dar. Da dringend neue Stromerzeugungskapazitäten benötigt wurden, hat man in der ersten Vergaberunde das schnellere Verfahren der direkten Verhandlung gewählt. Es wurde ein Strompreis von 0,13 US \$ pro KWh mit dem privaten Investor ausgehandelt. In einer zweiten Runde wurden die Betreiberverträge per Auktion versteigert mit dem Ergebnis, dass der Strom wesentlich günstiger eingekauft werden konnte, nämlich zu 0,05 bis 0,07 US \$ pro KWh. Vgl. Klein (1998b), S. 1.

90 Die Transaktionskosten für die Auktionsvergabe von Konzessions- und Betreiberverträgen liegen zwischen 3 % - 5 % der Projektsomme bei wenig komplexen Verträgen und 10 % bei komplexen Verträgen in Ländern ohne Erfahrungen auf diesem Gebiet. Vgl. Klein (1998a), Fn. 3.

87 Vgl. Klein (1998b), S. 1.

3.2.4 Förderung der Stromversorgung armer Haushalte und ländlicher Regionen

Die Verfügbarkeit von elektrischem Strom hat einen Einfluss auf die Lebensqualität und auf die wirtschaftlichen Handlungsmöglichkeiten der Menschen.⁹¹ Dies wird besonders klar, wenn die Stromversorgung in Kombination mit anderen sozialen und wirtschaftlichen Infrastrukturleistungen (Wegenetz, Grundbildung, Gesundheits- und Trinkwasserversorgung) bereitgestellt wird, also in einen umfassenderen Ansatz zur ländlichen Entwicklung integriert ist.⁹² Außerdem wird Elektrizität, je nach Entwicklungsstand des betrachteten Landes, als Basisgut betrachtet und die Versorgung städtischer Armensiedlungen und netzferner Gebiete stellt für deren Bewohner ein Element der sozialen Integration dar.

Die Wirkungen der Strukturreformen auf arme Verbraucher sind weitgehend offen.⁹³ Die Restrukturierung der Stromwirtschaft kann mittels einer geeigneten Struktur- und Verhaltensregulie-

nen auch die bedürftigen Zielgruppen profitieren. Allerdings sind häufig im Zuge der Reformen Tarifierhöhungen nötig, wovon besonders arme Haushalte negativ betroffen werden. Darüber hinaus wird im Zuge der Reformen aufgrund von Anpassungen im Tarifsysteem häufig die Quersubventionierung der privaten Haushalte durch die Industrie- und Großkunden abgebaut, was ebenfalls Nutzer mit niedrigen Einkommen besonders benachteiligen kann. Insgesamt gilt, dass sich durch die Strukturreformen die gezielte Förderung armer Haushalte nicht erübrigt.

Ebenfalls einer gezielten Förderung bedürfen die Bewohner ländlicher Regionen.⁹⁴ Deren Versorgung ist aus zwei Gründen besonders teuer: Erstens sind ländliche Regionen dünn besiedelt und zweitens verbrauchen ländliche Haushalte in der Regel nur wenig Strom. Dies bedeutet, dass die hohen Investitionskosten lediglich auf wenige Stromeinheiten umgelegt werden können und deshalb stärker zu Buche schlagen als in Ballungsgebieten (zur Illustration siehe Tabelle 3). Diese erhöhten Kosten stehen in Kontrast zur in

Tabelle 3: Wirkung der Entfernung vom Netz und des Verbrauchsniveaus auf die Stromkosten pro KWh in Indonesien (Angaben in US Cents pro KWh)

Netzentfernung und Verbrauchsniveau	Kosten Erweiterungs- investition	Kosten Stromerzeugung und -übertragung	Gesamtkosten
3 Kilometer, 20 Haushalte	45	10	55
3 Kilometer, 50 Haushalte	20	10	30
1 Kilometer, 20 Haushalte	15	10	25
1 Kilometer, 50 Haushalte	7	10	17

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Powell / Starks (2000a), S. 32.

rung dazu beitragen, dass die Stromkosten und die Strompreise sinken und dass dank privater Investitionen das Stromnetz ausgebaut wird. Davon kön-

der Regel geringen Zahlungsfähigkeit der ländlichen Bevölkerung.

In einer liberalisierten und privatisierten Stromwirtschaft müssen neue Instrumente zur Subventionierung bedürftiger Zielgruppen gefunden werden. Eine Möglichkeit, die private Finanzierung von Stromprojekten mit öffentlichen Subventionen zu kombinieren, besteht darin, einem priva-

91 Vgl. Waddams Price (2000), S. 27f.

92 Für eine kurze und prägnante Darstellung der Entwicklungseffekte ländlicher Elektrifizierung vgl. ESMAP (2002), Abschnitt 1.1 sowie Übersicht S. 68. Für eine kritische Bewertung dieser Effekte vgl. Hildebrand (1998).

93 Vgl. Powell / Starks (2000b), S. 49f.

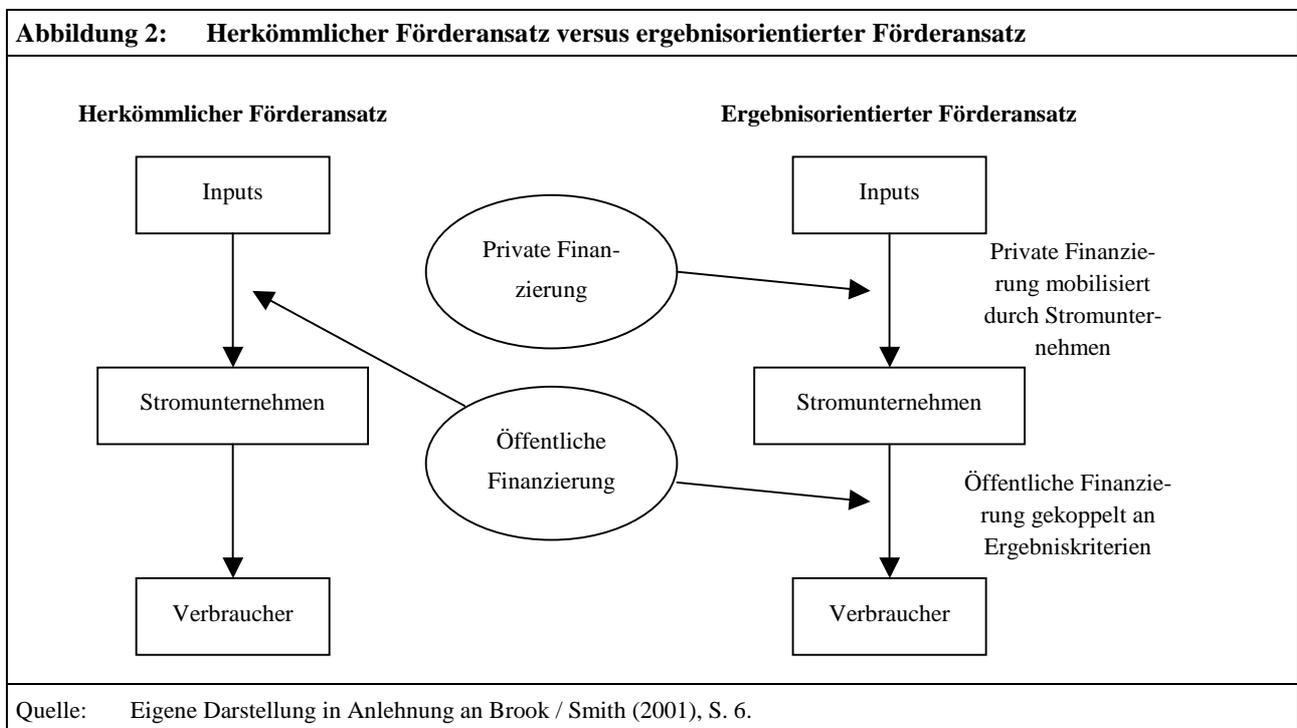
94 Vgl. Powell / Starks (2000a), S. 30.

ten Stromverteilungsunternehmen im Rahmen eines Konzessionsvertrages bestimmte Ergebniskriterien vorzugeben (beispielsweise die Erhöhung der Elektrifizierungsquote in einem armen Stadtrandgebiet) und die Auszahlung der öffentlichen Subventionen an die Erreichung der Ergebniskriterien zu koppeln. Dieser ergebnisorientierte Förderansatz⁹⁵ steht in Kontrast zum herkömmlichen Förderansatz im Modell staatseigener Unternehmen, in dem die Unternehmen unabhängig von Ergebniskriterien subventioniert wurden (vgl. Abbildung 2). Im Gegensatz zum herkömmlichen Ansatz besteht bei der ergebnisorientierten Förderung die Chance, bestimmte Zielgruppen sehr viel genauer zu erreichen.

- Kriterium, das zum Erhalt der Subvention berechtigt.

Als Finanzierungsquellen kommen in Frage: Allgemeine Steuermittel des Staates; besondere Abgaben, die von den Stromunternehmen erhoben werden und Zahlungen derjenigen Stromverbraucher, die einen höheren Preis zahlen, als den von ihnen verursachten Kosten entspricht (Quersubventionen):

- Die Finanzierung über allgemeine Steuermittel hat den Vorteil, dass die relativen Strompreise dadurch nicht verändert werden. Die Strompreise können an die Grenzkosten der Versorgung der betreffenden Verbraucher-



Die verschiedenen Subventionsformen zur Förderung der Stromversorgung können nach zwei Merkmalen unterschieden werden:⁹⁶

- Finanzierungsquelle der Subvention und

gruppe angepasst werden. Hierdurch wird die Gesamteffizienz erhöht. Die Steuerfinanzierung hat Nachteile in sehr ineffizienten Steuersystemen, in denen die Kosten der Besteuerung hoch sind.

- Besondere Abgaben auf die Stromunternehmen sind in der Regel leichter durchzusetzen als allgemeine Steuererhöhungen, insbesondere wenn sie in ein umfassendes Reformpaket zur Restrukturierung der Stromwirtschaft eingebettet sind. Sie haben jedoch den Nach-

95 In der englischsprachigen Fachliteratur wird dieser Förderansatz als „output-based aid“ bezeichnet. Vgl. Brook/ Smith (2001).

96 Vgl. hierzu Estache et al. (2000), S. 26ff.

teil, dass die Stromunternehmen die Kosten dieser Abgabe auf die Strompreise überwälzen.

- Quersubventionen sind in der Regel leicht umzusetzen, beispielsweise durch eine Vorschrift zur Einheitstarifizierung bzw. durch die Festlegung bestimmter Tarifklassen, welche Geringverbraucher begünstigen. Sie haben den Nachteil, dass die Strompreise von den Grenzkosten abweichen, was Ineffizienzen hervorruft.

Das gewählte Berechtigungskriterium hat einen großen Einfluss auf die Zielgenauigkeit der Subventionen. Als Berechtigungskriterien kommen in Frage: Status einer Person, geographische Kriterien, positiver Bedarfstest oder Höhe des Stromverbrauchs:

- Der Status einer Person (z.B. Student bzw. Studentin oder Rentner bzw. Rentnerin) sagt wenig über seine Bedürftigkeit aus und ist daher als Berechtigungskriterium wenig geeignet.
- Geographische Kriterien sind dann zielgenau, wenn es gelingt, Regionen oder Zonen mit sehr homogenen Bevölkerungsgruppen zu definieren. Dies ist jedoch häufig nicht möglich.
- Bedarfstests können die Zielgenauigkeit geographischer Kriterien erhöhen, haben jedoch den Nachteil, dass sie relativ teuer sind, da für die Tests persönliche Interviews geführt werden müssen. Aus Kostengründen werden Bedarfstests daher häufig nur auf Antrag durchgeführt. Dies kann bewirken, dass die eigentliche Zielgruppe systematisch benachteiligt wird, da sie aufgrund mangelnder Bildung die Antragsformulare nicht ausfüllen kann oder aufgrund von Informationsdefiziten nichts von der Förderung erfährt.
- In einigen Fällen haben sich sogenannte *life-line tariffs* bewährt, bei denen der Stromkonsum unter einer bestimmten niedrigen Schwelle subventioniert wird.⁹⁷ Ein niedriger Stromkonsum ist ein relativ guter Indikator

für ein geringes Einkommen, da arme Haushalte in der Regel über keine Geräte mit hohem Stromverbrauch verfügen (Klimaanlage, Kühlschrank etc.). Die Finanzierungsquelle dieser Subventionen sind normalerweise die Stromzahlungen der übrigen Verbraucher, d.h. es handelt sich um Quersubventionen.

Bei der Stromversorgung isolierter Regionen kommen prinzipiell zwei technische Alternativen in Frage: Erstens die Verbindung der Region mit dem zentralen Stromnetz mittels des Baus einer Übertragungsleitung. Zweitens eine autonome Stromversorgung. Bei der autonomen Stromversorgung können Mininetze, die über ein kleines zentrales Kraftwerk verfügen und Hausversorgungssysteme, bei denen jedes Haus über ein eigenes Stromversorgungssystem verfügt, unterschieden werden. Mininetze und Hausversorgungssysteme eignen sich gut, um regenerative Energieträger zur Stromerzeugung einzusetzen. Für Mininetze können je nach den lokalen Bedingungen Windkraftwerke, Kleinwasserkraftwerke und Biogaskraftwerke in Betracht kommen. Für die individuelle Hausversorgung werden Photovoltaiksysteme (*solar home systems*) eingesetzt. Ob ein Anschluss an das zentrale Stromnetz oder ein autonomes Stromsystem kostengünstiger ist, hängt u.a. von den klimatischen und Geländebedingungen, der Entfernung zum Zentralnetz, der Höhe des Stromkonsums und der Bevölkerungsdichte der betreffenden Region ab.

Durch die Förderung regenerativer Erzeugungstechnologien für isolierte Regionen besteht die Möglichkeit, eine doppelte Dividende zu erzielen. Erstens werden durch die Stromversorgung die Lebensbedingungen benachteiligter Gruppen verbessert. Zweitens können schädliche Umweltmissionen vermieden werden. Es ist jedoch zu bedenken, dass aufgrund des in der Regel geringen Stromverbrauchs der in Frage kommenden Haushalte die Emissionseinsparungen ebenfalls niedrig sind.

97 Vgl. Powell / Starks (2000b), S. 50.

4 Erfahrungen mit der Restrukturierung der Stromwirtschaft in Lateinamerika

In der Tendenz hat die Restrukturierung in Lateinamerika einen positiven Einfluss auf die Produktionseffizienz der Stromwirtschaft sowie auf die Rehabilitation und Erweiterung der Sektorinfrastruktur. In einigen Fällen sanken dank der Sektorreformen die Großhandelspreise für Elektrizität deutlich. Andererseits haben die privaten Haushalte in der Regel hiervon wenig profitiert. Darüber hinaus wurde die Förderung der Stromversorgung armer und ländlicher Haushalte im Rahmen der Reformen vernachlässigt.

Die Erfahrungen zeigen auch, dass die hohen Anforderungen, die das Konzept der *umfassenden Restrukturierung* an die staatlichen Institutionen stellt, in der lateinamerikanischen Praxis häufig eine Überforderung darstellen. So können durch Schwächen bei der Implementierung und mangelnde *ownership* an den Reformen bei wichtigen Akteuren inkonsistente Sektorstrukturen entstehen. Die Vernachlässigung von wettbewerbsfördernden Marktstrukturen und ineffektive Preisregulierungen verhindern, dass Effizienzgewinne an die Verbraucher weitergegeben werden und verursachen unnötige Kosten. Ein besonderes Problem stellen die mittelamerikanischen Länder dar. Da ihre Strommärkte sehr klein sind, ist ein funktionierender Wettbewerb kaum möglich. Dies lässt den Nutzen einer vertikalen Entflechtung fraglich erscheinen.

4.1 Einführung und Überblick

In Chile wurde bereits Anfang der achtziger Jahre eine umfassende Restrukturierung der Stromwirtschaft durchgeführt. Es folgten Argentinien (1991), Peru (1992) sowie Bolivien und Kolumbien (1994). Inzwischen haben beinahe sämtliche Länder der Region Reformen ihrer Stromwirtschaften durchgeführt bzw. eingeleitet.⁹⁸ Den Ausgangspunkt für die Reformen bildeten in bei-

nahe allen lateinamerikanischen Ländern staatseigene vertikal integrierte Monopole.⁹⁹

Die inhärenten Schwächen des alten Sektormodells wurden mit dem Ausbruch der lateinamerikanischen Schuldenkrise zu Beginn der achtziger Jahre durch externe Faktoren verstärkt.¹⁰⁰ Die Haushaltskrise der Staaten der Region und der Zwang zu Sparmaßnahmen trugen dazu bei, dass die Instandhaltung bestehender Stromanlagen vernachlässigt und nötige Kapazitätserweiterungen verschoben wurden. Zudem wurden die Stromtarife häufig nicht an die Kostenentwicklung angepasst, um auf diese Weise die Inflation zu bekämpfen oder den politischen Rückhalt bei der Wählerschaft zu stärken. Die Regierungen waren dadurch immer weniger in der Lage, die Kapazitätserweiterungen zur Bedienung des rasch steigenden Strombedarfs zu finanzieren (in der gesamten Region Lateinamerika und Karibik hat sich der Stromverbrauch zwischen 1985 und 2000 verdoppelt).¹⁰¹ Die Reformen stellen einerseits eine Antwort auf die Schwächen des alten Sektormodells dar. Andererseits verfolgten die Regierungen mit der Privatisierung und den damit zusammenhängenden Erlösen auch das Ziel, Staatseinnahmen zur Entlastung der Haushalte zu generieren.¹⁰²

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über wichtige Aspekte der Restrukturierung der Stromwirtschaften der Region gegeben:

Hinsichtlich der **Marktstruktur** und des **Privatisierungsgrades** unterscheiden sich die Stromsektoren der einzelnen Ländern teilweise deutlich. Abbildung 3 zeigt die Position ausgewählter Länder in Abhängigkeit des Marktstrukturmodells

98 Zum Stand der Restrukturierung siehe Abbildung 3.

99 Vgl. OLADE / ECLAC / GTZ (2000), S. 36. Eine Ausnahme bilden einige karibische Staaten, in denen das Modell des privaten vertikal integrierten Monopols unter staatlicher Aufsicht den Ausgangspunkt für die Reformen darstellt.

100 Vgl. hierzu Millán (1999), „Introduction“, www.iadb.org/sds/ifm/publication/publication_2885_2063_e.htm.

101 Zum Wachstum des Stromverbrauchs der einzelnen Länder siehe Tabelle A1 im Anhang.

102 Vgl. Millán et al. (2001), S. 4.

Tabelle 4: Anteil der Privatwirtschaft an den stromwirtschaftlichen Produktionsstufen in ausgewählten lateinamerikanischen Ländern (Angaben in v.H. des Marktanteils)

	Erzeugung	Übertragung	Verteilung		Erzeugung	Übertragung	Verteilung
Argentinien	60	100	70	Guatemala	50	0	100
Bolivien	90	90	90	Kolumbien	70	10	50
Brasilien	30	10	60	Mexiko	10	0	0
Chile	90	90	90	Paraguay	0	0	0
Costa Rica	10	0	10	Peru	60	20	80
Ecuador	20	0	30	Uruguay	0	0	0
El Salvador	40	0	100	Venezuela	20	10	40

Quelle: Millán et al. (2001), S. 12.

und des Privatisierungsgrades. Es wird deutlich, dass unter den lateinamerikanischen Ländern

- eine Tendenz zum Poolmodell besteht und
- die vertikale Entflechtung je nach Land unterschiedlich konsequent umgesetzt worden ist.

