



Energiepolitische Rahmenbedingungen für Strommärkte und erneuerbare Energien

23 Länderanalysen

Eschborn, September 2007

gtz



Im Auftrag des

Bundesministerium für
wirtschaftliche Zusammenarbeit
und Entwicklung



Energiepolitische Rahmenbedingungen für Strommärkte und erneuerbare Energien

23 Länderanalysen

Eschborn, September 2007

Herausgeber:

Deutsche Gesellschaft für
Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH
Abteilung Umwelt und Infrastruktur
Postfach 5180
65726 Eschborn
Internet: <http://www.gtz.de>

Redaktion:

Angelika Wasielke
Tel. +49 (0)6196 79-1224
Fax +49 (0)6196 7980-1224
E-Mail: angelika.wasielke@gtz.de

Autoren:

Projekt-Consult GmbH
Dipl.-Ing. Detlef Loy

Gestaltung:

Open Ffm.
www.open-agentur.de
Verena Siebert

Neuaufgabe der TERNA Länderstudie

Seit der Erstauflage der TERNA-Länderstudie im Jahre 1999 hat sich das öffentliche und politische Bewusstsein für die Folgen des Klimawandels und die Energieversorgung als Schlüsselfaktor für nachhaltige Entwicklung deutlich geschärft. Politischer Rückenwind, wirksame Fördermechanismen und steigende Energiepreise haben in Deutschland und anderen Industrieländern einen dynamischen Markt mit hohen Zuwachsraten der erneuerbaren Energien im Energiemix ermöglicht. Im Jahr 2006 beliefen sich die globalen Neuinvestitionen in erneuerbare Energien auf 70,9 Milliarden US\$ – ein Anstieg von 43 % gegenüber 2005.

Die robuste Wirtschaftsentwicklung in vielen Schwellenländern hat einen stark steigenden Energiebedarf und einen Wettbewerb auf dem internationalen Ölmarkt ausgelöst. Vor dem Hintergrund steigender Preise für fossile Energieträger, Versorgungsrisiken und Umweltschäden wächst die Bedeutung von regenerativen Energieträgern zur Stromerzeugung auch in Entwicklungs- und Schwellenländern: Nach Analysen des Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN 21) sind in 39 Ländern Ausbauziele für erneuerbare Energiequellen festgelegt und Fördermechanismen eingeführt, davon allein neun in Entwicklungs- und Schwellenländern. Von den globalen Neuinvestitionen in erneuerbare Energien wurden in Entwicklungs- und Schwellenländern 15 Milliarden US\$ investiert. Dennoch liegt vor der Mehrzahl der Länder noch ein langer Weg, um die vorhandenen Barrieren zur erfolgreichen Einführung erneuerbarer Energien zu überwinden.

Der deutsche und europäische Markt ist Motor und unverzichtbarer Erfahrungshintergrund für die Windbranche. Das Branchenwachstum findet zunehmend jedoch auch in Entwicklungs- und Schwellenländern statt. Es sind die Erfolge in Ländern wie Indien, China und Brasilien, die Mut für Engagement über die Grenzen der Industrieländer hinaus machen. Dort erfolgt die Fertigung von Anlagen mit steigenden lokalen Anteilen – und dies nicht nur zur Versorgung des eigenen Marktes. Aber auch in zahlreichen anderen Ländern werden erste Windparks realisiert und damit die Erfahrungsbasis für zukünftige Märkte gelegt.

Um interessierten Akteuren den Einstieg in die neuen Märkte zu erleichtern, stellt diese Studie die energie-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Strommärkte und erneuerbare Energien in 23 Entwicklungs- und Schwellenländern detailliert dar.

Lateinamerika	Afrika/Naher Osten	Asien
Argentinien	Ägypten	Bangladesch
Brasilien	Äthiopien	China
Chile	Jordanien	Indien
Costa Rica	Marokko	Indonesien
Dom. Republik	Namibia	Pakistan
Kolumbien	Südafrika	Philippinen
Mexiko	Tunesien	Vietnam
Nicaragua		
Karibik		

Die aktuelle Länderstudie sowie die vorherigen Auflagen sind auf der Homepage www.gtz.de/wind verfügbar. Zum ersten Mal ist die Studie auch auf CD-ROM erhältlich. Informationen hierzu sind auf der Homepage zu finden.

Für die Unterstützung bei der Zusammenstellung der Informationen sei einer Vielzahl von GTZ-Mitarbeiterinnen und -Mitarbeitern sowie weiteren Experten und Expertinnen gedankt.