In den Ländern, die ein Poolmodell eingeführt haben, ohne die Stromunternehmen konsequent vertikal und horizontal zu entflechten, ist der Wettbewerb deutlich eingeschränkt. Dadurch werden mögliche Effizienzgewinne verschenkt. Dies wird in Abschnitt 4.2.3 anhand des chilenischen Beispiels verdeutlicht.

Tabelle 4 zeigt den Privatisierungsgrad auf den Stufen Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Dieser ist in Argentinien, Bolivien und Chile sehr hoch. Auch in Brasilien, El Salvador, Guatemala, Kolumbien und Peru spielen private Akteure eine wichtige Rolle. In den übrigen Ländern der Region ist die private Beteiligung an der Stromwirtschaft gering bis nicht vorhanden.

Hinsichtlich der **Reife der Restrukturierung** können folgende Aussagen getroffen werden:¹⁰³

- Der Restrukturierungsprozess ist in Chile und Argentinien bereits abgeschlossen, und es liegen genügend Erfahrungen mit der Funktionsweise der Stromwirtschaft unter den neuen Bedingungen vor.

- In einem weit fortgeschrittenen Stadium befinden sich Peru, Bolivien, Kolumbien, Guatemala, El Salvador und Panama. Auch hier sind wesentliche Restrukturierungsschritte bereits implementiert; allerdings sind teilweise noch größere Privatisierungen geplant. In diesen Ländern liegen ebenfalls erste Erfahrungen mit der neuen Struktur der Stromwirtschaft vor.

- Brasilien befindet sich in einer Übergangsphase. Die Privatisierung auf dem Gebiet der Stromverteilung ist relativ weit fortgeschritten, jedoch sind andere wichtige Restrukturierungsschritte noch nicht implementiert. Im Zusammenhang mit der jüngsten Energiekrise in Brasilien sind die Reformen ins Stocken gekommen.¹⁰⁴

- Ecuador, Nikaragua und Honduras befinden sich in einer frühen Restrukturierungsphase.

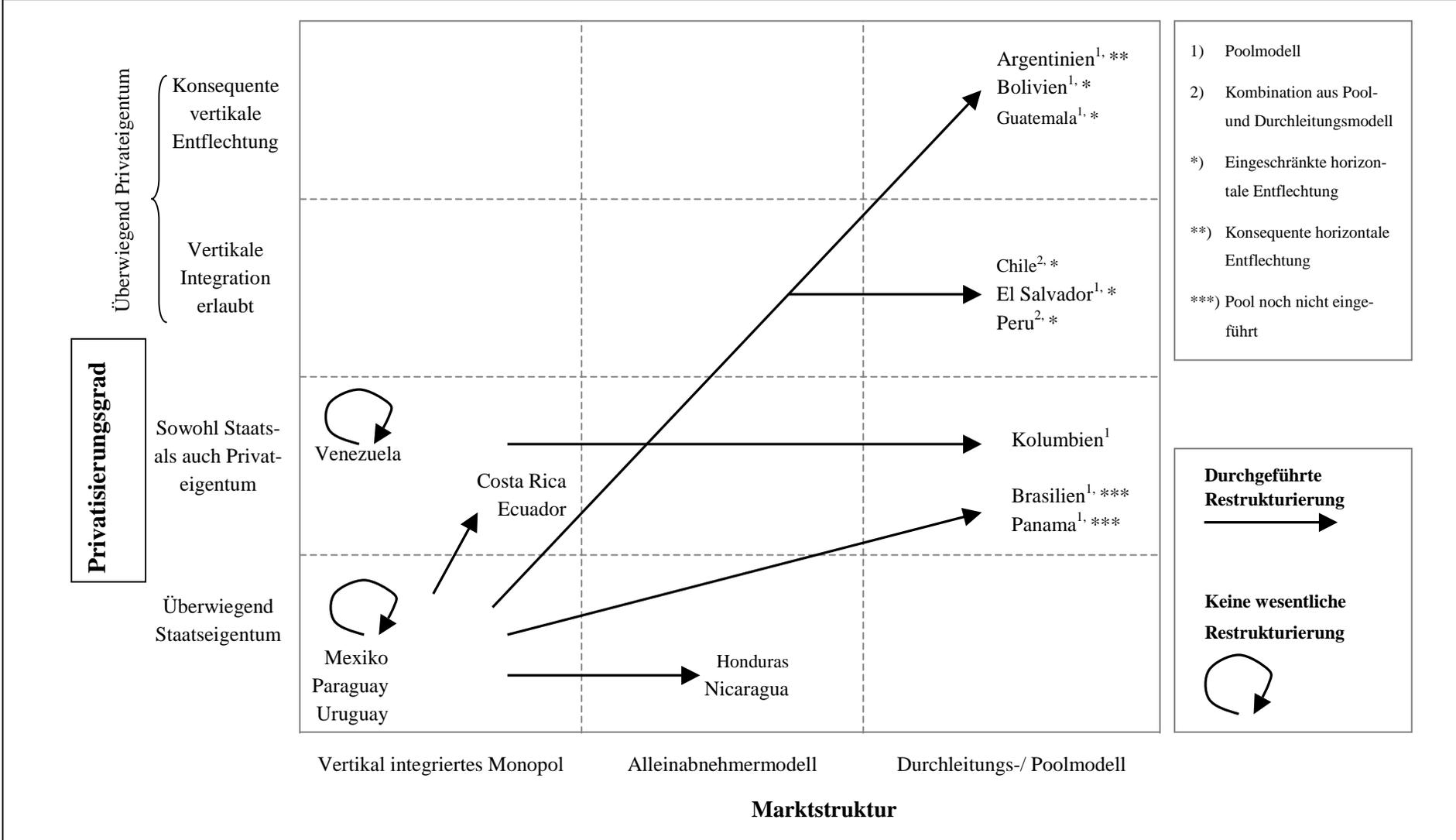
Auch wenn sich die **Ergebnisse** der Restrukturierungen zwischen den lateinamerikanischen Staaten unterscheiden, können folgende Tendenzsagen gemacht werden:¹⁰⁵

¹⁰³ Zum Restrukturierungsstand vgl. OLADE / ECLAC / GTZ (2000), S. 36f.

¹⁰⁴ Siehe ausführlich zu Brasilien 4.2.1.

¹⁰⁵ Vgl. Millán et al. (1998), S. 20f; World Energy Council (2001), S. 50-74.

Abbildung 3: Restrukturierung in ausgewählten lateinamerikanischen Ländern



Quelle: In Anlehnung an OLADE / ECLAC / GTZ (2000), S. 37. Verändert und ergänzt durch den Autor

- Durch die Privatisierung von Verteilungsunternehmen wurden die technischen und nicht-technischen Stromverluste spürbar gesenkt. Allerdings kam es im Zusammenhang mit der Abstellung des Stromdiebstahls („nicht-technische“ Verluste) in städtischen Armensiedlungen zu teilweise erheblichen Konflikten.¹⁰⁶
- Die Stromerzeugungskapazitäten (insbesondere im Bereich der Wärmekraftwerke) wurden infolge privater Investitionen deutlich ausgebaut.
- Der Elektrifizierungsgrad ist dank privater Investitionen leicht gestiegen.
- Die Versorgungssicherheit und die Versorgungsqualität wurden erhöht. Die Arbeitsproduktivität in den Stromunternehmen ist deutlich gestiegen. Dies war mit einem massiven Personalabbau in den sanierten oder privatisierten Unternehmen verbunden.
- Die Großhandelspreise für Strom sind tendenziell gesunken. Allerdings materialisierte sich dies häufig nicht in einer spürbaren Verbesserung für die privaten Nutzer, die zum Teil – auch bedingt durch die Anpassung der Stromtarife an die Kosten – Preiserhöhungen hinnehmen mussten.

Diese Tendenzen zeigen, dass die Restrukturierung in Lateinamerika insgesamt einen positiven Einfluss auf die Produktionseffizienz der Stromwirtschaft hat. Die anschließende Analyse der Ländererfahrungen wird allerdings die Schwächen bei der Implementierung des neuen Sektormodells offenbaren.

4.2 Ländererfahrungen

In den folgenden Abschnitten wird anhand exemplarischer Erfahrungen analysiert, wie sich die Restrukturierung der Stromwirtschaft in der la-

teinamerikanischen Praxis darstellt und ob sich das Konzept der *umfassenden Restrukturierung* in positiven Resultaten materialisiert. Zu diesem Zweck werden die in Kapitel 3 herausgearbeiteten Handlungsfelder des Staates näher betrachtet und auf Erfolge und Misserfolge hin geprüft.

4.2.1 Koordination der Restrukturierungsschritte

Eine sorgfältige Koordination des Übergangs vom alten auf das neue Modell ist von großer Bedeutung, da ansonsten Inkonsistenzen im neuen Ordnungsrahmen entstehen können. Ein wichtiger Faktor, der im Rahmen der Koordinierung geleistet werden muss, ist Reform-*ownership* bei den wichtigsten Akteuren und *stakeholders* herzustellen. Beispiele für Probleme auf diesem Gebiet sind Brasilien und insbesondere Kolumbien. Im letzten Fall wurden mit dem Ziel der Wahrung von Besitzständen wichtige Restrukturierungsschritte auf Provinzebene blockiert, was den Reformprozess als ganzen gefährdete. Im Fall Argentiniens lief die Restrukturierung hingegen relativ koordiniert ab. Dazu beigetragen haben der hohe Reformwille der Bundesregierung,¹⁰⁷ welcher die Restrukturierung als Teil eines Gesamtpaketes zur Strukturanpassung der argentinischen Wirtschaft durchführte und die Tatsache, dass der Zentralstaat die Kontrolle über weite Teile des Stromnetzes hatte.

Im Folgenden werden nacheinander die Erfahrungen Kolumbiens, Brasiliens und Argentiniens dargestellt:

In **Kolumbien** wurden 1994 die gesetzlichen Grundlagen für eine umfassende Restrukturierung der Stromwirtschaft geschaffen.¹⁰⁸ Probleme tauchten bei der Privatisierung der Verteilungsstufe auf. Die Entflechtung und Privatisierung der Erzeugerstufe schritt sehr viel schneller voran als dies auf der Verteilungsstufe der Fall war. Damit

¹⁰⁶ Im Fall von Buenos Aires wurde hierfür nachträglich eine Kompromisslösung gefunden. Siehe 4.2.4. Zu den Problemen im Zusammenhang mit der Abstellung des Stromdiebstahls im Zuge der Privatisierung vgl. auch Suding (1998).

¹⁰⁷ Forciert durch den Internationalen Währungsfonds.

¹⁰⁸ Vgl. zu den folgenden Ausführungen Millán et al. (2001), S. 13f u. 17f; Alonso et al. (2001), S. 95-105.

ergab sich eine Situation, in der auf der Nachfrageseite des Großhandelsmarkts größtenteils unsanierte staatliche Verteilungsunternehmen auftraten, die kaum über finanzielle Reserven verfügten. Dies führte beinahe zum finanziellen Kollaps des kolumbianischen Pools. Ein Grund für die finanziellen Nöte der Verteilungsunternehmen lag darin, dass diese höchst ineffizient arbeiteten. Dies äußerte sich in hohen Stromverlusten, mangelhafter Messung des Stromverbrauchs und ineffektivem Inkasso. Die Verteilungsunternehmen konnten aufgrund ihrer mangelnden Liquidität den vom Pool bezogenen Strom oft nicht bezahlen, woraus erhebliche Schulden resultierten. Der Konflikt wurde teilweise auf dem Rücken der Verbraucher ausgetragen, indem der Pool den Strom abschaltete. Die Stromabschaltungen waren jedoch aufgrund massiver Proteste nicht haltbar. Letztendlich mussten die Schulden mit Mitteln der Zentralregierung beglichen werden.

Die Privatisierung der Verteilungsunternehmen war auch deshalb schwierig durchzuführen, weil die Kontrolle über die kolumbianischen Verteilernetze sehr dezentralisiert war. Dies verlieh den politischen Entscheidungsträgern auf regionaler Ebene eine starke Position. In vielen Fällen wurde die Privatisierung von den regionalen Entscheidungsträgern in Koalition mit verschiedenen Interessengruppen verschleppt, um erworbene Privilegien nicht aufgeben zu müssen bzw. um individuellen Nutzen aus dem Privatisierungsprozess zu ziehen.¹⁰⁹ Die kolumbianische Erfahrung lehrt, dass es wichtig ist, die strategische Stufe der Stromverteilung vor oder gleichzeitig mit der

Erzeugerstufe zu sanieren und zu privatisieren, um stabile Verhältnisse auf der Nachfrageseite des Großhandelsmarkts zu schaffen. Die Umsetzung einer raschen Privatisierung der Verteilerstufe wird erschwert, wenn die Kontrolle über die Verteilungsunternehmen nicht beim Zentralstaat liegt, sondern auf regionalstaatlicher Ebene. Dies zeigen auch die übrigen lateinamerikanischen Erfahrungen.

In **Brasilien** haben Mängel bei der Koordinierung der Restrukturierungsschritte dazu beigetragen, dass wichtige Investitionen in die Stromerzeugung ausblieben und das Land von Mitte des Jahres 2001 bis Ende des ersten Quartals 2002 mit akuter Stromknappheit zu kämpfen hatte. Der unmittelbare Auslöser für die Stromkrise war der Pegelstand der brasilianischen Stauseen (vorwiegend in den Regionen Südosten, Mittelwesten und Nordosten), der im Laufe mehrerer regenarmer Jahre auf ein kritisch niedriges Niveau gesunken war. Da der brasilianische Strom zu über 90 % in Wasserkraftwerken erzeugt wird, hatte dies folgenschwere Auswirkungen auf die Stromproduktion. Um der Krise zu begegnen, wurden ab Juni 2001 im Rahmen eines landesweiten Stromsparprogramms alle Verbraucher (private Haushalte, Handel und Industrie), die im Monatsdurchschnitt über 100 kWh verbrauchten, dazu verpflichtet, ihren Stromkonsum um 15 % bis 25 % zu reduzieren.¹¹⁰ Bei Verfehlung des Stromsparzieles drohten drastische Aufpreise und Stromabschaltungen. Die Stromsparziele wurden Ende November 2001 auf ca. die Hälfte gesenkt. Die Stromknappheit ist ein Grund dafür, dass das brasilianische Bruttoinlandsprodukt 2001 lediglich um 2 %, statt der zu Beginn des Jahres prognostizierten 4 %, gewachsen ist.¹¹¹

109 Es sind verschiedene Korruptionsfälle im Zusammenhang mit der Privatisierung der Verteilungsunternehmen bekannt geworden. Ein Beispiel ist der TermoRio Skandal: Kurz vor der Privatisierung des Verteilungsunternehmens Electranta schloss dieses entgegen den gesetzlichen Bestimmungen ein PPA mit dem Stromerzeuger TermoRio ab. Die Regierung lehnte es ab, den Vertrag mit in die Privatisierung aufzunehmen und strebte dessen Annullierung an. Aufgrund der mangelhaften Vorbereitung des Verfahrens seitens der kolumbianischen Regulierungsinstanz SSP (*Superintendencia de Servicios Públicos*) wurde Electranta von der im Vertrag vorgesehenen internationalen Schiedsstelle zur Zahlung eines Bußgeldes von 65 Mio. US \$ an TermoRio verurteilt. Vgl. Millán et al. (2001), S. 15.

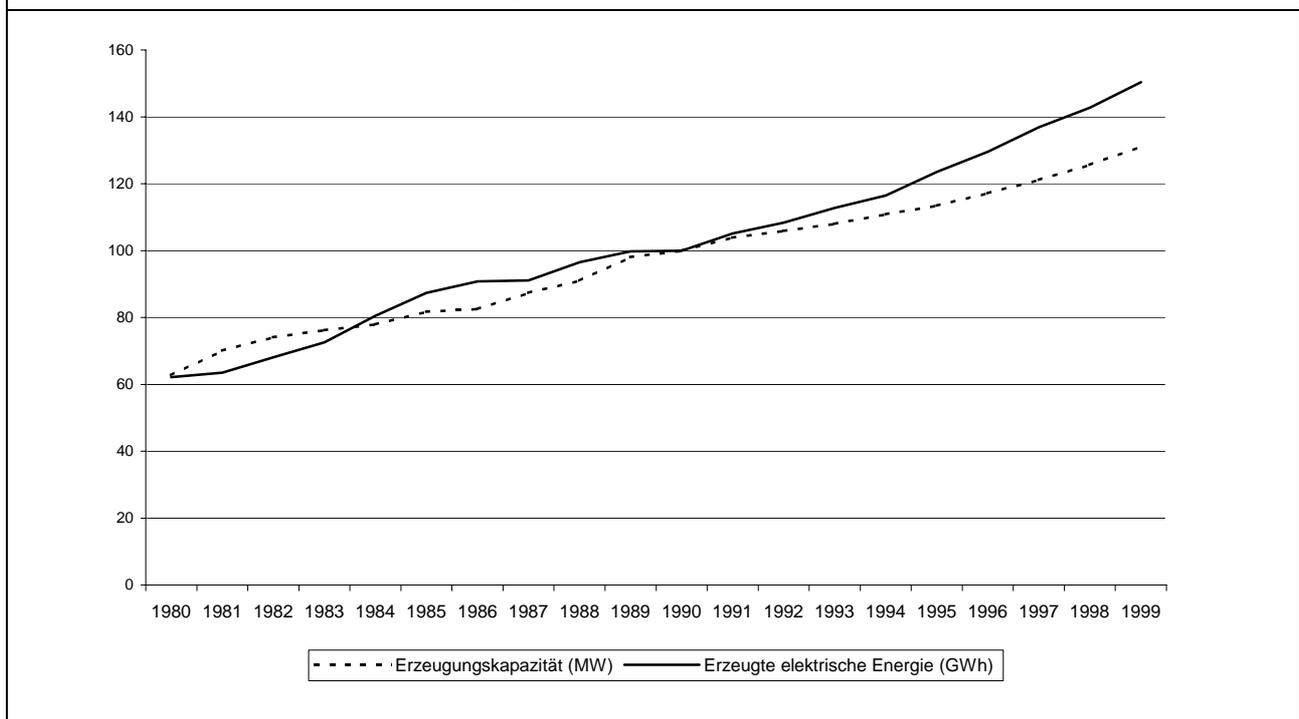
110 Vgl. Calcagnotto / Poettering (2001), S. 185.

111 Weitere Faktoren sind die Krise des Nachbarn Argentinien und die deutliche Abkühlung der US-amerikanischen Konjunktur. Vgl. BNDES (2001a), S. 2; (2001b), S. 1.

Drohende Stromdefizite zeichneten sich für Brasilien bereits seit mehreren Jahren ab und sind damit zu erklären, dass die Investitionen in die Erzeugungskapazitäten hinter dem Wachstum der Stromnachfrage zurückgeblieben sind. Zwischen 1995 (dem Beginn der Restrukturierung) und 1999 ist die Stromnachfrage um durchschnittlich 4 % p.a. gewachsen, während die Erzeugungskapazitäten im gleichen Zeitraum lediglich um 3,4 % p.a. ausgebaut wurden.¹¹² Wie Abbildung 4 zeigt, wurde während der neunziger Jahre die

auf das neue Paradigma entstanden ist.¹¹³ 1995 wurden die gesetzlichen Grundlagen für die Beteiligung des Privatsektors in der Stromwirtschaft geschaffen. Diese beschränkten sich primär auf die Vergabe von Stromverteilungskonzessionen an private Akteure sowie im Bereich der Stromerzeugung auf die Schaffung der Figur des IPP. Nach der Gesetzesänderung wurde die Privatisierung der Verteilerstufe eingeleitet. Mit der genauen Ausgestaltung der Regeln für den angestrebten Großhandelsmarkt, den Preisfindungsmechanis-

Abbildung 4: Brasilien: Entwicklung der Erzeugungskapazität und der erzeugten elektrischen Energie, 1980-1999 (Index 1990=100)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten von Pires et al. (2001), S. 17.

erzeugte Menge an elektrischer Energie im Verhältnis zu den vorhandenen Kapazitäten deutlich ausgeweitet. Dies bedeutete einen übermäßigen Abbau der Reservekapazität, die dann bei Ausbruch der Stromkrise nicht mehr zur Verfügung stand, um die Nachfrage zu decken.

Das Ausbleiben der Investitionen steht im Zusammenhang mit einem „Regelvakuum“ für die Stromwirtschaft, das beim Übergang vom alten

mus und den vorgesehenen ISO wurde die 1996 in Leben gerufene und mit weitreichenden Kompetenzen ausgestattete unabhängige Regulierungsinstanz ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*) beauftragt. Diese nahm ihre Arbeit allerdings erst zu Beginn des Jahres 1998 auf; der ISO

112 Vgl. Pinto (2001), S. 18.

113 Vgl. zu den folgenden Ausführungen Pinto (2001), S. 11-21; Leite et al. (2001), Ferreira (1999).

wurde erst 1999 konstituiert.¹¹⁴ Die Verzögerungen und das daraus resultierende Zittersystem aus Komponenten des alten und des neuen Sektormodells führten zu einer langen Phase der Unsicherheit über die genauen Regeln, die im restrukturierten Strommarkt herrschen sollten. Die hauptsächlichsten Unsicherheiten, die teilweise noch fortbestehen, waren:¹¹⁵

- Wie wird die zukünftige Marktstruktur in den Bereichen Erzeugung und Übertragung aussehen? Wird insbesondere eine konsequente vertikale Entflechtung der staatlichen Stromunternehmen durchgesetzt?
- Werden die großen staatlichen Erzeugungsunternehmen der Gruppe Eletrobrás,¹¹⁶ die ebenfalls Eigentümer des Übertragungsnetzes sind, privatisiert oder bleiben sie in Staatsbesitz?
- Wie wird die Preisfindung am Großhandelsmarkt geregelt? Welche Preisanpassungsregeln gelten für die langfristigen Übergangsverträge?¹¹⁷
- Wie wird die Entwicklung der Erdgaspreise in die Anpassung der Stromtarife eingehen?¹¹⁸

Aufgrund dieser Unsicherheiten sind die privaten Investitionen in neue Kapazitäten weit hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Die kritische Situation bei den Neuinvestitionen spitzte sich dadurch zu, dass die staatlichen Investitionen in Erzeugungskapazitäten in Erwartung einer rasche-

ren Restrukturierung deutlich gesenkt worden waren. Die Entwicklung der Investitionen in die brasilianische Stromwirtschaft wird in Abbildung 5 dargestellt.

Bei den Übergangsproblemen der brasilianischen Stromwirtschaft spielt außerdem die Blockadehaltung einiger Entscheidungsträger auf Ebene der Bundesstaaten eine wichtige Rolle. Beispielsweise verhindert der Gouverneur des Bundesstaates Minas Gerais bisher erfolgreich die vertikale Entflechtung und Privatisierung des drittgrößten Stromunternehmens Brasiliens (CEMIG).¹¹⁹ Insgesamt erschwert die föderale Struktur Brasiliens eine zügige und koordinierte Restrukturierung.

In **Argentinien** verlief die Koordination der Restrukturierung reibungslos und wurde in lediglich zwei Jahren weitgehend abgeschlossen.¹²⁰ Zwischen 1992 und 1993 wurden mittels des Elektrizitätsgesetzes die Basis für die neue Sektorstruktur gelegt, die wichtigsten Institutionen geschaffen (Großhandelsmarkt, Regulierungsinstanz, ISO) sowie ein Großteil der Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungskapazitäten privatisiert.¹²¹

Erleichtert wurde dieser Prozess dadurch, dass die Restrukturierung der Stromwirtschaft in ein umfassendes Reformprogramm zur makroökonomischen Stabilisierung eingebunden war, das 1992 erste Stabilitätserfolge zeigte.¹²² Wichtige Elemente des makroökonomischen Reformprogramms waren die sektorübergreifende Privatisierung von Staatsunternehmen, die Kürzung der Staatsausga-

114 Vgl. Pinto (2001), S. 13.

115 Vgl. Pinto (2001), S. 16.

116 *Centrais Elétricas Brasileiras*.

117 Bei den Übergangsverträgen handelt es sich um langfristige Abkommen zwischen Erzeugern und Verteilern zu festen, regulierten Preisen, die den Einstieg in den Erzeugerwettbewerb am Großhandelsmarkt erleichtern sollen. Vgl. hierzu Ferreira (1999), S. 157.

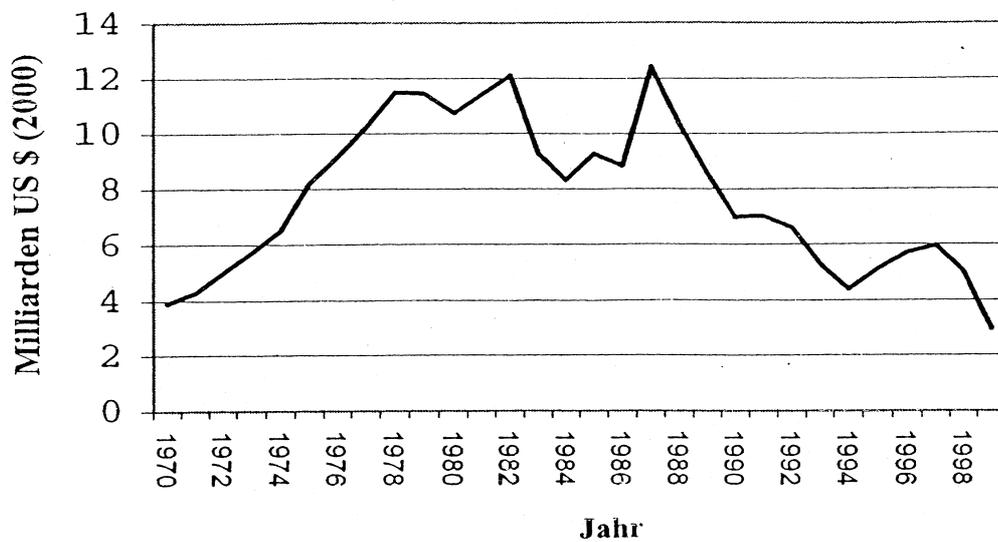
118 Erdgas spielt für Brasilien eine wichtige Rolle als Primärenergieträger für Wärmekraftwerke. Da das Erdgas importiert werden muss, bedarf es Regelungen bezüglich der Anpassungen der Erzeugerpreise an Wechselkursschwankungen und Schwankungen des Weltmarktpreises für Erdgas.

119 Vgl. Econominas (2001).

120 Vgl. zu den folgenden Ausführungen Pistonesi (2000), S. 21-23.

121 Eine wichtige Ausnahme auf der Erzeugerstufe stellen die drei argentinischen Atomkraftwerke dar, die sich weiterhin in Staatseigentum befinden.

122 Die jüngste argentinische Wirtschaftskrise zeigt, dass die Stabilisierung mittels des makroökonomischen Reformprogramms langfristig nicht geglückt ist.

Abbildung 5: Investitionen in die brasilianische Stromwirtschaft, 1970-1999

Quelle: Araújo (2001), S. 6.

ben, die Liberalisierung des Außenhandels und des Kapitalverkehrs sowie die Einführung der Wechselkursparität zum US-Dollar bei gleichzeitiger Bindung der inländischen Geldmenge an die Devisenreserven der Zentralbank.¹²³ Der politische Wille der Zentralregierung, die Restrukturierung der Stromwirtschaft als Teil des makroökonomischen Reformprogramms in die Tat umzusetzen, war hoch.

Die Restrukturierung wurde darüber hinaus durch den Problemdruck beschleunigt, der von der katastrophalen finanziellen Situation der zentralstaatlichen Stromunternehmen ausging. Diese befanden sich am Rande der Insolvenz. Außerdem hatte eine Dürreperiode gegen Ende der achtziger Jahre offenbart, dass sich der Wärmekraftwerkpark in einem schlechten Zustand befand.¹²⁴

Schließlich ließ sich eine rasche Privatisierung umfangreicher Teile der argentinischen Stromwirtschaft auch deshalb durchsetzen, weil sich beinahe sämtliche Stromerzeugungskapazitäten sowie das landesweite Übertragungsnetz und das Verteilungsnetz der Region Buenos Aires in zentralstaatlichem Eigentum befanden. Die Privatisierung der Verteilungsunternehmen in den Provinzen, die sich vorwiegend im Eigentum von Genossenschaften und Munizipien befanden, schritt deutlich langsamer voran.¹²⁵ Dies bestätigt die aus Kolumbien und Brasilien vorliegenden Erfahrungen: Je weniger der Zentralstaat das Stromnetz kontrolliert, desto schwieriger ist die Restrukturierung durchzusetzen und desto notwendiger ist eine enge Koordination der staatlichen Gebietskörperschaften.

123 Vgl. Pistonesi (2000), S. 10f.

124 Da die Wasserkraftwerke als Grundlastherzeuger ausfielen, mussten die Wärmekraftwerke diese Funktion übernehmen, wozu diese aufgrund ihres schlechten Zustands nur begrenzt in der Lage waren. Es kam zu andauernden Stromausfällen.

125 Vgl. Romero (2000), S. 69.

4.2.2 Institutionelles Design von Regulierungsinstanzen

Die an der Regulierung der Stromwirtschaft beteiligten Regulierungsinstanzen sind in ein staatliches Institutionengefüge eingebettet, das Einfluss auf die Effektivität und Reputation der Regulierung hat. Im Allgemeinen weist dieses staatliche Institutionengefüge in den lateinamerikanischen Staaten Defizite auf. Darüber hinaus zeigen die chilenischen Erfahrungen, dass eine zu große Nähe zum Ministerium und fehlende Handlungskompetenzen die Effektivität der Regulierung behindern können. Schließlich wird die Handlungsfähigkeit der Regulierungsinstanzen durch fehlende Fachkräfte geschwächt. Dieses Problem betrifft in erster Linie die kleinen und armen Ländern der Region.

Allgemein weisen staatliche Institutionen in Lateinamerika einige typische Schwächen auf.¹²⁶ Dies betrifft u.a. die Rechtssicherheit, die Klarheit und Durchsetzbarkeit von Verfügungsrechten, die

Unabhängigkeit und Leistungsfähigkeit der Justiz, die Durchsetzbarkeit von Verträgen, die Qualität der öffentlichen Verwaltung sowie die Verfügbarkeit von Konflikt-schlichtungsverfahren.¹²⁷ Diese Mängel, insbesondere diejenigen, welche die Justiz betreffen, schränken die Effektivität der Regulierungsinstanzen ein.

Das institutionelle Umfeld in Lateinamerika ist darüber hinaus von in der Regel schwachen Wettbewerbsaufsichtsbehörden geprägt.¹²⁸ Zudem weist die Koordination zwischen Strommarktregulierung und Wettbewerbsaufsicht in vielen Fällen Lücken auf. Dies führt dazu, dass das Wettbewerbsrecht in einigen Ländern (z.B. in Mexiko) nicht auf die Stromwirtschaft angewendet wird.

Tabelle 5 gibt einen Überblick über einige Strukturmerkmale ausgewählter lateinamerikanischer Regulierungsinstanzen, die Anhaltspunkte für die Beurteilung ihrer formalen Unabhängigkeit und Handlungsfähigkeit liefern können. Abgesehen von der chilenischen Regulierungsinstanz, die

	Regulierungsinstanz	Sektorzuständigkeit	Institutionelle Autonomie	Finanzierung	Mitarbeiterzahl
Argentinien	Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE)	Strom	Semi-autonom	Abgaben	141
Brasilien	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	Strom	Autonom	Abgaben	325
Chile	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Strom, Gas	Ministerium	k.A.	40
Kolumbien	Comisión Nacional de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Strom, Gas	Semi-autonom	k.A.	35
Mexiko	Comisión Reguladora de Energía (CRE)	Strom, Gas	Autonom	Staatshaushalt	145
Peru	Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE)	Strom	Autonom	Abgaben	10
Quelle: Stern (2000), S. 141f.					

126 Hier handelt es sich um sehr verallgemeinernde Aussagen. Vgl. vertiefend zu diesem Thema Gómez (2001) und Waldmann (2001).

127 Vgl. Millán et al. (2001), S. 10f.

128 Vgl. hierzu De León (2001), S. 2f.

direkt vom Ministerium abhängig ist, genießen die aufgeführten Regulierungsinstanzen eine gewisse formale Autonomie. Was die personelle Ausstattung betrifft, so sind zwei Fälle besonders auffällig. Die brasilianische Regulierungsinstanz ANEEL verfügt über einen sehr großen Mitarbeiterstab.

Dies kann in der hohen Arbeitsbelastung der Regulierungsinstanz begründet sein, die sich daraus ergibt, dass ANEEL für die Ausgestaltung des im Gesetz lediglich grob umrissenen stromwirtschaftlichen Ordnungsrahmens verantwortlich ist.¹²⁹ Die peruanische Regulierungsinstanz CTE erscheint hingegen mit ihren zehn Mitarbeitern unterdimensioniert für die komplexe Aufgabe der Strompreisregulierung.¹³⁰

Chile stellt eines der wenigen Länder in Lateinamerika dar, für das Forschungsergebnisse über die *performance* von Regulierungsinstanzen vorliegen. Um die mit der institutionellen Schwäche verbundene Unsicherheit für private Investoren zu reduzieren, wurde in Chile ein äußerst detailliertes Gesetz zur Ordnung der Stromwirtschaft erlassen.¹³¹ Das Gesetz beschreibt sehr genau die Kompetenzen und Instrumente der Regulierungsinstanzen, deren diskretionärer Spielraum auf ein Minimum beschränkt ist und verleiht dem Wirtschaftsminister einen großen Einfluss auf den Regulierungsprozess. Darüber hinaus macht der chilenische Ordnungsrahmen die Stromerzeuger zu mächtigen Akteuren.¹³² Mit Blick auf die privaten Investitionen in die Stromwirtschaft war dieser Weg erfolgreich. Dank der Investitionen wurde die Erzeugungskapazität zwischen 1990 und 1998 verdoppelt.¹³³

Während der Stromknappheit in den Jahren 1998 und 1999 offenbarte sich jedoch die Schwäche der Regulierungsinstanzen.¹³⁴ Die Krise hätte verhin-

dert werden können, wenn auf die sich abzeichnende Stromknappheit mit drastischen Preiserhöhungen reagiert worden wäre, wie in der Strommarktordnung vorgesehen. Die Regulierungsinstanzen waren jedoch nicht in der Lage, diese Maßnahmen gegen die Interessen der mächtigen Stromerzeuger durchzusetzen. Neben zu niedrigen Bußgeldern waren hierfür das langwierige Berufungsverfahren gegen Entscheidungen der Regulierungsinstanzen und eine zu hohe Machtkonzentration beim Wirtschaftsministerium verantwortlich. Letzteres hat sich anfällig für die Lobbyarbeit der großen Stromerzeugungsunternehmen gezeigt. Insgesamt hat sich die Starrheit des chilenischen Elektrizitätsgesetzes insofern als hinderlich herausgestellt, als nötige Anpassungen nur über Gesetzesänderungen möglich sind und daher lange Zeit unterlassen wurden.¹³⁵

Länder, die ihre Stromwirtschaften später restrukturiert haben, wählten einen flexibleren Rahmen für ihre Regulierungsinstanzen und legten größeren Wert auf deren formale Unabhängigkeit. Argentinien hat darüber hinaus die Position der Regulierungsinstanz gestärkt, indem diese hohe Bußgelder verhängen und Unternehmensdaten veröffentlichen kann.¹³⁶

Ein Problem, das in erster Linie die kleinen **zentralamerikanischen Länder** betrifft, ist die Knappheit an Fachleuten in Regulierungsfragen.¹³⁷ Zur Regulierung der Stromwirtschaft sind ökonomische, finanzielle, rechtliche und technische Fachkenntnisse erforderlich, die in diesen Ländern häufig nicht im erforderlichen Umfang vorhanden sind und in jedem Fall teuer bezahlt werden müssen. Die Knappheit an Fachleuten bringt es mit sich, dass Spezialisten häufig mehrere Rollen innerhalb der Stromwirtschaft eines Landes ausüben (z.B. Regulierung und Beratung von Stromunternehmen) bzw. die Rollen häufig wechseln, was zu Interessenkonflikten führt. Panama versucht, diese Probleme abzumildern, in-

129 Siehe 4.2.1.

130 Vgl. Stern (2000), S. 140.

131 Vgl. Spiller / Viana Martorell (1996), S. 111-115.

132 Siehe auch 4.2.3.

133 Vgl. Fischer / Serra (2000), S. 3.

134 Vgl. Fischer / Galetovic (2000), S. 21-23.

135 Vgl. Stern (2000), S. 135.

136 Vgl. Fischer / Serra (2000), S. 4.

137 Vgl. Millán / Vives (2001), S. 5.

dem es in regelmäßigen Abständen die *performance* der Stromwirtschaft und der Regulierungsinstanzen von renommierten internationalen Experten begutachten lässt.¹³⁸

4.2.3 Marktregulierung

Die Erfahrungen zeigen, dass in der Regel der isolierte Ausbau von Erzeugungskapazitäten mittels des Alleinabnehmermodells, ohne die Rahmenbedingungen zu verändern, über hohe Strompreise teuer bezahlt werden muss. Daher ist das Poolmodell anzustreben. Hierbei ist allerdings auf eine konsequente horizontale und vertikale Entflechtung zu achten und auf die Schaffung eines unabhängigen Systembetreibers. Kleine Märkte stellen ein besonderes Problem dar, da hier die Entstehung von Marktmacht kaum zu verhindern ist. In Bezug auf die Preisregulierung zeigen die Ergebnisse, dass es den Regulierungsinstanzen in der Praxis bisher nicht in ausreichendem Maße gelungen ist, dafür Sorge zu tragen, dass die Effizienzgewinne, die in der Erzeugung, Verteilung und Übertragung entstehen, an die privaten Haushalte weitergegeben werden. Im Folgenden wird nacheinander auf die Strukturregulierung, die Preisregulierung, den Wettbewerb um Märkte sowie auf die Besonderheiten kleiner Märkte eingegangen.

Erfahrungen mit der Strukturregulierung

Im Anschluss werden die Erfahrungen mit den beiden verbreitetsten Strukturmodellen in Lateinamerika dargestellt:

- dem Alleinabnehmermodell und
- dem Poolmodell.

In denjenigen Ländern, in denen zunächst ein **Alleinabnehmermodell** ohne umfassende Restrukturierung eingeführt wurde (Guatemala,

Honduras, El Salvador, Kolumbien),¹³⁹ haben sich die negativen Erfahrungen der asiatischen Staaten mit diesem Strukturmodell bestätigt.¹⁴⁰ Dies wird im Folgenden anhand von Guatemala illustriert:

In *Guatemala* wurden aufgrund von Engpässen in der Stromerzeugung zusätzliche Erzeugungskapazitäten geschaffen, indem Betreiberverträge an private IPPs vergeben wurden.¹⁴¹ Eine umfassende Restrukturierung der Stromwirtschaft wurde erst später begonnen (1996). Obwohl dank der PPAs wichtige Investitionen durch die Privatwirtschaft finanziert werden konnten, die mittelfristig die Stromversorgung im guatemaltekischen System sicherstellen, sind mit den Verträgen auch deutliche Nachteile verbunden. Wie in anderen vergleichbaren Fällen zeichnen sich die guatemaltekischen PPAs, die vor der umfassenden Restrukturierung der Stromwirtschaft geschlossen wurden, durch *take-or-pay*-Bedingungen aus.