Eschborn, September 2007

Rechtlicher Hinweis

1. Die in dieser Studie verwandten Daten basieren sowohl auf öffentlich zugänglichen Informationsquellen (Publikationen, Fachartikeln, Internetdarstellungen, Konferenzpapieren etc.) als auch auf nicht öffentlichen Papieren (z.B. internen Gutachten von Förderinstitutionen) sowie persönlichen Befragungen von Fachleuten (z.B. Beamten der Energieministerien der untersuchten Länder, Projektmitarbeitern von Förderinstitutionen). Obwohl alle Informationen, soweit möglich, überprüft wurden, können Fehler nicht ausgeschlossen werden. Weder die GTZ noch die Autoren übernehmen daher eine Garantie für die Richtigkeit der in dieser Studie enthaltenen Daten; jegliche Haftung für etwaige Schäden, die durch eine Verwendung der in dieser Studie enthaltenen Daten entstehen, ist ausgeschlossen.
2. Ausschließlicher Nutzungsberechtigter dieser Studie für alle Nutzungsarten ist die GTZ. Die vollständige und auszugsweise Vervielfältigung und Verbreitung (einschließlich der Übertragung auf Datenträger) zu nicht kommerziellen Zwecken ist gestattet, sofern die GTZ und das TERNA-Windenergieprogramm als Quelle genannt werden. Sonstige Nutzungen, einschließlich der vollständigen oder auszugsweisen Vervielfältigung oder Verbreitung zu kommerziellen Zwecken, bedürfen der vorherigen schriftlichen Zustimmung der GTZ.

Windenergieprogramm TERNA

In vielen Entwicklungs- und Schwellenländern existieren große Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Hindernisse für ihre Nutzung bilden u.a. mangelnde Kenntnisse der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie unzureichende Transparenz der Vorerfahrungen und Interessenlagen der nationalen Akteure.

Um Partner in Entwicklungs- und Schwellenländern bei der Planung und Entwicklung von Windkraftprojekten zu unterstützen, führt die GTZ das Windenergieprogramm TERNA (Technical Expertise for Renewable Energy Application) im Auftrag des Bundesministeriums für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) durch. Seit 1988 werden im Rahmen von TERNA zum einen die Grundlagen für fundierte Investitionsentscheidungen gelegt und zum anderen die Partner befähigt, Windenergiepotenziale zu bewerten, Windenergieprojekte zu planen und energiepolitische Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien zu verbessern.

Partner des Windenergieprogramms TERNA sind Institutionen in Entwicklungs- und Schwellenländern, die an einer kommerziellen Nutzung der Windkraft interessiert sind: z.B. Ministerien oder staatliche Institutionen, die das Mandat haben, BOT-BOO-Projekte zu entwickeln, staatliche oder private Energieversorger (EVU) und private Unternehmen (Independent Power Producers).

TERNA bietet seinen Partnern Know-how und Erfahrung: Um Windkraftprojekte zu initiieren, müssen günstige Standorte erkannt und deren Windenergiepotenzial ermittelt werden. Dazu werden Windmessungen i.d.R. über einen Zeitraum von mindestens zwölf Monaten durchgeführt und Windgutachten erstellt. Liegen Erfolg versprechende Windgeschwindigkeiten vor, folgen Projektstudien zur technischen Auslegung und zur Wirtschaftlichkeit. Auch in Finanzierungsfragen berät TERNA die Partner und schließt so die Lücke zwischen potenziellen Investoren und Finanzierungsangeboten nationaler und internationaler Geber.

Bei Bedarf können CDM-Baseline-Studien erstellt und potenzielle Betreiber beim Aufbau einer effizienten Betreiberstruktur beraten werden. Zur Erzielung eines möglichst hohen Know-how-Transfers wird eine Zusammenarbeit zwischen internationalen und lokalen Fachkräften z.B. bei der Erstellung der Studien angestrebt.

Im Erfolgsfall initiiert TERNA auf diese Weise investitionsreife Windparkprojekte. An der Finanzierung selbst beteiligt sich TERNA nicht. Neben diesen an konkrete Standorte gebundenen Aktivitäten berät TERNA die Partner bei der Schaffung von geeigneten Rahmenbedingungen für die Förderung erneuerbarer Energieträger.

Bis 2007 wurde TERNA in mehr als zehn Ländern weltweit aktiv.

Weitere Informationen zum TERNA-Windenergieprogramm der GTZ, dem Antragsverfahren etc. finden Sie unter:
www.gtz.de/wind

oder direkt bei:

Deutsche Gesellschaft für Technische
Zusammenarbeit (GTZ) GmbH
Postfach 5180
65726 Eschborn

Dr. Rolf Posorski
Tel. +49 (0)6196 79-4205
Fax +49 (0)6196 7980-4205
E-Mail: rolf.posorski@gtz.de

Angelika Wasielke
Tel. +49 (0)6196 79-1224
Fax +49 (0)6196 7980-1224
E-Mail: angelika.wasielke@gtz.de

Tim-Patrick Meyer
Tel. +49 (0)6196 79-1374
Fax +49 (0)6196 7980-1374
E-Mail: tim-patrick.meyer@gtz.de

Inhaltsverzeichnis

- III Neuauflage der TERNA Länderstudie
- IV Rechtlicher Hinweis
- IV Windenergieprogramm TERNA

Lateinamerika – Karibik

- 1 Argentinien
- 15 Brasilien
- 39 Chile
- 59 Costa Rica
- 71 Dom. Republik
- 87 Kolumbien
- 99 Mexiko
- 121 Nicaragua
- 135 Karibik

Afrika/Naher Osten

- 163 Ägypten
- 181 Äthiopien
- 195 Jordanien
- 211 Marokko
- 227 Namibia
- 239 Südafrika
- 255 Tunesien

Asien

- 267 Bangladesch
- 283 China
- 305 Indien
- 325 Indonesien
- 339 Pakistan
- 353 Philippinen
- 369 Vietnam

1 Argentinien

1.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Die Stromerzeugungskapazität lag Ende 2005 bei 25.674 MW. Davon wurden rund 15.598 MW in thermischen Kraftwerken (vor allem auf Erdgasbasis), 9.920 MW in Wasserkraftanlagen¹ und 1.018 MW in Kernkraftwerken bereitgestellt. Die erneuerbaren Energien verfügen, ohne Einbeziehung der großen Wasserkraft mit mehr als 15 MW, über eine Gesamtkapazität von rund 210 MW. Nahezu 10.000 MW an Stromerzeugungskapazität wurden alleine seit 1992, dem Beginn der Liberalisierung des Strommarktes, in Betrieb genommen. In den vergangenen Jahren wurde die zusätzliche Kapazität vermehrt über Gaskraftwerke und den Ausbau großer Wasserkraftwerke bereitgestellt.

Die tatsächlich bereitstehende Stromerzeugungskapazität liegt, als Folge von Wartungsmängeln, in der Größenordnung von rund 18.000 MW. Im Jahr 2006 betrug die Spitzenlast rund 17.400 MW, so dass das System nur sehr geringe Reserven aufweist. Diese Engpässe im Hauptnetz Sistema Argentino de Interconexión (SADI) werden über Importlieferverträge teilweise abgedeckt.

Stromerzeugung

Insgesamt betrug die Stromerzeugung im Jahr 2005 rund 96.650 GWh. Nach Primärenergieträgern gestaltete sie sich folgendermaßen:

	Thermisch		Wasserkraft		Kernkraft		Gesamt
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh
2001	38.929	46,9	36.949	44,5	7.059	8,5	82.987
2002	34.945	45,5	35.797	46,7	5.821	7,6	76.637
2003	42.306	50,6	33.737	40,3	7.566	9,1	83.688
2004	52.993	58,1	30.445	33,3	7.869	8,6	91.380
2005	54.845	57,4	34.192	35,4	6.873	7,1	96.650

Tab 1: Stromerzeugung nach Primärenergieträgern; 2001–2005; GWh²

2005 wurden rund 4.140 GWh Strom exportiert und 8.017 GWh importiert.

Stromübertragung

Technisch gesehen beruht die Stromversorgung auf zwei Verbundnetzen, dem Sistema Argentino de Interconexión (SADI), das im Norden und im argentinischen Kernland operiert und dem die Erzeugungsgesellschaften des Strommarktes Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) angehören, sowie ein Verbundnetz in Patagonien Sistema Interconectado Patagónico (SIP), dem die Erzeuger des Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP) angehören. Beide Netze werden von CAMMESA³ betreut. Ende 2005 wurden die beiden Verbundnetze durch eine 500-kV-Hochspannungsleitung zwischen Choele Choele in der Provinz Rio Negro und dem südlicher gelegenen Puerto Madryn in der Provinz Chubut verknüpft. Dennoch operieren die beiden Netze SADI und SIP weiterhin unabhängig voneinander. Das Übertragungsnetz besteht aus 500-, 220- und 132-kV-Leitungen.⁴ Die installierte Kapazität ist folgendermaßen auf die verschiedenen Netze verteilt:

1 Davon 974 MW in Pumpspeicherwerken.

2 Quelle: Secretaria de Energía, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005. Erzeugung bezogen auf Transport- und Verteilungsnetze.

3 Compañía Administradora del Mercado Mayorista Electrico Sociedad Anónima (CAMMESA), siehe unter "Regulierungsbehörden".

4 Detaillierte Karten über alle Netzgebiete, inklusive Inselnetze, lassen sich auf der Homepage von Cammesa abrufen: www.cammesa.com/inicio.nsf/marcomemnet. Stand: 22.11.2006.

	MEM	MEMSP	Verbundkraftwerke	Inselkraftwerke
	MW			
2001	22.884	801	734	969
2002	23.148	765	619	966
2003	23.272	763	655	988
2004	23.295	801	734	969
2005	23.245	800	660	970

Tab 2: Installierte Kapazität in den verschiedenen Elektrizitätsnetzen; 2001-2005; MW⁵

Die Integration der windreichen Regionen im Süden Patagoniens soll über die bereits in Bau befindlichen Netzverbindungen nach Comodoro Rivadavia in Chubut und Pico Truncado in Santa Cruz gewährleistet werden. Die wichtige Verbindung zwischen Puerto Madryn und Pico Truncado soll Ende 2007 fertig gestellt werden. Auch in den anderen Landesteilen werden die Netze in den kommenden zwei Jahren um rund 2.000 km ausgebaut.

Der Elektrifizierungsgrad lag in Argentinien 2006 bei 95 Prozent.

Stromverbrauch

Nachdem im Jahr 2002 die Stromnachfrage im Vergleich zum Vorjahr um rund 2 % abgenommen hatte, konnte zum dritten Mal in Folge nach der Wirtschaftskrise auch 2005 ein Anstieg der Stromnachfrage von mehr als 6 % verzeichnet werden. CAMMESA erwartet für die Jahre 2006 bis 2008, in Abhängigkeit von der wirtschaftlichen Entwicklung, einen Anstieg der Nachfrage zwischen 6 und 8 % pro Jahr.