Diese PPAs stellen eine erhebliche Bürde für die inzwischen restrukturierte Stromwirtschaft dar (seit 1998 ist der Großhandel nach dem kostenbasierten Poolmodell¹⁴² organisiert). Erstens konnten die IPPs vorteilhafte Preise durchsetzen, die deutlich über den am Großhandelsmarkt erzielbaren Preisen liegen und damit die Stromrechnung der Endverbraucher belasten. Zweitens behindern die PPAs die Funktionsweise des Großhandelsmarkts, da sie ein verzerrendes Element einführen. Die im Rahmen der PPAs produzierte Strommenge (35 % der erzeugten Energie) wird nicht bei der Preisfindung am Pool berücksichtigt.¹⁴³ Damit tragen die PPAs dazu bei, dass die ohnehin schon hohe Konzentration der Marktmacht beim Stromange-

138 Vgl. Millán et al. (2001), S. 38.

139 Vgl. Millán et al. (2001), S. 13.

140 Siehe Kasten 5.

141 Vgl. hierzu Millán et al. (2001), S. 13; CEPAL (2001), S. 23.

142 Zum Begriff des kostenbasierten Poolmodells siehe unten.

143 Zur Inkompatibilität von PPAs mit *take-or-pay*-Bedingungen und der Funktionsweise eines Strompools am Beispiel Kolumbiens siehe ausführlich Alonso et al. (2001), Kap. 8.

bot akzentuiert und der Wettbewerb weiter eingeschränkt wird.¹⁴⁴

Die Erfahrungen Guatemalas bestätigen die Erkenntnis, dass für einen isolierten Ausbau der Erzeugungskapazitäten mit Hilfe privater Investoren ein hoher Preis bezahlt werden muss. Private Investoren sind nur gegen eine hohe Risikoprämie bereit, spezifische Investitionen zu tätigen, solange kein umfassender Rahmen geschaffen ist, der die Spielregeln für eine restrukturierte Stromwirtschaft festlegt. Aus diesen negativen Erfahrungen lässt sich jedoch nicht ableiten, dass das Alleinabnehmermodell generell ungeeignet ist. Die Strompreise derjenigen PPAs, die nach der Reform 1996 geschlossen wurden, liegen 50 % unter den ersten PPAs.¹⁴⁵

Die Tatsache, dass sich viele PPAs aus der frühen Phase der lateinamerikanischen Reformen durch überhöhte Preise und unvorteilhafte Konditionen für den Alleinabnehmer auszeichnen, ist teilweise in den intransparenten und wettbewerbsbehindernden Vergabeverfahren begründet, die gewählt wurden.¹⁴⁶ Diese Intransparenz wurde durch fehlende gesetzliche Regeln für die Vergabe von Konzessions- bzw. Betreiberverträgen begünstigt.

Die meisten lateinamerikanischen Länder haben eine Variante des **Poolmodells** bzw. eine Kombination aus Durchleitungs- und Poolmodell (Chile und Peru) eingeführt. In beinahe allen Fällen handelt es sich um kostenbasierte Modelle.¹⁴⁷ Dies bedeutet, dass der Systembetrieb auf Basis der geschätzten Stromerzeugungskosten funktioniert und nicht (wie im theoretischen Idealmodell) auf Basis der Preisgebote der Stromerzeuger.¹⁴⁸ Ein Grund hierfür liegt in der Vorbildfunktion Chiles, das sich als Pionierland der Restrukturierung für

einen Systembetrieb auf Kostenbasis entschieden hatte.¹⁴⁹

Trotz der Gemeinsamkeiten unterscheiden sich die lateinamerikanischen Poolmodelle deutlich in einigen Strukturmerkmalen. Zwei dieser Strukturmerkmale, die eine wichtige Rolle für das Entstehen von Marktmacht spielen, werden im Folgenden anhand der chilenischen und argentinischen Strukturregulierung näher betrachtet:

- der Grad der vertikalen und horizontalen Entflechtung und
- die Struktur des ISO.

Grad der Entflechtung:

Der regulatorische Rahmen in *Chile* erlaubt die eigentumsrechtliche Integration der Stufen Erzeugung, Übertragung und Verteilung.¹⁵⁰ Es wird lediglich eine separate Rechnungslegung verlangt. Darüber hinaus sind im chilenischen Elektrizitätsgesetz keine Höchstgrenzen für die eigentumsrechtliche Integration auf ein und derselben horizontalen Stufe vorgesehen. Daher zeichnet sich die chilenische Stromwirtschaft durch eine hohe Konzentration aus.

Der größte Stromerzeuger (ENDESA) verfügt über 60 % der installierten Kapazität im zentralchilenischen Netz. Dies schränkt die Möglichkeiten für einen funktionsfähigen Wettbewerb auf der Erzeugerstufe erheblich ein. Ein Zeichen hierfür ist, dass es seit der Privatisierung Anfang der achtziger Jahre keine Marktzutritte von neuen Konkurrenten gegeben hat.¹⁵¹ Die vertikale Integration ist im chilenischen Strommarkt ebenfalls sehr ausgeprägt. Die Holdinggesellschaft von ENDESA (Enersis S.A.) ist Eigentümerin des

144 Vgl. CEPAL (2001), S. 22f u. 49.

145 Vgl. Millán et al. (1998), S. 22.

146 Vgl. Millán et al. (1998), S. 18.

147 Ausnahmen sind Kolumbien und El Salvador. Vgl. Departamento de Investigación - Banco Interamericano de Desarrollo (2001), S. 4.

148 Zum theoretischen Idealmodell siehe 3.2.3.

149 Vgl. hierzu Fischer / Serra (2000), S. 7-10. Die chilenischen Systemdesigner waren in den neunziger Jahren in vielen lateinamerikanischen Ländern, die eine Restrukturierung planten, als Berater tätig. Vgl. Millán et al. (2001), S. 17.

150 Die folgenden Ausführungen basieren auf Millán (1999), Kap. „Argentina“ und Kap. „Chile“, www.adb.org/sds/ifm/publication/_2885_2063_e.htm.

151 Vgl. Fischer / Serra (2000), S. 16.

zentralchilenischen Übertragungsnetzbetreibers und hält darüber hinaus einen großen Anteil der Aktien des größten Verteilungsunternehmens (CHILECTRA).

Damit besteht in Chile die Gefahr, dass der Wettbewerb eingeschränkt wird, indem Konkurrenten beim Zugang zum Übertragungs- bzw. Verteilungsnetz benachteiligt werden. Dies ist zwar per Gesetz verboten, jedoch sehr schwer zu überwachen. Eine weitere Möglichkeit zur Diskriminierung besteht darin, von den Konkurrenten höhere Transportpreise zu verlangen, als von den Unternehmen der eigenen Unternehmensgruppe.

Der inzwischen beendete Konflikt zwischen dem Stromerzeuger Colbún und der Enersis-Gruppe um die Höhe der zu entrichtenden Übertragungsentgelte macht deutlich, dass die Enersis-Gruppe ihre vertikale Marktmacht eingesetzt hat, um den Wettbewerb zu behindern.¹⁵² Der Konflikt endete damit, dass Colbún eine eigene Übertragungsleitung baute. Die Kosten für den Bau einer parallelen Übertragungsleitung sind aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive unnötig und hätten durch eine konsequente vertikale Entflechtung und eine adäquate Regulierung der Transportpreise verhindert werden können.

Im *argentinischen Modell* wurde auf eine strikte vertikale und horizontale Entflechtung geachtet, um den Wettbewerb auf der Erzeugerstufe zu fördern. Die ehemals staatlichen Stromunternehmen wurden bei der Privatisierung in relativ kleine Einheiten aufgeteilt. Dies hat eine horizontale Integration auf der Erzeugerstufe bisher verhindert. Die vertikale Integration zwischen der Übertragungs- und der Erzeugerstufe sowie zwischen der Übertragungs- und der Verteilungsstufe sind gesetzlich untersagt. Die vertikale Integration zwischen der Erzeugungs- und der Verteilungsstufe ist in engen Grenzen erlaubt. Ein Zeichen für die Offenheit des argentinischen Strommarkts ist, dass es seit der Restrukturierung zahlreiche Marktzutritte im Bereich der Stromerzeugung gegeben hat, wodurch die Anzahl der Marktakteu-

re auf dieser Stufe von 25 (1993) auf 40 (1998) gestiegen ist.¹⁵³ Ein Problem der argentinischen Marktstruktur stellt die Stromübertragung dar. Hier ist es nicht gelungen, geeignete Anreize zu schaffen, um den Ausbau des Übertragungsnetzes zu fördern.¹⁵⁴

Struktur des ISO:

In einem Poolmodell wird der Systembetrieb von einem ISO gesteuert. In Chile ist der ISO (*Centro de Despacho Económico de Carga – CDEC*) für den Kraftwerkseinsatz auf Basis der Minimalkosten,¹⁵⁵ die Sicherheit im Netz, die Gewährleistung des freien Zugangs zum Netz für alle Stromerzeuger und die Ermittlung des kurzfristigen Spotpreises zuständig. Der kurzfristige Stromgroßhandel, der in Chile allein zwischen den Stromerzeugern stattfindet, basiert auf dem täglich vom ISO ermittelten Spotpreis.

Die Struktur des ISO in Chile lässt erhebliche Zweifel an dessen Unabhängigkeit aufkommen. Die Zusammensetzung des ISO wird von den wichtigen Stromerzeugern¹⁵⁶ und Übertragungsnetzeigentümern bestimmt. Stromverteiler und Großkunden haben keinen Einfluss auf die Zusammensetzung des ISO. Während der chilenischen Stromknappheit in den Jahren 1998 und 1999 sind die institutionellen Schwächen der Regeln für den Stromhandel am Pool und des ISO offenbar geworden.¹⁵⁷ Die fehlende Standardisierung des Poolhandels führte dazu, dass es Konflikte über die Begleichung offener Positionen zwischen den Erzeugern gab. Darüber hinaus kam es zu Streitigkeiten über die wahre Höhe der Stromerzeugungskosten. Diese Konflikte schränk-

152 Vgl. Basañes et al. (1999), S. 14-17.

153 Vgl. Pistonesi (2000), S. 39.

154 Vgl. Bouille et al. (2002), S. 32 bzw. ausführlich Chisari et al. (2001).

155 Der Kraftwerkseinsatz auf Basis der Minimalkosten ist gesetzlich vorgeschrieben. Zur Ermittlung bedient man sich eines dynamischen Optimierungsmodells. Vgl. hierzu Fischer / Galetovic (2000), S. 7f.

156 Diejenigen, die über mindestens 2 % der Systemkapazität verfügen.

157 Vgl. hierzu Fischer / Galetovic (2000), Kap. 2 u. 3.

ten die Handlungsfähigkeit des ISO deutlich ein. Die Schwäche der Regulierungsinstanzen sowie umständliche Schlichtungsmechanismen führten zu einer Eskalierung der Stromkrise.

Der ISO in Argentinien (*Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima* – CAMMESA) ist für den Systembetrieb und für die Abwicklung des kurzfristigen Stromhandels am Pool zuständig. Die Regeln für den Poolhandel sind standardisiert und transparent. Zugelassen zum Pool sind Stromerzeuger, Stromverteiler, Stromhändler und Großkunden. Eigentümer des ISO sind zu gleichen Teilen der Staat sowie die Verbände der Stromerzeugungs-, Stromübertragungs- und Stromverteilungsunternehmen sowie die Stromhändler. Dies verhindert eine Machtkonzentration bei einzelnen Akteursgruppen. Allerdings bestehen Befürchtungen, der Staat könnte über seinen Anteil an CAMMESA politischen Einfluss auf den Poolhandel und den Systembetrieb nehmen.¹⁵⁸

Erfahrungen mit der Preisregulierung

Ein Indikator für die Effektivität der Preisregulierung der natürlichen Monopolbereiche Stromübertragung und Stromverteilung ist das Verhältnis zwischen der Preisentwicklung am Großhandelsmarkt und der Preisentwicklung der Endverbraucherpreise. Idealerweise sollte die Preisregulierung bewirken, dass die Effizienzgewinne auf der Erzeugerstufe, die sich in sinkenden Großhandelspreisen manifestieren, in vollem Umfang an die Verbraucher weitergegeben werden.

Sowohl in Chile als auch in Argentinien sind die Großhandelspreise seit der Restrukturierung spürbar gefallen (in Chile zwischen 1987 und 1997 um 37,4 % und in Argentinien zwischen 1991 und 1998 um 50 %).¹⁵⁹ Die Verbraucherpreise für private Haushalte sind in Chile im gleichen Zeit-

raum allerdings deutlich weniger stark gesunken, nämlich in der Hauptstadt Santiago um lediglich 11,4 %. Dahingegen ist die Rendite des betreffenden Stromverteilungsunternehmens (CHILECTRA) von 10,4 % (1988) auf 35 % (1997) gestiegen. Die deutlichen Preissenkungen im argentinischen Großhandelsmarkt wurden so gut wie nicht an die privaten Haushalte weitergegeben. Die Preise für diese Verbrauchergruppe sind in Buenos Aires zwischen 1991 und 1999 annähernd konstant geblieben.¹⁶⁰ Im Gegensatz dazu sind die Preise für Industrie und Handel im gleichen Zeitraum deutlich gesunken.

Die vorliegenden Daten deuten darauf hin, dass es in keinem der beiden Länder gelungen ist, mittels der Preisregulierung die Effizienzgewinne in ausreichender Weise an die privaten Endverbraucher weiterzugeben. Hingegen profitieren die Großkunden über spürbare Preissenkungen deutlich von der Restrukturierung. Die vollständige Liberalisierung des Stromendverkaufs könnte dazu beitragen, diese unbefriedigende Situation zu verbessern. Die Möglichkeiten auf diesem Gebiet sind in beiden Ländern noch nicht voll ausgeschöpft. In Chile können nur Kunden mit einer Last von über 2 MW ihren Stromanbieter frei wählen; in Argentinien beträgt diese Grenze 50 KW.¹⁶¹

Erfahrungen mit dem Wettbewerb um die Stromverteilung

In Lateinamerika ist das Instrument der Konzessionsvergabe im Bereich der Stromverteilung sehr verbreitet. In den näher betrachteten Ländern Chile, Peru und Argentinien sind keine Intransparenzen bei der Konzessionsvergabe dokumentiert, so dass davon ausgegangen werden kann, dass ein effektiver Wettbewerb um Märkte stattgefunden hat.

158 Vgl. Millán (1999), Kap. „Argentina“, www.iadb.org/sds/ifm/publication/publication_2885_2063_e.htm.

159 Zu Chile vgl. Fischer / Serra (2000), S. 30. Zu Argentinien vgl. Pistonesi (2000), S. 41.

160 Vgl. World Energy Council (2001), S. 64.

161 Zu Chile vgl. Fischer / Galetovic (2000), S. 10. Zu Argentinien vgl. Pistonesi (2000), S. 29.

Die *chilenischen* und *peruanischen* Konzessionen sind unbefristet. Der Anteil der Stromverteilungskosten an den Endverbraucherpreisen wird in regelmäßigen (im Vertrag vereinbarten) Perioden durch die Regulierungsinstanz angepasst. Die Erfahrungen bezüglich der Investitionen in die Netzsicherheit und in zusätzliche Stromanschlüsse sind überwiegend positiv. In Peru konnten die beiden Versorger der Hauptstadt Lima die Elektrifizierungsquote von 76 % im Jahr 1994 auf 100 % 1998 ausdehnen.¹⁶² Die Stromverluste wurden im gleichen Zeitraum von knapp 20 % auf gut 10 % reduziert.¹⁶³ In Peru haben sich die Konzessionsverträge insofern als flexibel herausgestellt, als dass es nachträglich gelang, spezifische Normen für die Qualität der Stromversorgung durchzusetzen, die in den Konzessionsverträgen nicht explizit vorgesehen waren.

In *Argentinien* sind die Konzessionsverträge für den Großraum Buenos Aires auf 95 Jahre befristet. Darüber hinaus ist vorgesehen, dass alle zehn Jahre die Konzessionen wiedervergeben werden, worum sich auch der aktuelle Konzessionsinhaber bewerben kann. Die Auswirkungen dieser Besonderheit der argentinischen Konzessionsverträge können noch nicht beurteilt werden, da bisher keine Wiedervergabe stattgefunden hat. Die bisherigen Erfahrungen lassen nicht erkennen, dass von der Befristung und der periodischen Wiedervergabe der Verträge negative Investitionsanreize ausgehen.

Erfahrungen in kleinen Märkten

Die Restrukturierung kleiner Märkte bereitet besondere Probleme, da den Möglichkeiten, einen funktionsfähigen Wettbewerb zu erzeugen, enge Grenzen gesetzt sind.¹⁶⁴ Die drei mittelamerikanischen Länder *El Salvador*, *Guatemala* und *Pana-*

*ma*¹⁶⁵ sind dem allgemeinen Trend in Lateinamerika gefolgt und wenden seit 1997 (El Salvador) bzw. seit 1998 (Guatemala, Panama) Poolmodelle an:

Die wenigen Erfahrungen, die bisher vorliegen, weisen darauf hin, dass der Wettbewerb in den drei Ländern deutlich eingeschränkt ist.¹⁶⁶ Die Marktkonzentration auf der Stufe der Erzeugung ist in allen Ländern sehr hoch. In Guatemala zeichnen sich bereits Tendenzen zu einer vertikalen Reintegration der Stromwirtschaft ab. In El Salvador, wo lediglich zwei Stromerzeuger am Pool agieren, gelang es einem der Konkurrenten durch strategisches Verhalten den Preis am Pool im ersten Halbjahr 2000 kurzfristig auf die doppelte Höhe des Durchschnittspreises zu treiben.¹⁶⁷ Da die Endverbraucherpreise in El Salvador in regelmäßigen Perioden an den Poolpreis angepasst werden, hatte dies erhebliche negative Auswirkungen auf die Stromrechnung der Verbraucher. Von diesen durch Spekulation bewirkten Einkommensumverteilungen zu Lasten der Stromverbraucher haben am meisten die Stromverteilungsunternehmen profitiert, die ihre Marge aus Einkaufs- und Verkaufspreis aufgrund des herrschenden Anpassungsmodus für die Verbraucherpreise deutlich ausweiten konnten.

Eine Möglichkeit, den Wettbewerb in den mittelamerikanischen Ländern zu fördern, ist der Zusammenschluss der nationalen Strommärkte zu einem internationalen Markt. Erste vorsichtige Schritte in diese Richtung sind bereits eingeleitet. Der internationale Stromhandel zwischen Guatemala und El Salvador hat sich seit 1998 sehr dynamisch entwickelt. Allerdings ist ein massiver Ausbau der internationalen Hochspannungsleitungen und eine zunehmende internationale Integra-

162 Vgl. Tavera (2001), S. 722.

163 Vgl. Macroconsult (2000), S. 41.

164 Vgl. hierzu Bacon (1995a); Millán / Vives (2001). Siehe auch Kasten 2.

165 Mit einer installierten Kapazität im Jahr 1999 von 999 MW (El Salvador), 1439 MW (Guatemala) und 1097 MW (Panama) gelten die drei Stromsysteme als „klein“. Vgl. Bacon (1995a), S. 3. Die Werte stammen aus CEPAL (2001), S. 9.

166 Vgl. ausführlich zu den Erfahrungen der drei mittelamerikanischen Länder CEPAL (2001).

167 Vgl. CEPAL (2001), S. 27-35.

tion des Kraftwerkseinsatzes nötig, um die Größenvorteile eines mittelamerikanischen Verbundnetzes besser ausnutzen zu können und mehr Wettbewerb zu ermöglichen. Darüber hinaus erfordert die Integration der mittelamerikanischen Strommärkte eine Harmonisierung der nationalen Regulierungen.

4.2.4 Förderung der Stromversorgung armer Haushalte und ländlicher Regionen

Die soziale Zieldimension, nämlich die Förderung der Stromversorgung für städtische Arme und die ländliche Bevölkerung, wurde häufig bei den lateinamerikanischen Restrukturierungen vernachlässigt. Angesichts von ca. 70 Millionen Menschen ohne Stromanschluss in Lateinamerika und der Karibik, von denen die Mehrheit im ländlichen Raum leben (die ländliche Elektrifizierungsquote liegt bei 40%), ist dies ein schwerwiegendes Versäumnis.¹⁶⁸ Die Erfahrungen lehren, dass im Rahmen von Privatisierungen frühzeitig partizipative Lösungen für das Problem der illegalen Stromanschlüsse in städtischen Slums gefunden werden müssen. Darüber hinaus ist eine explizite Förderpolitik der ländlichen Elektrifizierung nötig. Bei der Vergabe der Subventionsmittel sollte man sich wettbewerblicher Verfahren bedienen und ermöglichen, dass auch autonome Stromsysteme auf der Basis erneuerbarer Energien von den Fördermitteln profitieren.

Im Folgenden wird auf die Erfahrungen in Argentinien und Chile eingegangen:

Wenngleich die **argentinische Restrukturierung** der Stromwirtschaft weitgehend erfolgreich war, was die Wettbewerbsstruktur des Sektors angeht, so wies sie im Bereich der Förderung der Stromversorgung, insbesondere bei der Versorgung der städtischen Armen und der ländlichen Bevölke-

rung, Schwächen auf.¹⁶⁹ Diese Schwächen sind auch für die Stromsektorreformen in anderen lateinamerikanischen Ländern charakteristisch.

Im ursprünglichen Reformkonzept waren keine partizipativen Lösungsstrategien für das Problem der illegalen Stromanschlüsse, die sich in den städtischen Elendsvierteln häuften, vorgesehen.¹⁷⁰ Daher begegneten die privatisierten Stromverteilungsunternehmen den sogenannten „nicht-technischen“ Stromverlusten (27% der Erzeugung vor Beginn der Reformen) mit technischen Vorkehrungen, die den Stromdiebstahl erschwerten. Dies führte zum de facto Ausschluss einkommensschwacher Haushalte von der Stromversorgung. Nicht zuletzt aufgrund der hohen Medienwirksamkeit der Proteste der betroffenen Bewohner entstand ein großer politischer Druck, eine sozial akzeptable Lösung für das Problem zu finden, auch wenn der Ausschluss von der Versorgung dadurch zustande gekommen war, dass ein illegales Verhalten abgestellt wurde. Für die Provinz Buenos Aires wurde ein Abkommen erzielt, in dem die Stromkonzessionäre auf aufgelaufene Schulden verzichteten und reguläre Anschlüsse und Zähler installierten, der Staat dies zu einem wichtigen Teil über öffentliche Mittel finanzierte und die Nutzer nach Maßgabe ihres Einkommens einen Sozialtarif bezahlten.

Da in der reformierten argentinischen Sektorstruktur keine besonderen Anreize für den Ausbau der Stromversorgung für die ländliche Bevölkerung vorgesehen waren, konzentrierten sich die privaten Stromverteilungskonzessionäre beinahe ausschließlich auf die Rehabilitierung und Erweiterung der für sie rentableren urbanen und suburbanen Netze. Auf diese Defizite im Bereich der ländlichen Elektrifizierung reagierte die Regierung 1995 mit einem Förderprogramm (*Programa de Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural de Argentina – PAEPRA*), in dem die Vergabe von separaten Konzessionen für die Versorgung isolierter Regionen durch staatliche Subventionen gefördert wird. Allerdings konnten bisher erst

168 Zahlenangaben der Weltbank (10. September 2001). News Release No. 2002/077/LCR, <http://lnweb18.worldbank.org/news/pressrelease.nsf> sowie bei Millán et al. (1998), S. 32.

169 Vgl. Bouille et al. (2002), S. 39-42.

170 Vgl. hierzu Bouille et al. (2002), S. 40f.

deutlich weniger Stromprojekte durchgeführt werden als in den Programmzielen vorgesehen.¹⁷¹ Die Gründe hierfür lagen sowohl in der unzureichenden Bereitstellung von Subventionsmitteln durch die Regierung als auch in mangelndem Interesse bei privaten Konzessionären. Inzwischen ist das Programm durch eine von der Weltbank und der *Global Environmental Facility* (GEF) unterstützte Komponente ergänzt worden, die auf die Förderung autonomer Stromsysteme auf Basis erneuerbarer Energien zielt.

Auch die **chilenische Restrukturierung** enthielt zunächst keine besonderen Anreize für die ländliche Elektrifizierung. 1995 wurde von der Zentralregierung ein erfolgreiches Programm zur Förderung der ländlichen Stromversorgung gestartet, das die private Finanzierung und den privaten Betrieb von Elektrifizierungsprojekten mit einer ergebnisorientierten Subventionierung verknüpft.¹⁷²

Ziel des Programms ist es, im Jahr 2005 einen ländlichen Elektrifizierungsgrad von 100 % zu erreichen. Förderwürdige Leistungen sind der Ausbau des zentralen Stromnetzes zu privaten Haushalten, Schulen und Gesundheitsstationen sowie zur Installation von Straßenbeleuchtung. Darüber hinaus werden autonome Stromsysteme für isolierte Regionen gefördert und in diesem Zusammenhang auch der Einsatz erneuerbarer Energieträger.

Um die Partizipation der betroffenen Haushalte zu fördern, sieht das Programm vor, dass der Förderantrag von der Zielgruppe selbst gestellt wird. Allerdings kann dies auch in Zusammenarbeit mit der zuständigen Gemeinde geschehen. Die Gemeinde hat ein Interesse an der Programmteilnahme, da sie je bewilligtem Förderantrag von der Zentralregierung mehr Geld für andere Infrastrukturprojekte erhält. Die Gemeinde holt eine Kostenstudie für das Projekt beim Verteilungsunternehmen ein, das die Konzession für das Versorgungsgebiet hält, bzw. beauftragt einen Gutachter

hiermit. Die Verbraucherstrompreise, die der Kostenstudie zugrunde liegen, werden von der Regulierungsinstanz festgelegt. Neben der Kostenstudie fügt die Gemeinde dem Förderantrag die nötigen Informationen zur Berechnung des privaten und sozialen Nutzens¹⁷³ des Projekts bei und leitet den Förderantrag an das Planungsministerium weiter.

Das Planungsministerium bewertet die Projektanträge nach einem standardisierten Kosten-Nutzen-Verfahren. Es qualifizieren sich nur solche Projekte für eine Förderung, die einen positiven sozialen, jedoch einen negativen privaten Nutzen aufweisen. Unter sämtlichen qualifizierten Förderprojekten wählt die Regionalregierung die Projekte mit dem höchsten sozialen Nutzen aus und zahlt die Subventionen an die betreffende Gemeinde. Die Gemeinde beauftragt in der Regel den Konzessionsnehmer mit der Durchführung des Projekts. In Regionen, in denen mehrere Stromverteilungsunternehmen für die Ausführung in Frage kommen, wird der Auftrag ausgeschrieben. Das private Stromunternehmen ist verpflichtet, die Anlagen mindestens dreißig Jahre zu den vereinbarten Konditionen zu betreiben.

Sämtliche Projekte zeichnen sich dadurch aus, dass sich der private Betreiber, der Staat (über Subventionen) und die Verbraucher an den Investitionskosten beteiligen. Die Verbraucher leisten ihren Beitrag zu den Investitionskosten, indem sie die den Netzanschluss, den Stromzähler sowie die Elektroinstallation im Haus bezahlen. Dieser Betrag wird vom Verteilungsunternehmen vorfinanziert und von den Verbrauchern über einen Aufschlag auf die monatliche Stromrechnung abbezahlt. Dank des Förderprogramms ist der Anteil ländlicher Haushalte mit Stromanschluss von 58 % (1994) auf 75 % (1999) gestiegen.¹⁷⁴

171 Vgl. Bouille et al. (2002), S. 40.

172 Vgl. zu den folgenden Ausführungen Serra (2000), S. 18-24; Jadresic (2000).

173 Zur Kalkulation des privaten Nutzens des Investors wird ein Rechnungszins von 10 % p.a. und eine Laufzeit von 30 Jahren zugrunde gelegt. Vgl. Jadresic (2000), S. 79. Zur Kalkulationsmethode des sozialen Nutzens vgl. Serra (2000), S. 79f.

174 Vgl. Serra (2000), S. 22.

5 Lehren aus der Untersuchung

Allgemeine Lehren

1. Bei allgemeiner Betrachtung wirken Liberalisierung und Privatisierung positiv auf die Produktionseffizienz der Stromwirtschaft, auf die Versorgungsqualität und die Versorgungssicherheit sowie auf den Anteil der Haushalte mit Zugang zu Strom. Der Erfolg im Einzelnen hängt maßgeblich von der Qualität der Reformen in den verschiedenen Handlungsfeldern der staatlichen Politik ab (siehe unten).
2. Zur Mobilisierung ausländischen Privatkapitals müssen strukturelle Voraussetzungen gegeben sein, die zum Teil deutlich über den Bereich der Stromwirtschaft hinausreichen. Von besonderer Bedeutung sind eine wachsende Nachfrage nach elektrischem Strom, makroökonomische und politische Stabilität, ein liberalisierter internationaler Kapitalverkehr und Rechtssicherheit für ausländische Investoren.
3. Marktorientierte Reformen in der Stromwirtschaft kommen nicht ohne staatliche Institutionen aus. Leistungsfähige Institutionen sind essentiell für die Restrukturierung, sowohl was das Management des Übergangs betrifft als auch was ihre Aufgaben in der neuen Sektorstruktur betrifft.

Lehren bezüglich der Koordination von Restrukturierungsschritten

4. Wenn keine Klarheit über die horizontale und vertikale Marktstruktur, die Preisfindung am Großhandelsmarkt, die Regulierung der Strompreise und die Kompetenzen der Regulierungsinstanzen herrscht, bleiben die erhofften privaten Investitionen aus.
5. Es sollte zuerst ein wettbewerblicher Ordnungsrahmen geschaffen und danach sollten private Investitionen akquiriert werden. Der isolierte Ausbau von Erzeugungskapazitäten

mittels des Alleinabnehmermodells, ohne die Rahmenbedingungen zu verändern, muss über hohe Strompreise teuer bezahlt werden. Wenn es aufgrund dringender Kapazitätsengpässe keine Alternativen zum Alleinabnehmermodell gibt, sollte darauf geachtet werden, dass die Betreiberverträge transparent vergeben und Ausstiegsoptionen vorgesehen werden.

6. Die Verteilungsstufe sollte vor oder gleichzeitig mit der Erzeugungsstufe privatisiert werden, um zu vermeiden, dass insolvente staatliche Verteilungsunternehmen die Funktionsweise des Großhandelsmarktes gefährden.
7. Es ist wichtig, Reform-*ownership* bei den Hauptakteuren zu erzeugen. In Ländern, in denen die Kontrolle über die Stromerzeugung und das Stromnetz dezentralisiert ist, ist eine Einbindung der regionalen Entscheidungsträger notwendig. Widerstände der regionalen Gebietskörperschaften können die Reformen verzögern und zu Inkonsistenzen im stromwirtschaftlichen Ordnungsrahmen führen, welche die Restrukturierung insgesamt gefährden. Konflikte zwischen den Gebietskörperschaften hinsichtlich der Kontrolle des Übertragungsnetzes behindern die Reformen erheblich, da das Übertragungsnetz entscheidend für das Funktionieren der gesamten Stromwirtschaft ist.

Lehren bezüglich des institutionellen Designs von Regulierungsinstanzen

8. In einer restrukturierten Stromwirtschaft müssen die Unabhängigkeit und die Handlungsfähigkeit von Regulierungsinstanzen gewährleistet sein, damit diese glaubwürdig sind. In vielen Ländern Lateinamerikas bestehen auf diesem Gebiet Mängel:
 - Eine zu große Nähe zum zuständigen Ministerium wirkt sich negativ auf die Unabhängigkeit der Regulierungsinstanzen aus.

- Regulierungsinstanzen sind mit ausreichenden Sanktionskompetenzen auszustatten, damit sie handlungsfähig sind.
 - Der Fachkräftemangel schwächt die Handlungsfähigkeit von Regulierungsinstanzen. Dieses Problem tritt vor allem in kleineren und ärmeren Ländern auf.
9. In Ländern, in denen die Glaubwürdigkeit von Regulierungsinstanzen beeinträchtigt ist, kann diese unter Umständen erhöht werden, indem die Regulierungsinstanzen regelmäßig von externen Experten begutachtet werden.
10. Im gesetzlichen Ordnungsrahmen muss ein ausgewogenes Maß zwischen Regelgebundenheit und Flexibilität für die Regulierungsinstanzen gefunden werden.
11. Die Effektivität der Regulierungsinstanzen wird durch Schwächen im Justizapparat und in der Wettbewerbsaufsicht beeinträchtigt.

Lehren bezüglich der Marktregulierung

12. In der Stromwirtschaft besteht die Gefahr, dass übermäßige Marktmacht entsteht. Eine Folge davon ist, dass Effizienzgewinne nicht an die Verbraucher weitergegeben werden. Darüber hinaus kann es zu einer ineffizienten Nutzung des Übertragungsnetzes kommen. Übermäßige Marktmacht kann vermieden werden, indem
- die Stromunternehmen konsequent vertikal und horizontal entflochten werden;
 - die Unabhängigkeit des Systembetriebs gewährleistet ist; hierzu muss sichergestellt werden, dass Repräsentanten aller beteiligten Akteure (Erzeugungs-, Übertragungs-, Verteilungsunternehmen, Verbraucher) über die Zusammensetzung des Systembetreibers bestimmen;
 - der Endverkauf konsequent liberalisiert wird (auch für Kleinverbraucher).
13. In kleinen Märkten ist die Entstehung von Marktmacht kaum zu verhindern und die mittels der Entflechtung erzielbaren Erträge sind gering. Der Nutzen aus der Restrukturierung der Stromwirtschaft ist in solchen Ländern daher ungewiss. Es besteht noch erheblicher Forschungsbedarf, um angepasste Reformoptionen für solche Stromsysteme zu identifizieren. Eine in Lateinamerika bisher erst wenig ausgeschöpfte Möglichkeit zur Erhöhung des Wettbewerbs in kleinen Ländern stellt die internationale Integration der Strommärkte dar. Hierzu müssen die nationalen Regulierungen und der übergreifende Systembetrieb harmonisiert werden.

Lehren bezüglich der Förderung der Stromversorgung armer Haushalte und ländlicher Regionen

14. Die Stromversorgung ländlicher Regionen erhöht die Lebensqualität der dort lebenden Bevölkerung und stellt einen Beitrag zur Chancengleichheit und zur Förderung der wirtschaftlichen Entwicklung dar. Aufgrund der hohen Investitionskosten, die mit einem Neuanschluss verbunden sind, ist die ländliche Stromversorgung zu Marktkonditionen für die Nutzer häufig nicht bezahlbar. Der Staat muss daher über eine zielgerichtete Subventionierung die Stromversorgung dieser Zielgruppen fördern. In einer restrukturierten Stromwirtschaft können die private Finanzierung und der private Betrieb der Anlagen mit einer intelligenten öffentlichen Förderung verknüpft werden.
15. Für das Problem illegaler Stromanschlüsse müssen im Rahmen von Privatisierungen rechtzeitig Lösungen gefunden werden. Wichtig erscheint es in diesem Zusammenhang, einkommensschwache Stromverbraucher gezielt zu subventionieren und die Formalisierung von Stromanschlüssen in einem partizipativen Verfahren zu moderieren.

6 Die Restrukturierung der Stromwirtschaft und die deutsche Entwicklungszusammenarbeit

Die vorliegende Arbeit hat gezeigt, dass Sektorreformen im Elektrizitätsbereich komplexe Prozesse sind, deren Erfolg entscheidend vom *timing* und *sequencing* einzelner Schritte, von der Identifikation der Hauptakteure mit den Reformen, von der Existenz leistungsfähiger Institutionen sowie von der Wahl des passenden Reformpfades abhängt. Die Entwicklungszusammenarbeit (EZ) kann die Partnerländer dabei unterstützen, länderspezifische und kohärente Reformstrategien zu entwickeln und umzusetzen. Allerdings ist dafür ein systemischer EZ-Ansatz nötig, der den Interdependenzen der einzelnen Reformkomponenten und der Vielzahl der beteiligten Akteure Rechnung trägt. Als Voraussetzung hierfür muss ein kohärentes Sektorkonzept entwickelt werden.¹⁷⁵

Das Sektorkonzept sollte die Grundlage bilden, um die Schwerpunktstrategiepapiere für die betreffenden Partnerländer zu erarbeiten.¹⁷⁶ Eine solche strategische Position ist nötig, wenn man Einfluss auf die Reformkonzepte der multinationalen Geberorganisationen (insbesondere der Weltbankgruppe) nehmen will, welche die dominierende Rolle als Impulsgeber und Financiers im Stromsektor spielen. Ein kohärentes Sektorkonzept ist auch nötig, um die bilateralen Maßnahmen im Stromsektor zu steuern. Dies gilt selbst dann, wenn die deutsche EZ schwerpunktmäßig in Teilbereichen aktiv ist (z.B. Förderung regenerativer Energien), da die langfristige Wirkung dieser Maßnahmen entscheidend von den Bedingungen des gesamten Stromsektors abhängt.

Die Verzahnung von Einzelprojekten der Technischen Zusammenarbeit (TZ) und der Finanziellen Zusammenarbeit (FZ) mit Sektorreformstrategien muss weiter vorangetrieben werden. In der Regel sollten FZ- und TZ-Maßnahmen als Teil eines

integrierten Programms durchgeführt werden. Um strukturelle Veränderungen im Stromsektor zu unterstützen, ist ein eng aufeinander abgestimmter Einsatz von TZ (z.B. *capacity building* von Regulierungsinstanzen) und FZ (z.B. Finanzierung privater Betreibermodelle) und die Einbettung dieser Maßnahmen in einen konstanten Sektordialog erforderlich.

Die Koordination mit anderen Gebern sollte weiter verbessert werden. Dies ist aufgrund der großen Finanzvolumina, der Komplexität des Prozesses und der Notwendigkeit eines kohärenten Auftretens der Geber zur Unterstützung politischer Reformen im Partnerland eine wichtige Voraussetzung für den Erfolg von Stromsektorreformpolitik.

EZ sollte an Engpassfaktoren für erfolgreiche Sektorreformen ansetzen. Aus den vorliegenden Erfahrungen ergeben sich fünf **Handlungsfelder** im engeren Sinne, die in den folgenden Abschnitten dargestellt werden:

1. Die Vermittlung von *best practices* und die Unterstützung bei der Erarbeitung angepasster Reformstrategien;
2. die Bereitstellung von Finanzierungsmitteln und Garantien, um Reformen anzustoßen und das Länderrisiko abzufedern;
3. das *capacity building* von Regulierungsinstanzen;
4. die Förderung der Stromversorgung armer Haushalte und ländlicher Regionen;
5. die Integration von Klimaschutzinstrumenten in Stromsektorreformen.