	Haushalte		Gewerbe		Industrie		Andere		Gesamt
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	
2001	21,5	30,8	12,7	18,2	27,5	39,5	8,0	11,5	69,7
2002	20,6	30,6	12,3	18,2	26,8	39,8	7,6	11,4	67,3
2003	20,9	29,0	12,1	16,9	29,9	41,4	9,3	12,7	72,2
2004	21,7	28,5	14,1	18,5	31,8	41,6	8,5	11,4	76,3
2005	23,6	29,1	15,7	19,4	32,9	40,6	8,9	11,0	81,1

Tab 3: Stromverbrauch nach Abnehmern; 2001-2005; TWh, %⁶

Im letzten Bericht des Energiesekretariats über die zukünftige Entwicklung des Elektrizitätssektors "Prospectiva 2002" aus dem Jahr 2003 wurde für das Jahr 2012 ein Gesamtverbrauch von bis zu 128 TWh prognostiziert. Demzufolge müssten in dieser Dekade bis zu 1.800 MW neue Kapazität jährlich bereitgestellt werden.

In den vergangenen Jahren wurden Anstrengungen unternommen, ausgebliebene Investitionen in die Elektrizitätsnetze zu kompensieren. Daher legte die Regierung in den Jahren 2003 und 2004 zwei nationale Pläne zum Elektrizitätstransport auf. Da der Kraftwerksausbau in den vergangenen Jahren bei wachsender Nachfrage ausgeblieben ist, ist das Risiko von Elektrizitätsengpässen gewachsen. Die Kosten für den Netzausbau werden zum Teil durch einen Nationalen Elektrizitätsfonds gedeckt. Der Fonds wird durch eine Abgabe der Käufer auf dem Großhandelsmarkt gespeist. Zudem werden Kredite von der Interamerikanischen Entwicklungsbank BID gewährt.⁷

Plan Energía Plus

Da die Großabnehmer in Gewerbe und Industrie mehr als die Hälfte der Nachfrage generieren, versucht die Regierung dieser Tendenz durch den Plan Energía Plus entgegenzuwirken. Mit diesem Programm, das seit dem 8. November 2006 in Kraft ist⁸, wird angestrebt, den Stromverbrauch von Verbrauchern, die mehr als 300 kW nachfragen, nicht weiter ansteigen zu lassen.

⁵ Quelle: Secretaria de Energía, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005.

⁶ Quelle: Secretaria de Energía, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005.

⁷ Die BID hat für die Verbindungslinie NEA-NOA einen 580-Millionen-Pesos-Kredit bereitgestellt, der etwa 80 % der Investitionskosten abdeckt.

⁸ Siehe Resolución SE No 1281/2006.

Der finanzielle Anreiz wird dadurch gesetzt, dass der Mehrverbrauch zum Bezugsjahr 2005 mit deutlich höheren Kosten verbunden ist. Da die endgültigen Strafzahlungen für den Mehrverbrauch noch nicht festgelegt wurden, werden vorerst die Grenzkosten des am teuersten produzierenden Kraftwerks als Kalkulationsbasis genommen. Dadurch sollen die großen Verbraucher sowohl angehalten werden Energie einzusparen als auch zusätzlich nachgefragte Elektrizität selbst zu produzieren.

Strompreise

Aufgrund der großen Anzahl der Marktteilnehmer⁹ und günstiger Primärenergiebezugskosten der Stromerzeuger sind die Strompreise in den ersten sechs Jahren nach 1992 um durchschnittlich mehr als 50 % gefallen. Seit 1999 ist jedoch wieder ein Anstieg der Preise zu verzeichnen. Lag der mittlere Strommarktpreis im MEM 2002 noch bei 7,1 €/MWh (28,9 arg \$/MWh), waren es 2004 bereits 13,2 €/MWh (53,8 arg \$/MWh). Die Strompreise in den verschiedenen Verteilungsnetzen werden detailliert auf der Homepage des Regulierers ENRE angegeben.¹⁰ Die Preisdifferenzen sind in der Regel auf Übertragungsengpässe zurückzuführen.

Gründe für den Anstieg der Elektrizitätspreise in den vergangenen Jahren waren die geringere Verfügbarkeit der Wasserkraft und die teilweise Substitution des tendenziell billigeren Gases durch andere Brennstoffe, da die heimische Nachfrage die nationale Gasförderung überstieg. Als Reaktion auf die Wirtschaftskrise und die einhergehende Abwertung des argentinischen Pesos wurden die Spotmarktpreise ab 2002 durch eine Obergrenze reguliert. Trotz des Anstiegs der Strompreise konnten viele der Erzeuger aufgrund der preislichen Regulierung nur ihre Produktionskosten decken und so keine Gewinne erzielen.

1.2 Marktakteure

Der argentinische Elektrizitätsmarkt zeichnet sich durch eine hohe Zahl von Marktakteuren auf den einzelnen Ebenen Erzeugung, Transport und Verteilung aus.

Private Akteure

Ende 2005 waren in beiden Verbundnetzen insgesamt 41 stromerzeugende Gesellschaften, 14 Eigenerzeuger, 66 Verteilungsunternehmen, acht überregionale Transportgesellschaften und 2614 Großverbraucher registriert. Im Bereich der Erzeugung haben die Unternehmen Endesa Costanera, Central Puerto und Yacyreta den größten Marktanteil. Von den 66 Verteilungsunternehmen haben die beiden größten, EDENOR und EDESUR, im Jahr 2005 ca. 43 % der gesamten Elektrizität geliefert. Der Elektrizitätstransport über Hochspannungsleitungen wurde über einen 1990 unterzeichneten Konzessionsvertrag für 95 Jahre an das Unternehmen Transener SA vergeben. Die Niederspannungsnetze werden von sechs überregional operierenden Unternehmen geführt.