Auf zwei weitere Handlungsfelder, die in diesem Kontext wichtig sind, aber deutlich über die Sektropolitik im Elektrizitätsbereich hinausgehen, wird in den folgenden Empfehlungen nicht weiter eingegangen:

Es müssen allgemeine Bedingungen geschaffen werden, die förderlich für ausländische Direktinvestitionen in Entwicklungs- und Schwellenländern sind und die Risikoauflage im Kalkül der

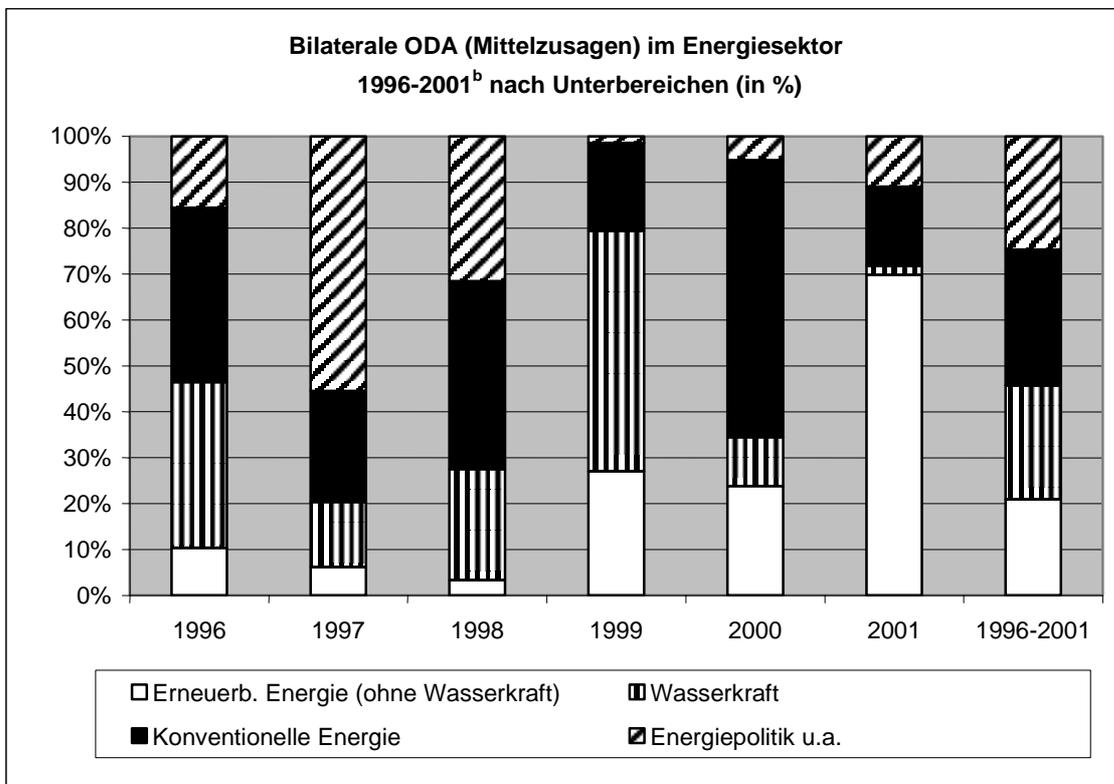
175 Bisher liegt kein Sektorkonzept für den Bereich Energie vor.

176 Zu den Partnerländern mit Kooperationsschwerpunkt Energie siehe Kasten 6.

Kasten 6: Die deutsche EZ im Energiesektor

Der Energiesektor ist, gemessen am Mitteleinsatz, ein bedeutender Bereich der deutschen EZ. Zwischen 1996 und 2001 hatten die Mittelzusagen für Energiemaßnahmen einen Anteil von 8,37 % an den gesamten bilateralen ODA^a-Nettoauszahlungen Deutschlands.^b Die Aufteilung der Zusagen im Energiesektor auf FZ und TZ spiegelt die hohe Kapitalintensität der Maßnahmen wieder: Von den 1.583 Mio. Euro im Zeitraum von 1996 bis 2001 entfielen 92,5% auf die FZ und 7,5% auf die TZ.^b

Das Schaubild zeigt die Entwicklung der Mittelzusagen in der bilateralen EZ im Energiesektor, gegliedert nach Untersektoren. Auffällig ist der steigende Anteil der erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) nach 1998, der nach dem Willen der Bundesregierung weiter ausgebaut werden soll. So wurde in den Koalitionsvereinbarungen der Bundesregierung (Oktober 2002) festgelegt, dass in den kommenden fünf Jahren jährlich 100 Mio. Euro jeweils für regenerative Energien und Energieeffizienzmaßnahmen zur Verfügung gestellt werden. Die deutlich steigenden Mittelzusagen im Bereich der regenerativen Energien nach 1998 lassen sich durch deren zunehmende Förderung in kapitalintensiven FZ-Vorhaben erklären. Der außerordentlich hohe Anteil im Jahr 2001 ist auf ein FZ-Vorhaben zur Finanzierung eines solarthermischen netzgekoppelten Kraftwerks in Indien zurückzuführen.



Im Zuge der Schwerpunktbildung konzentriert die deutsche Bundesregierung ihre Zusammenarbeit im Energiesektor zunehmend auf einige wenige Partnerländer. Maßnahmen im Bereich der regenerativen Energien werden allerdings auch mit Partnerländern durchgeführt, mit denen als Kooperationschwerpunkt der Umweltsektor vereinbart wurde. Die Partnerländer des BMZ mit dem Förderschwerpunkt Energie sind:^c

- Albanien
- Bangladesch
- Georgien
- Indien (geplant)
- Nepal
- Pakistan.

a Official Development Aid, definiert nach den Kriterien des Development Assistance Committee (DAC) der OECD.

b Eigene Berechnung aufgrund von Angaben des BMZ (die Werte für das Jahr 2001 sind vorläufig)

c Angaben des BMZ.

Investoren drücken. Dies betrifft die Struktur der Eigentumsrechte und die Leistungsfähigkeit des Justizwesens, die makroökonomische und politische Stabilität in den Partnerländern sowie die internationale Finanzarchitektur.¹⁷⁷

- Um die besonderen Probleme kleiner nationaler Elektrizitätsmärkte zu überwinden,¹⁷⁸ sollte die internationale Integration dieser Märkte gefördert werden. Eine wichtige Voraussetzung hierfür sind stabile außenpolitische Beziehungen zu den betreffenden Nachbarländern.

6.1 Vermittlung von *best practices* und Unterstützung bei der Erarbeitung von angepassten Reformstrategien

Die Erfahrungen in Lateinamerika und in anderen Teilen der Welt (z.B. Georgien, siehe Kasten 7) zeigen, dass die kritische Bewertung sogenannter *best practices* und die Entwicklung angepasster Reformstrategien von großer Bedeutung sind. Während die langfristige ökonomische Zielstruktur des Sektors weitgehend unstrittig ist (Wettbewerb auf der Erzeugungs- und Verteilungsstufe, Privatisierung, unabhängige Regulierung), ist es häufig ungeklärt, wie ein an die makroökonomischen, rechtlichen und politischen Bedingungen des Landes angepasster Reformprozess aussehen soll. Bei langfristig schlechten Rahmenbedingungen sollte auf ein Engagement der EZ im Stromsektor verzichtet werden. Bestehen hingegen realistische Chancen auf langfristige Reformfolge, so müssen Reformstrategien erarbeitet werden, die an die konkreten Rahmenbedingungen der Partnerländer angepasst sind.

Es ist wichtig, dass die (bi- und multilaterale) EZ die Entwicklung angepasster Reformstrategien nicht allein den privaten Beratungsunternehmen überlässt. Dies bedeutet nicht, dass keine Aufträge an die private Beratungswirtschaft vergeben wer-

den sollen. Allerdings muss diese adäquat gesteuert werden, um zu verhindern, dass kurzfristige Ziele, wie die Maximierung der Privatisierungserlöse, verfolgt werden. Ein möglicher Vorteil von EZ-Institutionen gegenüber Beratungsfirmen aus Industrieländern ist die Kenntnis der politischen Strukturen in den Partnerländern und die entsprechende Berücksichtigung der politökonomischen Dimension bei der Konzipierung von Reformstrategien. Die deutsche EZ sollte ihre Beratungskompetenzen auf diesem Gebiet weiter ausbauen.

Die wesentlichen Akteure der Partnerregierung und des Stromsektors sollten an der Erarbeitung des Reformkonzeptes in substantieller Weise beteiligt sein. Bei einer von den Gebern oder ausländischen Investoren aufgedrängten Reformstrategie bestehen wenig Aussichten auf die Herausbildung von *ownership*.¹⁷⁹ Die Moderation eines solchen Entscheidungsfindungsprozesses im Partnerland kombiniert mit der Vermittlung von *best practices* kann durch Langzeitexperteneinsätze gefördert werden. Hierbei ist es wichtig, dass dieser Entscheidungsfindungsprozess von Beginn an mit den verschiedenen bi- und multilateralen Gebern abgestimmt wird, um einen Konsens zwischen Partnerregierung und Gebern anzustreben. Es kann hilfreich sein, wenn die Geber die Partnerregierung dabei unterstützen, Lösungsstrategien für Reformverlierer zu erarbeiten. Dies betrifft insbesondere die beiden sensiblen Punkte Tarifierhöhungen und Entlassungen der Angestellten staatlicher Stromunternehmen. Sollte sich eine geringe Unterstützung von Strukturreformen abzeichnen, muss erwogen werden, die Förderung der Stromwirtschaft in dem betreffenden Land einzustellen.

177 Vgl. hierzu beispielsweise Kete et al. (2001), Box 2 und die dort angegebene weiterführende Literatur.

178 Vgl. Kap. 5, Punkt 13.

179 Siehe Kasten 8 zu den Problemen mangelnder *ownership*.

Kasten 7: Unterstützung von Stromsektorreformen unter schwierigen Rahmenbedingungen – das Beispiel Georgien

Die deutsche FZ unterstützt durch die KfW mit Zusagen von über 108 Mio. Euro seit Ende der neunziger Jahre in enger Koordination mit anderen Gebern (Weltbank, EBRD, USAID) die Restrukturierung der georgischen Elektrizitätswirtschaft. U.a. finanziert sie gemeinsam mit der EBRD ein Sektorreformprogramm der Weltbank (Electricity Market Support Program). Bereits vorher, nämlich seit der schweren Energiekrise im Jahr 1995, war die KfW mit Soforthilfemaßnahmen in diesem Sektor tätig. Die Soforthilfemaßnahmen bezogen sich in erster Linie auf die Rehabilitierung von Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten.

Die Rahmenbedingungen für die Reformen sind nach wie vor äußerst schwierig:

- Die staatlichen Institutionen haben im Zuge der politischen Entwicklung in den neunziger Jahren einen Autoritätsverlust erlitten. Hiermit ist eine geringe Planungs- und Rechtssicherheit, auch in der Stromwirtschaft, verbunden.
- Die gesamtwirtschaftliche Lage war in den neunziger Jahren durch eine tiefe Rezession gekennzeichnet. Dies hat dazu geführt, dass eine große Mehrheit der Stromverbraucher eine geringe Zahlungsfähigkeit aufweist.
- Die Lage des Stromsektors ist durch Illiquidität fast aller an der Stromversorgung beteiligten Unternehmen infolge niedriger Inkassoraten (ca. 28% im September 2002), extrem ineffizienten Stromverbrauch, teilweise mangelhafte Betriebsführung und anhaltende Stromausfälle gekennzeichnet.

Die Reformanstrengungen der georgischen Regierung, unterstützt durch die Gebergemeinschaft, haben einige wichtige Teilergebnisse hervorgebracht:

- Der staatliche integrierte Stromkonzern wurde vertikal entflochten und die entstandenen Unternehmen als privatrechtliche Kapitalgesellschaften verfasst (allerdings befinden sich diese überwiegend noch in staatlichem Eigentum).
- Mit dem Energieunternehmen AES aus den Vereinigten Staaten konnte ein ausländischer Investor gewonnen werden.
- Eine formal unabhängige Regulierungsbehörde sowie ein Großhandelsmarkt für Elektrizität wurden geschaffen.
- Die wichtigsten Schaltstellen des Elektrizitätssystems (Systembetrieb und Stromübertragung) werden in zeitlich begrenzten Managementverträgen ausländischen Kontraktoren übertragen.

Insbesondere bei den Privatisierungen (AES), die zu einem sehr frühen Zeitpunkt im Reformprozess stattgefunden haben, ist es jedoch fraglich, ob diese tatsächlich als Erfolg zu werten sind: Die Verkaufserlöse der Stromerzeugungsanlagen betragen lediglich einen Bruchteil der internationalen Vergleichswerte. Außerdem gelingt es AES aufgrund seiner starken Position, Sonderkonditionen für seine Unternehmen durchzusetzen, die zu Wettbewerbsverzerrungen führen.

Nicht zuletzt aufgrund dieser Erfahrungen unterstützen die Geber inzwischen eine stufenweise Privatisierungsstrategie, im Rahmen derer die Stromwirtschaft durch die Vergabe von privaten Managementverträgen und gleichzeitigem Einwirken auf die Verbesserung der Rahmenbedingungen (u.a. allmähliche Anhebung der Stromtarife auf ein kostendeckendes Niveau, Verbesserung der Zahlungsmoral, Reduktion des Stromdiebstahls, Erhöhung der Rechtssicherheit für private Unternehmen) erst mittel- bis langfristig auf eine weitreichende Privatisierung vorbereitet werden soll. Als Instrumente hierfür setzen die Geber u.a. den gemeinsamen Sektordialog und eine koordinierte Auflagenpolitik ein.

Insgesamt ist die Situation im georgischen Stromsektor trotz massiver Investitionen durch die Geber nach wie vor kritisch. Außerdem stoßen die Reformmaßnahmen auf großen politischen Widerstand, auch im georgischen Parlament. Hierdurch wird beispielsweise die Ratifizierung von Darlehensverträgen der deutschen und multilateralen FZ verzögert. Ein vorläufiges Scheitern der Restrukturierung ist daher nicht ausgeschlossen.

Quelle: KfW (Stand Oktober 2002)

Die Zusammenarbeit der deutschen EZ mit der *Public-Private Infrastructure Advisory Facility* (PPIAF)¹⁸⁰ sollte verbessert werden. Diese auch

von Deutschland unterstützte multilaterale Fazilität finanziert Sektorberatungsvorhaben im Infrastrukturbereich und verfügt über ein Netzwerk von Spezialisten mit Erfahrungen in Entwicklungs- und Schwellenländern.

180 Zu mehr Informationen vgl. www.ppiaf.org.

Mit Langzeitexperteneinsätzen zur Sektorpolitikberatung können insbesondere dann strukturbildende Effekte erzielt werden, wenn diese im Rahmen einer sektorweiten langfristigen Strategie sowie in enger Koordination mit anderen Gebern und mit FZ-Maßnahmen erfolgen.¹⁸¹ Bei Bedarf können diese Einsätze durch systematische Kurzzeitexperteneinsätze ergänzt werden. Die Stärke von Langzeitexperten liegt in der Chance, den Entscheidungsfindungsprozess innerhalb der Partnerregierung und zwischen der Partnerregierung und den *stakeholders* im Partnerland nachhaltig zu moderieren und auf diese Weise Reform-*ownership* herzustellen (siehe oben).

Zu begrüßen ist die Einrichtung des bis 2004 befristeten Sektorvorhabens "Public Private Partnership (PPP) im Infrastrukturbereich" durch das BMZ, mit dem die GTZ seit 1998 beauftragt ist.

Ziel des Vorhabens ist es, eine Strategie und ein Beratungskonzept zu erstellen, mit denen die Einbindung des Privatsektors in den Infrastrukturbereich von Entwicklungs- und Transformationsländern entwicklungspolitisch sinnvoll bewirkt werden kann.¹⁸² Mit dem Sektorvorhaben kann ein Impuls für den Ausbau von Kompetenz auf diesem Gebiet gegeben werden. Allerdings bildet der Bereich *umfassender Restrukturierungen* im Elektrizitätssektor keinen Schwerpunkt im Rahmen des Projekts. Dominierende Themen im Energie-sektor sind Energieeffizienz und regenerative Energien. Insgesamt erscheint es wichtig, dass die Erfahrungen aus dem Sektorvorhaben nicht allein in der GTZ berücksichtigt werden, sondern in eine gemeinsame Sektorstrategie von TZ und FZ eingespeist werden.

Kasten 8: Stromsektorreformen und mangelnde *ownership* bei den Partnern – das Beispiel Bangladesch

Trotz jahrzehntelanger Unterstützung der bangladeschischen staatlichen Stromwirtschaft durch die internationale Gebergemeinschaft in Form von TZ und FZ wies der Sektor bis in die jüngere Vergangenheit äußerst unbefriedigende Indikatoren auf (u.a. hohe Systemverluste, niedrige Inkassoraten und finanzielle Verluste in der Größenordnung der staatlichen Gesundheitsausgaben).

Reformen im Sinne einer *umfassenden Restrukturierung* wurden von den Gebern seit Ende der achtziger Jahre gefördert und mit einer Auflagenpolitik verbunden. Allerdings verliefen die Reformen äußerst schleppend und haben erst in den letzten Jahren zu allmählichen strukturellen Veränderungen geführt. So ist für das laufende Jahr 2002 die Schaffung einer unabhängigen Regulierungsbehörde auf Basis eines neuen Elektrizitätsgesetzes vorgesehen. Außerdem haben wichtige Schritte in Richtung einer vertikalen Entflechtung des vormaligen Monopolisten Bangladesh Power Department Board (BPDB) stattgefunden (u.a. die Gründung und Operationalisierung der Übertragungsgesellschaft Power Grid Company of Bangladesh sowie die Ausgründung des Dampfkraftwerks Ashuganj als Unternehmen aus dem BPDB).

Eine Hauptursache für den in der Vergangenheit schleppenden Gang der strukturellen Veränderungen war die mangelnde *ownership* wichtiger Akteure am Reformprozess. Interessengruppen in den Reihen der betroffenen Institutionen (BPDB, Arbeitnehmer staatlicher Stromunternehmen) profitieren von dem etablierten System und haben Nachteile durch effizienzsteigernde Reformen. Diesen Gruppen ist es immer wieder gelungen, den Reformprozess zu verzögern und ihre Besitzstände zu wahren.

Die enge Koordination unter den Gebern, u.a. in Form gemeinsamer und kohärenter Auflagen, der verstärkte Geberdialog mit den *stakeholders* (Unternehmen, Gewerkschaften) sowie die Abstimmung mit der Partnerregierung haben dazu beigetragen, dass inzwischen die ersten Schritte im Restrukturierungsprozess getan wurden. Auch wichtige Indikatoren haben sich jüngst verbessert: So konnten bspw. die Systemverluste von 35% (1998) auf ca. 29% (2002) verringert und die Inkassorate verbessert werden. Zudem stieg die Elektrifizierungsquote von 15% (1999) auf 20% (2002).