Neben den in die Verbundnetze SADI und SIP integrierten Stromerzeugern gibt es Versorgungsunternehmen auf lokaler Ebene, die zwar an das Verbundnetz angeschlossen sind, jedoch nicht an der zentralen Lastverteilung teilnehmen. Als weitere Gruppe gibt es unabhängige Erzeuger, die entweder in isolierte Inselnetze einspeisen oder für den Eigenverbrauch produzieren.

Aufgrund der großen Anzahl der Akteure auf den verschiedenen Ebenen ist der argentinische Elektrizitätsmarkt durch hohen Wettbewerbsdruck geprägt. Alle Stromerzeuger haben grundsätzlich freien und gleichberechtigten Zugang zum Netz. Der Handel mit Strom aus dem öffentlichen Netz erfolgt über bilaterale Verträge zwischen Erzeugern und Verteilern bzw. Großabnehmer sowie über saisonale Bezugsverträge und einen kurzfristigen Spotmarkt mit stündlich wechselnden Preisen unter Aufsicht von CAMMESA. Etwa 78 Prozent des Stromes im MEM wurden 2004 auf dem Spotmarkt gehandelt.

9 Siehe Kapitel "Marktakteure".

10 Siehe www.enre.gov.ar.

Staatliche Akteure

Heute befinden sich nur noch wenige Anlagen zur Elektrizitätserzeugung in staatlicher Hand. Dazu zählen die beiden Kernreaktoren Atucha I und Embalse und die zwei binationalen Großwasserkraftwerke Yacyreta und Salto Grande. Insgesamt stellt der staatliche Kraftwerkspark rund 14 Prozent der installierten Leistung des Landes.

Als Reaktion auf die Energiekrise der vergangenen Jahre wurde 2004 das staatliche Energieunternehmen ENARSA gegründet, um dem nahezu vollständig privatisierten Energiemarkt ein regulatives-, staatliches Element gegenüber zu stellen. Neben der Sicherung des staatlichen Einfluss auf die oligopolähnlichen Öl- und Gasmärkte soll das Unternehmen die Grundversorgung sichern. Die potenziellen Aktivitäten des Unternehmens betreffen primär den Ölmarkt und sekundär den Gas- und Elektrizitätsmarkt. Der Handlungsradius erstreckt sich dabei auf alle Bereiche der Wertschöpfungskette. Das Unternehmen ist momentan hauptsächlich mit der Erschließung von Ölfeldern vor der Küste Argentiniens befasst. Die Satzung legt fest, dass der Staat 53 Prozent und die Provinzen 12 Prozent an dem Unternehmen halten sollen. Die restlichen 35 Prozent wurden an der Börse privaten Interessenten angeboten.

Weitere Akteure

Regulierungsbehörden

Für die Regulierung vor allem der natürlichen Monopole Transport und Verteilung wurden eigenständige Behörden auf nationaler und provinzieller Ebene geschaffen (auf nationaler Ebene ENRE = Ente Nacional Regulador de la Electricidad, auf regionaler Ebene EPRE = Ente Provincial Regulador de la Electricidad). ENRE vermittelt bei Konflikten zwischen den Versorgungsunternehmen und sorgt für die Umsetzung von Bundesgesetzen und Bundesverordnungen und den Abschluss von Konzessionsverträgen. Darüber hinaus werden Standards für die Stromverteilung aufgestellt, Maximalpreise für Transport und Verteilung festgelegt und die Erzeugungsgesellschaften sowie CAMMESA beaufsichtigt.

Zur Steuerung des nicht durch bilaterale Verträge erfassten Stromhandels wurde CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Electrico Sociedad Anónima) als eine neue private Gesellschaft ohne Erwerbscharakter gegründet. An CAMMESA sind der Verband der Erzeuger (AGEERA), der Verband der Großverbraucher (AGUERRA),¹¹ der Verband der Verteilungsunternehmen (ADEERA), der Verband der Hochspannungsübertragungsnetze (ATERRA) und das Energiesekretariat zu je 20 Prozent beteiligt. Die wesentlichen Aufgaben von CAMMESA sind die Regelung von Angebot und Nachfrage (Lastverteilung) nach dem Prinzip der geringsten (kurzfristigen) Grenzkosten,¹² die Festlegung von Transport- und anderen Fixkosten sowie die Sicherstellung von ausreichenden Reservekapazitäten.

1.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Liberalisierung

Mit dem Gesetz 24.065 vom 16.1.1992 ("Elektrizitätsgesetz") sowie der zugehörigen Ausführungsbestimmung (Decreto 1398/92 v. 6.8.92) wurde der zuvor staatliche und zentralisierte Stromsektor Argentiniens in die getrennten Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung aufgesplittet und schrittweise privatisiert. Mit der Verordnung 1853 aus dem Jahr 1993 wurden zudem letzte Hindernisse für ausländische Investoren aus dem Weg geräumt. Mit wenigen Ausnahmen sind seitdem der vollständige Besitz argentinischer Firmen durch ausländische Eigner sowie die freie Ausfuhr von Gewinnen und Kapital möglich.

Entwicklung der Elektrizitätsmarktpolitik

Mit der Wirtschaftskrise in den Jahren 2001 und 2002 und der damit verbundenen Energiekrise in den Folgejahren hat das regulative Element in der argentinischen Energiepolitik an Stärke gewonnen.

¹¹ Großverbraucher sind solche mit einem Strombezug von mindestens 2.000 MWh/a.

¹² Das Prinzip der geringsten Grenzkosten wurde im Rahmen der Energiekrise mittelfristig durch das Prinzip der variablen Produktionskosten ersetzt. Quelle: CMA, 2006.

Die Abwertung des argentinischen Pesos hat zu einer unmittelbaren Verteuerung der Brennstoffe und höheren Betriebskosten geführt. Im Juli 2004 wurde aufgrund ausbleibender privater Investitionen in den argentinischen Kraftwerkspark und einer steigenden Elektrizitätsnachfrage ein Fonds eingerichtet, der eine Ausweitung des Elektrizitätsangebots ermöglichen soll. Der Fonds speist sich aus einem prozentualen Anteil an den Einnahmen der Unternehmen im Elektrizitätssektor.¹³ Neue thermische Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 1080 MW und 540 MW sollen in der zweiten Hälfte 2007 bzw. Anfang 2008 teilweise durch diese Gelder den Kraftwerkspark ergänzen. Die Unternehmen, die in den oben genannten Fonds eingezahlt haben, werden anteilig Eigner der neuen Kraftwerke.

Am 24. August 2006 hat die argentinische Regierung einen Plan für die erweiterte Nutzung der Kernenergie bekannt gegeben, der Investitionen in Höhe von 3,5 Mrd. Pesos vorsieht. Neben der Fertigstellung des Reaktors Atucha II soll ein vierter Reaktor gebaut und die Anreicherung von Uran wieder aufgenommen werden.

1.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Ziel der Regierung ist es, den Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch auf acht Prozent zu steigern. Das noch 2004 auf der Weltkonferenz für erneuerbare Energien proklamierte Zieljahr 2013 wird nicht eingehalten werden können. Daher setzt das im Dezember 2006 verabschiedete Gesetz zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am nationalen Strommix bis Ende 2016 auf acht Prozent zu erhöhen.

Förderung auf nationaler Ebene

Während sich das staatliche Engagement zu Beginn der 1990er Jahre auf vorbereitende Maßnahmen zur Erstellung von Windpotenzialstudien oder Forschungstätigkeiten beschränkte, wurde im November 1998 das

Gesetz 25.019 zur Regelung der Wind- und Sonnenenergie verabschiedet. Die Entscheidung für ein solches Gesetz war längere Zeit strittig, da allgemein die Auffassung überwog, alle Unterstützungen für den Energiesektor zu streichen. Erst mit erheblicher Verzögerung wurden im Dezember 1999 Ausführungsbestimmungen zu dem Gesetz auf den Weg gebracht.¹⁴

Das Gesetz betont das nationale Interesse an einer Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie und führt erstmalig auf nationaler Ebene eine Förderung von 0,25 €-ct/kWh (0,01 arg\$/kWh) für Windenergie ein, die 15 Jahre lang zusätzlich zu den durch den Verkauf erzielten Einnahmen gezahlt wird. Das Gesetz sieht zudem steuerliche Vergünstigungen durch die zeitliche Streckung der Mehrwertsteuer vor.

Auf politischer Ebene hat sich die Erkenntnis durchgesetzt, dass aufgrund der unzulänglichen Anreizwirkung das nationale Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien erweitert werden muss. Nach fehlgeschlagenen Gesetzesinitiativen einiger Senatoren in den vergangenen Jahren wurde am 6. Dezember 2006 das Gesetz zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen im Kongress verabschiedet. Das Gesetz sieht eine breite Förderung erneuerbarer Energien im Rahmen eines Prämienmodells vor. Die Zahlungen sollen über einen treuhänderisch verwalteten Fonds für erneuerbare Energien gewährleistet werden. Zu den berücksichtigten Energiequellen zählen neben Photovoltaik mit bis zu 22 €-ct/kWh (0,9 arg\$/kWh) und Windenergie mit 0,37 €-ct/kWh (0,015 arg\$/kWh) auch Geothermie, Meeresenergie, Biomasse, Biogase sowie kleine Wasserkraft mit bis zu 30 MW Leistung mit ebenfalls jeweils 0,37 €-ct/kWh (0,015 arg\$/kWh).¹⁵ Der Vergütungszeitraum beträgt 15 Jahre. Das Gesetz unterstreicht den politischen Willen, über die Förderung erneuerbarer Energien Arbeitsplätze zu schaffen und die nationale und regionale Wertschöpfung durch die Verwendung heimischer Produkte zu erhöhen.

13 Im Zeitraum 2004 bis 2006 müssen 65 Prozent der Unternehmensgewinne an den Fonds abgeführt werden.

14 Siehe Decreto P.E.N. N° 1.597/99.

15 Aufgrund der immer noch relativ niedrigen Vergütungssätze besteht jedoch die Befürchtung, dass auch dieses Gesetz nicht zu einem schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien führen könnte.