Quelle: KfW (Stand September 2002)

181 Vgl. Foerster et al. (2000) für eine Evaluation der Sektorpolitikberatung im Infrastrukturbereich.

182 Vgl. GTZ (2001), S. 5. Zu mehr Informationen über dieses Sektorvorhaben vgl. www.gtz.de/ppi.

6.2 Bereitstellung angepasster Finanzierungsinstrumente

Neben der Entwicklung angepasster Reformstrategien ist die Bereitstellung maßgeschneiderter Finanzierungsinstrumente eine weitere wichtige Aufgabe für die EZ. Hierfür kommt, angepasst an das Stadium im Reformprozess und an die Rahmenbedingungen des Partnerlandes, der Einsatz der gesamten Palette von FZ-Instrumenten in Frage – von Zuschüssen über Standard-Darlehen und Darlehen mit Marktmittelbeimischung bis hin zur Bereitstellung von Eigenkapital für Privatunternehmen.¹⁸³

Es sollte stets überprüft werden, ob die Voraussetzungen für die Finanzierung von PPP erfüllt sind. Allerdings sollte dies nicht dazu führen, dass PPP um jeden Preis gefördert wird. Die notwendigen Rahmenbedingungen für Privatisierungen sollten ebenso beachtet werden wie das adäquate *sequencing* der Reformschritte. In einzelnen Fällen kann dies bedeuten, dass eine Privatisierung erst mittel- bis langfristig angestrebt werden sollte.¹⁸⁴ Außerdem sollte selbstverständlich gewährleistet sein, dass es zu keinen kurzfristigen Mitnahmeeffekten kommt, sondern die Anreize für das finanzierte private Unternehmen mittel- bis langfristig im Einklang mit den entwicklungspolitischen Zielen im Stromsektor stehen.

Das FZ-Instrumentarium sollte weiter differenziert werden. Beispielsweise fehlt der deutschen FZ ein Garantieinstrument nach dem Vorbild der MIGA.¹⁸⁵ Garantien können gezielt das Länderrisiko abfedern und auf diese Weise die direkte Mobilisierung privaten Kapitals fördern. Auch wäre in vielen Fällen eine Flexibilisierung der Laufzeiten von IDA- und Standard-Darlehen¹⁸⁶

wünschenswert, um die Rückzahlungsverpflichtungen direkt an den Rückzahlungsstrom aus dem finanzierten Investitionsprojekt zu koppeln. Schließlich verkomplizieren die Verfahren im Rahmen der konzessionären FZ die Zusammenarbeit mit dem Privatsektor. Um einen privaten Betreiber zu finanzieren, muss der Partnerstaat als Darlehensnehmer auftreten und das Darlehen in einem Weiterleitungsvertrag an das private Unternehmen übertragen werden. Alternativ kann das Darlehen direkt an ein privates Unternehmen vergeben werden; allerdings muss die Partnerregierung in diesem Fall eine Staatsgarantie geben. Ein Nachteil dieses aufwändigen Verfahrens ist, dass bei Vertragsänderungen in der Regel die Zustimmung der Partnerregierung bzw. des Parlaments erforderlich ist, was zu erheblichen Verzögerungen führen kann.¹⁸⁷

Die operationalen Prüfungskriterien¹⁸⁸ (OPK) für Stromversorgungsprojekte der KfW sollten im Zusammenhang mit der Begleitung von Stromsektorreformen weiterhin flexibel angewendet werden. Eine strenge Interpretation der OPK würde dazu führen, dass sich die deutsche FZ an der Begleitung von Stromsektorreformen in vielen Fällen nicht beteiligen kann. Daher ist es zu begrüßen, dass die OPK dynamisch interpretiert werden, um zu ermöglichen, dass Länder mit mäßiger aktueller *performance* im Stromsektor aber guten Reformperspektiven mit FZ-Mitteln unterstützt werden. Entscheidend ist es allerdings, aus-

opment Association): Zinssatz von 0,75% und Laufzeit von 40 Jahren bei 10 Freijahren.

Standard-Darlehen: Von der KfW bereitgestellte konzessionäre Darlehen zu folgenden Konditionen: Zinssatz von 2% und Laufzeit von 30 Jahren bei 10 Freijahren.

187 Allerdings kann es von Vorteil sein, dass die Partnerregierung der Darlehensnehmer ist, da auf diese Weise politischer Einfluss, beispielsweise in Form von Auflagen, ausgeübt werden kann. Im Rahmen von Sektorreformen sind sowohl Instrumente nötig, die eine unkomplizierte Finanzierung des privaten Sektors erlauben als auch Instrumente, die eine politische Einflussnahme ermöglichen.

188 Diese definieren inhaltliche Mindestanforderungen, die als Voraussetzung für die Durchführung eines FZ-Vorhabens im Stromsektor und für ein positives Prüfungsvotum erfüllt sein müssen.

183 Das letztgenannte Instrument betrifft die DEG; die zuvor genannten Instrumente betreffen die KfW.

184 Siehe Lehren des Kapitels 5 sowie Kasten 7.

185 Multilateral Investment Guarantee Agency.

186 IDA-Darlehen: Von der KfW bereitgestellte konzessionäre Darlehen zu den gleichen Konditionen wie die Darlehen der Weltbanktochter IDA (*International Devel-*

sagekräftige Kriterien für die Beurteilung der Reformperspektiven zu finden. Auf diesem Gebiet sind noch viele Fragen offen.

Die bilateralen FZ-Mittel sollten in enger Koordination mit den Finanzierungsinstrumenten anderer Geber eingesetzt und die Auszahlungsvoraussetzungen unter den Gebern abgestimmt werden. Durch diese gemeinsame Konditionalität der finanziellen Zusammenarbeit kann die Kohärenz und die Kontinuität des Reformprozesses gefördert werden. Mittelfristig sollte ein FZ-Konzept in Hinblick auf die zunehmende Bedeutung von *basket funding*¹⁸⁹ im Rahmen von Stromsektorreformprogrammen entwickelt werden.

6.3 Capacity building

Das *capacity* bzw. *institution building*, insbesondere von Regulierungsinstanzen, aber auch von anderen betroffenen staatlichen Institutionen (Justizwesen, Wettbewerbsaufsicht, gegebenenfalls Systembetrieb), ist ein weiteres wichtiges Handlungsfeld für die EZ.

Es ist darauf zu achten, dass das *capacity* bzw. *institution building* mit den übrigen Restrukturierungsschritten koordiniert sowie mit den FZ-Maßnahmen abgestimmt wird. Die Maßnahmen zum Aufbau und zur Qualifizierung von Regulierungsinstanzen müssen bereits zu einem relativ frühen Zeitpunkt im Reformprozess begonnen werden, da sie zeitintensiv sind und die Regulierungsinstanzen mit Wirksamkeit der neuen Sektorstruktur einsatzbereit sein müssen. Auch sollte der Schnittstelle zwischen Regulierungsinstanzen und Justizwesen eine hohe Aufmerksamkeit geschenkt werden. Bei geringer Fachkompetenz im Partnerland ist die langfristige Entsendung von Regulierungsexperten zu erwägen.

Die deutsche EZ sollte auf dem Gebiet des *capacity building* von Regulierungsinstanzen eng mit anderen Gebern zusammenarbeiten, die dieses

Handlungsfeld aufgrund ihrer spezifischen Kompetenzen besser abdecken können. In der deutschen TZ liegen auf diesem speziellen Gebiet bisher erst geringe Erfahrungen vor, was sich durch die fehlende Tradition der Regulierung liberalisierter Strommärkte in Deutschland erklären lässt. Das Handlungsfeld wird in der internationalen EZ-Landschaft weitgehend von im anglo-amerikanischen Raum angesiedelten Gebern und privaten Beratungsunternehmen besetzt.

6.4 Förderung der Stromversorgung armer Haushalte und ländlicher Regionen

Die Erfahrungen aus Lateinamerika und anderen Regionen zeigen, dass die Stromversorgung der Landbevölkerung und der städtischen Armen im Rahmen einer *umfassenden Restrukturierung* in der Regel subventioniert werden muss, wenn man nicht in Kauf nehmen will, dass diese Bevölkerungsschichten trotz der Strukturreformen von der Stromversorgung ausgeschlossen bleiben.

Es sollte darauf hingewirkt werden, dass die Bedürfnisse der städtischen Armen und der ländlichen Bevölkerung frühzeitig bei der Konzeption der Reformstrategie berücksichtigt werden. Drei strukturelle Elemente sind besonders wichtig:

- das Mandat der Regulierungsinstanz hinsichtlich der Definition und Anpassung von Sozialtarifen, die eine Subventionierung von Armen erlauben;
- die Anreize und Bestimmungen hinsichtlich des Neuanschlusses von Nutzern in den Konzessionsverträgen der Stromverteilungsunternehmen, beispielsweise in Form von Anschlussverpflichtungen;
- das Vorhandensein einer sektorkonformen langfristigen Strategie zur ländlichen Elektrifizierung.

Wichtig ist, dass Subventionsverfahren transparent und zielgerichtet sind, dass die Höhe der Subventionen publik gemacht wird und dass die

189 Zum Begriff *basket funding* vgl. Klingebiel (2002), Kap. 2.2.

Quellen zur Finanzierung der Subventionen deutlich benannt und dauerhaft gesichert sind.

Die Beteiligung an der Konzipierung und Finanzierung ländlicher Elektrifizierungsfonds sollte erwogen werden. Wichtige Elemente eines solchen Förderansatzes sind folgende: Bei der Auswahl der Elektrifizierungsprojekte sollte deren Beitrag zur ländlichen Entwicklung berücksichtigt werden. Es ist wichtig, dass die Vergabe der Projekte über ein transparentes Verfahren erfolgt, unter Ausnutzung des Wettbewerbs um Märkte. Ein Vergabekriterium sollte die Minimierung der nötigen Subventionen für das Elektrifizierungsprojekt sein. Es ist anzustreben, dass sich alle beteiligten Parteien an den Investitionskosten des Elektrifizierungsprojektes beteiligen: der Stromverteilungskonzessionär, der Elektrifizierungsfonds und im Idealfall auch die Nutzer. Die Betriebskosten müssen gedeckt und die Wartung langfristig gesichert sein. Der Fonds sollte offen für die technologische Option zur Versorgung der ländlichen Haushalte sein und explizit netzungebundene Systeme auf Basis erneuerbarer Energien berücksichtigen.¹⁹⁰

6.5 Integration von Klimaschutzinstrumenten in Stromsektorreformen

Über die Verbesserung der Allokations- und Energieeffizienz haben Sektorreformen nach dem Vorbild der *umfassenden Restrukturierung* einen positiven Effekt auf die ökologische Zielebene. Um allerdings eine ökologisch nachhaltige Energieversorgung (Umstellung der Energiematrix auf regenerative Energien, weitere Erhöhung der Energieeffizienz in der Endnutzung) zu erreichen, sind zusätzliche strukturelle Maßnahmen nötig, insbesondere die Integration von Klimaschutzmaßnahmen in die Reformkonzepte. Dieser Punkt wird in der Praxis häufig zu wenig beachtet.

190 In ländlichen Gegenden mit geringer Verbrauchsdichte stellen netzungebundene Systeme auf Basis erneuerbarer Energien häufig eine kosteneffiziente Versorgungsoption dar. Siehe 6.5.

Dank des hohen politischen Stellenwertes des Klimaschutzes in Deutschland, den aus diesen Gründen bereitgestellten beträchtlichen Finanzmitteln, der großen technologischen Kompetenz in den Bereichen regenerative Energien und Energieeffizienz sowie der Erfahrungen mit ihrer Förderung durch regulative Maßnahmen im eigenen Land besteht hier die Chance für die deutsche EZ, ein eigenes Profil zu zeigen und Lösungsstrategien anzubieten. Da die ökologische Zieldimension im Rahmen von Reformstrategien in Entwicklungs- und Schwellenländern in der Regel keinen hohen Stellenwert genießt, ist dies eine große Herausforderung.

Eine wichtige Aufgabe ist es, die Klimaschutzinstrumente mit der marktorientierten Restrukturierung des Stromsektors zu verknüpfen und das Thema in der Sektorreformagenda für Entwicklungs- und Schwellenländer zu verankern. Der Klimaschutz darf nicht isoliert von den Themen Liberalisierung, Privatisierung und Regulierungsreform im Stromsektor gesehen werden, da die Klimaschutzinstrumente an die Sektorstruktur angepasst werden müssen. Regulierungskonzepte zur Förderung des Klimaschutzes sollten zu einem frühzeitigen Zeitpunkt in den Moderations- und Verhandlungsprozess von Reformstrategien eingespeist werden.

Nicht kleinteilige Projekte zur Förderung regenerativer Energien und von Energieeffizienz sind anzustreben, sondern die Anpassung der Rahmenbedingungen des Stromsektors¹⁹¹ und die Verzahnung der strukturellen mit der Projektebene. Ohne strukturelle Maßnahmen, wie beispielsweise die Anpassung der Tarife für Strom aus konventionellen Energien zumindest an die betriebswirtschaftlichen Kosten,¹⁹² haben regenerative Energien und Energieeffizienzmaßnahmen keine Chance, sich

191 Regenerative Energien und Energieeffizienz spielen auch außerhalb des Elektrizitätssektors eine wichtige Rolle (Transport, Wärmeenergie zum Heizen und Kochen etc.). Hier wird allein auf den Elektrizitätssektor eingegangen.

192 Langfristig ist anzustreben, dass die Tarife auch die externen Kosten (Umwelt- und Klimaschäden) widerspiegeln.

im Elektrizitätssektor durchzusetzen. Es sollten weniger Demonstrationsprojekte als vielmehr marktgängige Vorhaben mit Breitenwirksamkeit gefördert werden. Auch hierfür sind die Rahmenbedingungen des Energiesektors und die relativen Preise der energetischen Alternativen entscheidend.

Es ist wichtig, die Partnerregierungen in einem konstanten Politikdialog für das Thema Klimaschutz zu sensibilisieren. Dies ist keine leichte Aufgabe. Kurzfristig besteht aufgrund der höheren einzelwirtschaftlichen Kosten von Klimaschutzmaßnahmen (z.B. Einspeisevergütungen für regenerative Energien, die über den Tarifen für konventionelle Energien liegen) ein Zielkonflikt zwischen Investitionen in Klimaschutz und Investitionen in konventionelle Energieprojekte. Daher haben viele Entwicklungs- und Schwellenländer hier eine ablehnende Haltung. In den Konsultationen und Regierungsverhandlungen sollte auf diese Bedenken eingegangen und eine Lösungsstrategie angeboten werden. Die deutsche Bundesregierung hat auf diesem Gebiet eine relativ starke Verhandlungsposition, da sie dem Thema im eigenen Land einen hohen Stellenwert beimisst und die entsprechenden Klimaschutzmaßnahmen umsetzt.

Es ist anzustreben, das Instrument *Clean Development Mechanism* (CDM)¹⁹³ mit dem bilateralen EZ-Instrumentarium zu verknüpfen. Das gleiche gilt für Finanzierungsmittel aus der *Global Environmental Facility* (GEF).¹⁹⁴ Auf diese Weise

kann es gelingen, zusätzliche Mittel zur bilateralen EZ in den Klimaschutzbereich zu leiten. Dies kann die Attraktivität von Klimaschutzmaßnahmen für die Partnerregierungen erhöhen, da die Klimaschutzmaßnahmen nicht „zu Lasten“ des übrigen EZ-Budgets für das betreffende Land finanziert werden.

Die Stromversorgung ländlicher Gebiete mit netzungebundenen Systemen ist ein Teilbereich, in dem regenerative Energien unter betriebswirtschaftlichen Kostengesichtspunkten häufig wettbewerbsfähig sind und sollte daher besondere Aufmerksamkeit erhalten. Hier entsteht eine potentielle Win-Win-Situation zwischen der sozialen Integration ländlicher Haushalte und dem Klimaschutz.¹⁹⁵ Allerdings sind bei netzungebundenen Systemen auf der Basis regenerativer Energien noch einige Fragen offen, was die institutionelle, finanzielle und technische Nachhaltigkeit in der Praxis angeht. Auch hier gilt, dass die sektoralen Rahmenbedingungen angepasst werden müssen, damit solche Systeme nachhaltig funktionieren.

Es sollte Klarheit über die Höhe der inkrementalen Kosten¹⁹⁶ geschaffen werden, die bei der Förderung von klimaschutzrelevanten Vorhaben als adäquat angesehen werden. Die inkrementalen Kosten stellen einen wichtigen Indikator für die Auswahl förderungswürdiger Klimaschutzvorhaben dar. Da EZ-Mittel knapp sind, ist aus Gründen der Kosteneffizienz zu fordern, dass vorzugsweise Maßnahmen mit niedrigen inkrementalen Kosten pro vermiedener Einheit Treibhausgas gefördert werden. In der bilateralen FZ dienen die CO₂-Vermeidungskosten als Orientierung für die Entscheidung über die Förderungswürdigkeit von Vorhaben.¹⁹⁷

193 Der CDM, in Artikel 12 des Kyoto-Protokolls festgelegt, ermöglicht es Industrie- und Entwicklungsländern, gemeinsam Klimaschutz-Projekte in Entwicklungsländern durchzuführen. Das Projekt wird vom Industrieland finanziert. Die hierdurch im Entwicklungsland vermiedenen Emissionen darf das Industrieland sich als Emissionsguthaben (Certified Emission Reductions, CER) gutschreiben lassen. Für Projekte, die direkt CER generieren (die in den Industrieländern einen Marktpreis haben und deswegen ein Finanzierungsinstrument darstellen) darf keine offizielle Entwicklungshilfe (ODA) eingesetzt werden. Vgl. Bundesumweltministerium (2001), S. 10. Zur Verknüpfung von CDM und ODA vgl. Kete et al. (2001).

194 Für nähere Informationen zur GEF vgl. www.gefweb.org.

195 Der Beitrag zum Klimaschutz sollte nicht überschätzt werden. Ländliche Haushalte haben einen geringen Strombedarf; dementsprechend sind auch die eingesparten Treibhausgasemissionen gering.

196 Die inkrementalen Kosten ergeben sich aus der Differenz der Lebenszykluskosten zwischen der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energien und der konventionellen Stromerzeugung (Referenzalternative). Vgl. Kreditanstalt für Wiederaufbau (2001), Abschnitt 2.3.

197 Vgl. Kreditanstalt für Wiederaufbau (2001).

Anhang

Tabelle A1: Entwicklung des jährlichen Stromendverbrauchs ausgewählter lateinamerikanischer Staaten sowie der Gesamtregion Lateinamerika und der Karibik, 1985-2000 (Angaben in GWh)					
	1985 (1)	1990 (2)	2000 (3)	3/1	3/2
Argentinien	36.859	40.354	73.658	2,0	1,8
Bolivien	1.502	1.779	3.223	2,1	1,8
Brasilien	167.340	210.820	320.489	1,9	1,5
Chile	11.537	15.432	36.598	3,2	2,4
Costa Rica	2.561	3.329	5.757	2,2	1,7
Ecuador	3.745	4.807	7.835	2,1	1,6
El Salvador	1.502	1.768	3.686	2,5	2,1
Guatemala	1.408	1.978	3.819	2,7	1,9
Honduras	1.065	1.489	3.221	3,0	2,2
Kolumbien	19.845	26.869	33.335	1,7	1,2
Mexiko	70.376	92.123	156.013	2,2	1,7
Nicaragua	1.054	1.162	1.588	1,5	1,4
Panama	1.998	2.061	4.162	2,1	2,0
Paraguay	1.069	1.940	4.477	4,2	2,3
Peru	10.664	11.792	17.340	1,6	1,5
Uruguay	3.153	3.806	6.422	2,0	1,7
Venezuela	36.030	45.009	60.553	1,7	1,3
Lateinamerika und die Karibik	390.392	488.629	774.451	2,0	1,6
Quelle: OLADE SIEE (www.olade.org.ec) und eigene Berechnungen.					