Förderung auf Provinzebene

Eine zusätzliche Förderung auf Provinzebene für Windenergiestrom durch Zahlung von 0,12 bzw. 0,25 €-ct (0,005 bzw. 0,01 arg\$) pro erzeugte Kilowattstunde besteht bislang in der Südprowinz Chubut¹⁶ (Patagonien) sowie in der Provinz Buenos Aires.¹⁷ Die Prämienzahlung ist in Chubut davon abhängig, wie viel Prozent der Anlagenteile aus lokaler Produktion stammen. Der prozentuale Mindestsatz lag ab Januar 2001 bei 30 Prozent und wurde im Januar 2003 auf 60 Prozent bzw. auf 80 Prozent in 2005 angehoben. Ab Januar 2007 muss die gesamte Fertigung aus lokaler Produktion kommen.

In der Provinz Santa Cruz wurde im August 2005 das bislang umfassendste Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien erlassen. Thermische und elektrische Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen werden danach gleichermaßen gefördert. Das Gesetz zeichnet sich durch eine breite Förderung unterschiedlicher erneuerbarer Energie Technologien aus. Dazu zählen die Wind-, Sonnen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft bis zu einer Anlagengröße von 15 MW, Biomasse und andere förderwürdige Technologien, die als nicht verschmutzend eingestuft werden können. Die Vergütung richtet sich auch in diesem Fall prozentual nach dem lokal produzierten Anteil der Anlagen und variiert zwischen 0,25 und 0,75 €-ct/kWh (0,01 und 0,03 arg\$/kWh).¹⁸ Zudem werden verschiedene Steuererleichterungen gewährt. Die Fördergelder stammen aus einem regionalen Energiefonds.¹⁹

Weitere Sonderregelungen für Strom aus erneuerbaren Energiequellen bestehen nicht. Allerdings stellen teilweise Gemeinden, die über Stromversorgungs-kooperativen verfügen, Grundstücke und Infrastruktur zu sehr günstigen Bedingungen für Windenergieprojekte bereit. Baurechtliche Anforderungen werden wesentlich weniger strikt gehandhabt als in Deutschland.

Clean Development Mechanism

Das Kyoto-Protokoll wurde am 28.09.2001 von Argentinien ratifiziert. Als Designated National Authority (DNA) für den Clean Development Mechanism (CDM) ist das dem Sekretariat für Umwelt und Nachhaltige Entwicklung untergeordnete Büro OAMD (Oficina Argentina del Mecanismo para un Desarrollo Limpio) tätig. Mit dem Dekret 1070 wurde im September 2005 ein Nationaler Fonds (FAC) eingerichtet, der die Umsetzung von CDM-Projekten erleichtern soll.

Bisher wurden sechs Projekte vom UNFCCC registriert. Ein erstes Projekt zur Extraktion von Deponiegas in Villa Dominico, Buenos Aires, wurde im September 2005 angenommen und zielt darauf ab, das vorhandene Biogas für die lokale Elektrizitätsproduktion zu verwenden. Eine Einspeisung in das Elektrizitätsnetz ist nicht vorgesehen. Weitere vier Projekte zur Gewinnung von Deponiegas wurden im Laufe des Jahres 2006 registriert.²⁰ Als bislang einziges Windkraftprojekt wurde im Dezember 2005 eine 10-MW-Anlage in Comodoro Rivadavia in der Provinz Chubut genehmigt. Der erzeugte Strom soll über die Kooperative SCPLCR in das patagonische Netz eingespeist werden. Drei weitere Projekte wurden angemeldet. Die vermiedenen CO₂-Äquivalente der registrierten Projekte liegen bei etwa 1,8 Millionen Tonnen pro Jahr.

16 Siehe Ley No 4389/1998 und Decreto No 235/1998.

17 Siehe Ley No 12603/2001.

18 Sollte die gesamte Anlage außerhalb der Provinz Santa Cruz produziert werden, werden nur 50 % der festgelegten Vergütung gewährt. Werden alle Anlagenteile in der Region produziert, können 100 % der Vergütung in Anspruch genommen werden. Im Zwischenbereich erfolgt eine prozentuale Abstufung.

19 Siehe Legislación Provincial No 2796/2005 (Santa Cruz), Art. 7.

20 Das von der Weltbank geleitete Projekt zur Deponiegasgewinnung in Olavarría, das von argentinischen Unternehmen Aria.Biz geleitete Vorhaben Norte III und das britisch-kanadische Projekt in González Catán und Ensenada beruhen auf der Gewinnung von Deponiegas aus Abfällen. Alle drei Projekte werden in der Provinz Buenos Aires realisiert.

1.5 Status der erneuerbaren Energieträger

In Argentinien werden von den Erzeugern erneuerbarer Energie insbesondere große Wasserkraftwerke zur Stromgewinnung genutzt. Daneben wächst auch die Bedeutung der Kleinwasserkraft – wenn auch in wesentlich geringerem Umfang. Nach dem eher schleppenden Ausbau der Windkraft der vergangenen Jahre, soll insbesondere diese Branche nach aktuellen Regierungsplänen an Aufwind gewinnen. Argentinien bietet sowohl zur Nutzung von Wasser- und Windkraft als auch von Solarenergie, Biomasse und Geothermie eine Reihe unausgeschöpfter Potenziale zur Strom- und Wärmeerzeugung.