Literatur

- Albouy, Y. / N. Nadifi** (1999): Impact of Power Sector Reform on the Poor. A Review of Issues and Literature, ESMAP Technical Paper 002, Washington, D.C.: World Bank
- Alonso, J. C., et al.** (2001): Participación privada en proyectos de infraestructura y determinantes de los esquemas contractuales adoptados: el caso colombiano, Red de Centros de Investigación No. R-412, Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo
- Altenburg, T.** (2000): Privatwirtschaftsförderung für Beschäftigung und Armutsminderung – eine zentrale Aufgabe der Entwicklungszusammenarbeit, Analysen und Stellungnahmen 4/2000, Bonn: DIE
- Araújo, J. L. d.** (2001): A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: reforma e crise, Associação Nacional dos Centros de Pós-Graduação em Economia, Encontro Nacional 2001, Salvador
- Asian Development Bank** (2000): Developing Best Practices for Promoting Private Sector Investment in Infrastructure: Power, Manila
- Bacon, R.** (1995a): Appropriate Restructuring Strategies for the Power Generation Sector. The Case of Small Systems, IEN Occasional Paper, Washington, D.C.: World Bank
- (1995b): Competitive Contracting for Privately Generated Power, in: *Public Policy for the Private Sector*, Note No. 47, www.worldbank.org/html/fdp/notes/47/47_bacon.html, 10.01.02
- Barnes, D. F. / J. Halpern** (2000): The Role of Energy Subsidies, in: World Bank (Hrsg.), *Energy Services for the World's Poor*. Energy and Development Report 2000, Washington, D.C.: World Bank, S. 60-66
- Basañes, C. F., et al.** (1999): Post-Privatization Renegotiation and Disputes in Chile, Sustainable Development Department, Discussion Paper, Washington, D.C.: Inter-American Development Bank
- Baumol, W. J.** (1982): Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structures, in: *American Economic Review*, Bd. 72, H. 1, S. 1-15
- Blankart, C. B.** (1994): Öffentliche Finanzen in der Demokratie. Eine Einführung in die Finanzwissenschaft, München: Vahlen
- BMZ** (1997): Energie in der deutschen Entwicklungszusammenarbeit, Materialien Nr. 96, Bonn
- (1999): Erneuerbare Energie für nachhaltige Entwicklung und Klimaschutz, Materialien Nr. 100, Bonn
- (2002a): Entwicklungspolitik als Baustein globaler Struktur- und Friedenspolitik, BMZ-Spezial 042, Bonn
- (2002b): Von Rio nach Johannesburg, BMZ-Spezial 054, Bonn: BMZ, <http://www.bmz.de/infotehek/fachinformationen/spezial/spezial054/index.html>, 10.10.02
- BNDES** (2001a): Sinopse Econômica, Maio 2001, no.100, Rio de Janeiro
- (2001b): Sinopse Econômica, Dezembro 2001, no.107, Rio de Janeiro
- Böllhoff, D.** (2002): The New Regulatory Regime: The Institutional Design of Telecommunication Regulation at National Level, in: Héritier, A. (Hrsg.), *Common Goods: Reinventing European and International Governance*, Lanham: Rowman & Littlefield Publishers, S. 235-261
- Bouille, D., et al.** (2002): Argentina. Market-Driven Reform of the Electricity Sector, in: Dubash, N. K. (Hrsg.), *Power Politics. Equity and Environment in Electricity Reform*, Washington, D.C.: World Resources Institute, S. 31-50
- Braeutigam, R. R.** (1989): Optimal Policies for Natural Monopolies, in: Schmalensee, R. / R. D. Willig (Hrsg.), *Handbook of Industrial Organization*, Bd. 2, Amsterdam, u.a.: Elsevier, S. 1289-1346
- Brook, P. J. / M. Petrie** (2001): Output-based Aid: Precedents, Promises, and Challenges, in: Brook, P. J. / S. M. Smith (Hrsg.), *Contracting for Public Services. Output-based Aid and Its Applications*, Washington, D.C.: World Bank, S. 3-14
- Brücker, H. / W. Hillebrand** (1996): Privatisierung in Entwicklungs- und Transformationsländern. Konzepte, Erfahrungen und Anforderungen an die Entwicklungszusammenarbeit, DIE-Schriftenreihe, Bd. 111, Köln: Weltforum Verlag
- Bundesumweltministerium** (2001): Klimakonferenz vom 29.10.-09.11.01 in Marrakesch: Die letzte Etappe vor dem in Kraft treten des Kyoto-Protokolls, Referat G II 1 (Globale Umweltkonventionen), Bonn
- Calcagnotto, G. / J. Poettering** (2001): Brasilien vor dem Blackout?, in: *Brennpunkt Lateinamerika*, H. 17, S. 185-192
- Castro, A. d. L.** (2000): Avaliação de investimento de capital em projetos de geração termoelétrica no setor elétrico brasileiro usando teoria das opções reais, Dissertação de mestrado, Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
- CEPAL** (2001): Evolución reciente y desafíos de los mercados mayoristas de electricidad en El Salvador, Guatemala y Panamá, México, D.F.: CEPAL
- Chisari, O. O., et al.** (2001): High-tension Electricity Network Expansions in Argentina: Decision Mechanisms and Willingness-to-pay Revelation, in: *Energy Economics*, Bd. 23, H. 6, S. 697-715
- De León, I.** (2001): The Role of Competition Policy in the Regulation of Infrastructure Industries, Paper Presented at the Competition Policy in Infrastructure Services Conference, April 23-24, Washington, D.C.: Inter-American Development Bank

- Departamento de Investigación - Banco Interamericano de Desarrollo** (2001): En busca de un marco regulatorio, in: *Políticas Económicas de América Latina*, H. 13, S. 4-5
- Drillisch, J. / C. Riechmann** (1998): Liberalization of the Electricity Supply Industry – Evaluation of Reform Policies, EWI-Working Paper 98/5, Köln: Energiewirtschaftliches Institut Universität Köln
- Dubash, N. K.** (2002): Conclusion, in: Dubash, N. K. (Hrsg.), *Power Politics: Equity and Environment in Electricity Reform*, Washington, D.C.: World Resources Institute, S. 157-172
- Dunn, S.** (2000): Micropower: The Next Electrical Era, Worldwatch Paper No. 151, Washington, D.C.: Worldwatch Institute
- Dussan, M.** (1996): Electric Power Sector Reform in Latin America and the Caribbean, Working Paper Series IFM-104, Washington, D.C.: Inter-American Development Bank
- Eberhard, A., et al.** (2000): Electricity Supply and Demand Side Management Options, WCD Thematic Review IV.1, Prepared as an Input to the World Commission on Dams, Cape Town: WCD
- Econominas** (2001): Itamar e Cemig, últimos capítulos, 29.11.2001, www.econominas.com.br/2811e.htm, 15.01.02
- ESMAP** (2002): Brazil – Rural Electrification Strategy. Initial Background Document for First ESMAP Stakeholder Consultation Workshop in Brasilia on June 18, 2002, Consultant Report for the World Bank: Input for Workshop Discussions, Washington, D.C.: Draft
- Estache, A., et al.** (2000): Utility Privatization and the Needs of the Poor in Latin America: Have We Learned Enough to Get It Right?, Paper presented at the Infrastructure for Development: Private Solutions for the Poor Conference, 31 May - 2 June, London: Draft
- Farid, J.** (2002): Economia continua, mesmo após o racionamento. Estado de São Paulo, 08.09.2002, www.estado.estadao.com.br/editorias/2002/09/08/eco022.html, 12.10.02
- Ferreira, C. K. L.** (1999): Privatizing the Electric Power Sector in Brazil, in: Pinheiro, A. C. / K. Fukasaku (Hrsg.), *Privatization in Brazil: The Case of Public Utilities*, Rio de Janeiro: BNDES, S. 141-175
- Fischer, R. / A. Galetovic** (2000): Regulatory Governance and Chile's 1998-1999 Electricity Shortage, Centro de Economía Aplicada, Serie Economía No. 84, Santiago de Chile: Universidad de Chile
- Fischer, R. / P. Serra** (2000): Regulating the Electricity Sector in Latin America, Centro de Economía Aplicada, Serie Economía No. 86, Santiago de Chile: Universidad de Chile
- Foerster, A., et al.** (2000): Sektorpolitikberatung im Infrastrukturbereich, Arbeitspapier Nr. 1, Public Private Partnership im Infrastrukturbereich, Eschborn: GTZ
- Gilbert, R. J., et al.** (1996): Introduction: International Comparisons of Electricity Regulation, in: Gilbert, R. J. / E. P. Kahn (Hrsg.), *International Comparisons of Electricity Regulation*, Cambridge, MA: Cambridge University Press, S. 1-24
- Goldstein, A. / J. C. L. Pires** (2001): The Design and Performance of Regulatory Agencies: What Can South Africa Learn from the Brazilian Experience?, in: *Trade and Industry Monitor*, Bd. 20, December 2001, S. 12-15
- Gómez, R.** (2001): Staatsmodernisierung und Verwaltungsreform in Lateinamerika, in: Altenburg, T. / D. Messner (Hrsg.), *Wettbewerbsfähiges Lateinamerika. Herausforderungen für Wirtschaft, Gesellschaft und Staat*, Bonn: DIE, S. 41-51
- Grossman, S. / O. Hart** (1986): The Costs and Benefits of Ownership: A Theory of Vertical and Lateral Integration, in: *Journal of Political Economy*, Bd. 94, H. 4, S. 691-719
- Grusky, S.** (2001): Privatization Tidal Wave. IMF / World Bank Water Policies and the Price for the Poor, in: *Multinational Monitor*, Bd. 22, H. 9, www.essential.org/monitor/mm2001/01september/sep01corp2.html, 10.05.02
- GTZ** (2001): Public Private Partnership (PPP) im Infrastrukturbereich. Sektorvorhaben und Projektbeirat, Eschborn
- Hildebrand, K.** (1998): Anmerkungen zur Struktur des Energiebedarfs in Entwicklungsländern und den prioritären Aktivitätsfeldern der Finanziellen Zusammenarbeit im Energiesektor, Internes Papier, Frankfurt am Main: KfW
- Izaguirre, A. K.** (2000): Private Participation in Energy, in: World Bank (Hrsg.), *Energy Services for the World's Poor. Energy and Development Report 2000*, Washington, D.C.: World Bank, S. 108-116
- Izaguirre, A. K. / G. Rao** (2000): Private Infrastructure: Private Activity Fell by 30 Percent in 1999, in: *Public Policy for the Private Sector*, Bd. 22, September 2000, S. 5-8
- Jadresic, A.** (2000): A Case Study on Subsidizing Rural Electrification in Chile, in: World Bank (Hrsg.), *Energy Services for the World's Poor. Energy and Development Report 2000*, Washington, D.C.: World Bank, S. 76-82
- Kete, N., et al.** (2001): Should Development Aid Be Used to Finance the Clean Development Mechanism?, Climate Notes, April 2001, Washington, D. C.: World Resources Institute
- Klein, M.** (1998a): Bidding for Concessions - The Impact of Contract Design, in: *Public Policy for the Private Sector*, Note No. 158
- (1998b): Infrastructure Concessions - To Auction or Not to Auction?, in: *Public Policy for the Private Sector*, Note No. 159

- Klingebiel, S.** (2002): Ansatzpunkte für eine stärkere Programmorientierung der deutschen Entwicklungszusammenarbeit im Kontext der Poverty Reduction Strategy Paters (PRSP), Entwurf, Bonn: DIE
- Klopfer, T. / W. Schulz** (1993): Märkte für Strom. Internationale Erfahrungen und Übertragbarkeit auf Deutschland, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, München: Oldenbourg
- Kreditanstalt für Wiederaufbau** (1994): Wirtschaftliche Prüfungskriterien für Stromversorgungsprojekte, Arbeitshilfen, Materialien, Diskussionsbeiträge Nr. 7, Frankfurt am Main
- (1999): Ergebnisse der Finanziellen Zusammenarbeit. Fünfter Auswertungsbericht über geförderte Vorhaben in Entwicklungsländern, Frankfurt am Main
- (2001): Berücksichtigung von CO₂-Vermeidungskosten bei Energievorhaben in der Finanziellen Zusammenarbeit, Arbeitshilfen, Materialien, Diskussionsbeiträge Nr. 28, Frankfurt am Main
- Kumkar, L.** (2000): Wettbewerbsorientierte Reformen der Stromwirtschaft. Eine institutionenökonomische Analyse, Tübingen: Mohr Siebeck
- Künneke, R. W.** (1999): Electricity Networks: How 'Natural' is the Monopoly?, in: *Utilities Policy*, Bd. 8, H. 2, S. 99-108
- Leibenstein, H.** (1989): Organizational Economics and Institutions as Missing Elements in Economic Development Analysis, in: *World Development*, Bd. 17, H. 9, S. 1361-1371
- Leite, A. D., et al.** (2001): O futuro da energia elétrica no Brasil. Estado de São Paulo, 11.11.2001, www.ilumina.org.br/futuro.html, 10.05.02
- Macroconsult** (2000): Determinantes de los arreglos contractuales en la participación privada en infraestructura: el caso peruano, Red de Centros de Investigación No. R-390, Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo
- Millán, J.** (1999): Profiles of Power Sector Reforms in Selected Latin American and Caribbean Countries, Washington, D.C.: Inter-American Development Bank, www.iadb.org/sds/ifm/publication/publication_2885_2063_e.htm, 10.05.02
- Millán, J., et al.** (1998): Elementos estratégicos para el sector energía en América Latina y el Caribe, Unv. Manuscript, Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo
- (2001): Sustainability of the Electricity Sector Reforms in Latin America, Paper Prepared for the Seminar "Towards Competitiveness: The Institutional Path", March 16, Santiago de Chile: Inter-American Development Bank
- Millán, J. / A. Vives** (2001): Reform in Small Electricity Markets: A Single Model?, in: *Infrastructure and Financial Markets Review*, Bd. 7, H. 2, S. 1, 5-6
- Nestor, S. / L. Mahboobi** (1999): Privatization of Public Utilities: The OCDE Experience, in: Pinheiro, A. C. / K. Fukasaku (Hrsg.), *Privatization in Brazil: The Case of Public Utilities*, Rio de Janeiro: BNDES, S. 77-109
- Newbery, D. M.** (1995): A Template for Power Reform, in: *Public Policy for the Private Sector*, Note No. 54, September 1995, www.worldbank.org/html/fpd/notes/54/54newbery.html, 21.01.02
- OLADE / ECLAC / GTZ** (2000): Energy and Sustainable Development in Latin America and the Caribbean: Guide for Energy Policymaking, Quito: OLADE
- Olten, R.** (1998): Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, München, u.a.: Oldenbourg
- Pinto, H. Q.** (2001): Les rapports entre la réglementation et la politique énergétique dans le cadre des réformes structurelles et institutionnelles: le cas du Brésil, Colloque international. La nécessité de nouvelles regulations internationales face aux mutations énergétiques et environnementales, 10-13 juin, Paris
- Pires, J. C. L., et al.** (2001): O cenário macroeconômico e as condições de oferta de energia elétrica no Brasil, Textos para Discussão No. 85, Rio de Janeiro: BNDES
- Pistonesi, H.** (2000): Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, Serie recursos naturales e infraestructura no. 10, Santiago de Chile: CEPAL
- Pollitt, M. G.** (1997): The Impact of Liberalization on the Performance of the Electricity Supply Industry: An International Survey, in: *The Journal of Energy Literature*, Bd. 3, H. 2, S. 3-31
- Powell, S. / M. Starks** (2000a): Does Reform of Energy Sector Networks Improve Access for the Poor?, in: *Public Policy for the Private Sector*, Bd. 22, September 2000, S. 29-36
- (2000b): Key Drivers of Improved Access - Services Through Networks, in: World Bank (Hrsg.), *Energy Services for the World's Poor. Energy and Development Report 2000*, Washington, D.C.: World Bank, S. 44-50
- Richter, R. / E. Furubotn** (1996): Neue Institutionenökonomik, Tübingen: Mohr Siebeck
- Romero, C.** (2000): Regulación de las inversiones en el sector eléctrico argentino, in: Heymann, D. / B. Koscoff (Hrsg.), *La Argentina de los noventa. Desempeño económico en un contexto de reformas*, Buenos Aires: Eudeba, S. 57-122
- Rosen, H. S.** (1992): *Public Finance*, Homewood, u.a.: Irwin
- Serra, P.** (2000): Subsidies in Chilean Public Utilities, Centro de Economía Aplicada, Serie Economía No. 70, Santiago de Chile: Universidad de Chile
- Shirley, M. / P. Walsh** (2000): Public versus Private Ownership: The Current State of the Debate, Working Paper No. 2420, Washington, D.C.: World Bank

- Sinclair, A.** (1999): Vertical Integration in the Electricity Supply Industry: Competition and Investment Issues, in: Welfens, P. J. J., et al. (Hrsg.), *Towards Competition in Network Industries*, Berlin, u.a.: Springer, S. 299-327
- Spiller, P. T. / L. Viana Martorell** (1996): How Should It Be Done? Electricity Regulation in Argentina, Brazil, Uruguay, and Chile, in: Gilbert, R. J. / E. P. Kahn (Hrsg.), *International Comparisons of Electricity Regulation*, Cambridge, MA: Cambridge University Press, S. 82-125
- Stern, J.** (2000): Electricity and Telecommunications Regulatory Institutions in Small and Developing Countries, in: *Utilities Policy*, Bd. 9, H. 3, S. 131-157
- Stern, J. / S. Holder** (1999): Regulatory Governance: Criteria for Assessing the Performance of Regulatory Systems; An Application to Infrastructure Industries in the Developing Countries of Asia, in: *Utilities Policy*, Bd. 8, H. 1, S. 33-50
- Suding, P.** (1998): Der soziale Kurzschluss, in: *Akzente*, H. 1/98, S. 38-39
- Suding, P. / R. Posorski** (2002): Erneuerbare Energien - eine Win-Win-Option zur Elektrifizierung in netzfernen Gebieten?, in: *Entwicklung und Ländlicher Raum*, Bd. 36, H. 2, S. 14-17
- Tavera, J. A.** (2001): After Privatization: Regulation of Peruvian Public Utilities, in: *The Quarterly Review of Economics and Finance*, Bd. 41, H. 5, S. 713-725
- Teplitz-Sembitzky, W.** (2001): Liberalisierung in der Stromwirtschaft. Erfahrungen und Trends in Transformations- und Entwicklungsländern, Arbeitspapier Nr. 7, Public Private Partnership (PPP) im Infrastrukturbereich, Eschborn: GTZ
- Thobani, M.** (1999): Private Infrastructure, Public Risk, in: *Finance & Development*, Bd. 36, H. 1, S. 50-53
- Waddams Price, C.** (2000): Better Energy Services, Better Energy Sectors - and Links with the Poor, in: World Bank (Hrsg.), *Energy Services for the World's Poor. Energy and Development Report 2000*, Washington, D.C.: World Bank, S. 26-32
- Waldmann, P.** (2001): Hemmnisse für den Rechtsstaat, in: Altenburg, T. / D. Messner (Hrsg.), *Wettbewerbsfähiges Lateinamerika. Herausforderungen für Wirtschaft, Gesellschaft und Staat*, Bonn: DIE, S. 53-64
- Weltbank** (1994): *Weltentwicklungsbericht 1994. Infrastruktur und Entwicklung*, Washington, D.C.
- Wieczorek-Zeul, H.** (2000): Entwicklungszusammenarbeit und Privatwirtschaft. Strategische Partnerschaft für eine nachhaltige Entwicklung, in: *Entwicklung und Zusammenarbeit*, Bd. 41, H. 2, S. 36-37
- Wieser, R.** (2000): Regulatoren in Netzwerkindustrien - Eine polit-ökonomische Synthese, Working Papers 2/2000, Wien: Bundesministerium für Finanzen
- World Bank** (2001): *World Development Report 2002. Building Institutions for Markets*, Washington, D.C.
- World Energy Council** (2001): *Energy Markets in Transition: The Latin American and Caribbean Experience*, London: World Energy Council