Wasserkraft

Die Wasserkraftnutzung erfolgt hauptsächlich im Rahmen großer Staudammprojekte. Je nach Niederschlagsmenge können so etwa 35 bis 45 % der Elektrizitätsnachfrage gedeckt werden. Die kleine Wasserkraft (bis 15 MW) verfügte 2005 über eine installierte Leistung von rund 180 MW. Mit ungefähr 60 Anlagen wurden 675 GWh Elektrizität produziert. Darunter waren etwa 20 Mikro- und Miniwasserkraftanlagen.²¹ Fünf Minianlagen wurden versuchsweise in der nördlichen Provinz Jujuy im Rahmen des staatlichen Elektrifizierungsprogramms PERMER installiert. 2 % der gesamten Wasserkraftleistung werden zurzeit über Kleinwasserkraftwerke von bis zu 15 MW bereitgestellt. Die vom Energiesekretariat identifizierten 120 Standorte für weitere Kleinwasserkraftanlagen lassen auf eine zusätzliche Kapazität von rund 276 MW schließen.²² Eine bisher noch nicht veröffentlichte Studie geht sogar von einem Potenzial von rund 400 MW aus. Die Erschließung der Standorte soll in Zukunft auch über CDM-Projekte erfolgen.

Windenergie

Argentinien besitzt ein sehr großes Windenergiepotenzial. Die besonders geeigneten Standorte liegen allerdings vorwiegend im südlichen Landesbereich (Patagonien), der nur dünn besiedelt und weit von den Ballungsräumen und industriellen Zentren entfernt ist. Der Netzausbau zwischen den beiden Verbundnetzen SEDI und SIP sowie die Weiterführung der 500-kV-Leitung in die südlicher gelegenen Teile Patagoniens verbessert die Rahmenbedingungen für den Ausbau der Windenergie. Die Netze werden primär für den Ausbau der Wasserkraft in Patagonien konstruiert. Die geplante Netzkapazität erscheint zurzeit zu klein, um das gesamte Windenergiepotenzial Patagoniens ebenfalls ausschöpfen zu können.

Im Jahr 2005 wurden nach Angaben des Energiesekretariats 75.381 MWh aus Windenergieanlagen produziert. Die installierte Kapazität lag Ende 2006 bei rund 28 MW. Die Anlagen befinden sich ausschließlich in der Hand lokaler Körperschaften und Kooperativen.

Während Argentinien bereits in den 1990er Jahren Vorreiter auf dem südamerikanischen Kontinent in der Windenergienutzung war, konnte die installierte Leistung in den vergangenen Jahren nur unwesentlich erhöht werden. Im Jahr 2002 lag die installierte Leistung bei rund 26 MW. 2003 wurden unter anderem aufgrund der wirtschaftlichen Krise des Landes keine weiteren Windkraftanlagen errichtet. Im folgenden Jahr wurde der Standort General Acha um eine weitere 900-kW-Anlage erweitert. Im Jahr 2005 waren es dann zwei weitere 600-kW-Anlagen des deutschen Herstellers ENERCON, die in Pico Truncado, Santa Cruz, errichtet wurden. Seit Februar 2005 wird in der Ortschaft Pico Truncado zudem in einem Pilotprojekt eine Anlage zur Wasserstoffproduktion teilweise mit Windstrom betrieben. 2006 wurden keine weiteren Turbinen in Betrieb genommen. Die Genehmigungsverfahren für Windparks sind bislang nicht standardisiert, so dass die jeweiligen regionalen Vorschriften beachtet werden müssen.

21 Das Energiesekretariat hat zur besseren Differenzierung eine Einteilung in Mikro-Wasserkraft (5-50 kW), Mini-Wasserkraft (50-500 kW) und Klein-Wasserkraft (500-15.000 kW) vorgenommen.

22 Das Energiesekretariat hat auf seiner Homepage eine Auflistung der bereits realisierten und geplanten Projekte der kleinen Wasserkraft zur Verfügung gestellt. Siehe <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=949> Stand: 28.11.2006.

Standort	Provinz	Betreiber	Anzahl WKA	Installierte Kapazität (MW)	Ø Windg. (m/s)	Datum d. Inbetriebnahme
Rio Mayo	Chubut	DGSP Pcia. Chubut	4	0,12	-	2/90, z. Zt. nicht in Betrieb
C. Rivadavia	Chubut	PECORSA SCPL	2	0,50	9,4	3/94
Cutral Co	Neuquén	COPELCO	1	0,40	7,2	10/94
Pehuen Co	B.A.	Coop. Punta. Alta	1	0,40	7,3	2/95
Pico Truncado	Santa Cruz	E. Pcial. S. Pub.	10	1,00	-	Abgebaut
Rada Tilly	Chubut	COAGUA (Coop. de Servicios R.T.)	1	0,40	10,2	3/96
Tandil	B.A.	CRETAL	2	0,80	7,2	5/96
C. Rivadavia	Chubut	SCPL de C. Riv.	8	6,00	9,4	9/97
Darregueira	B.A.	Coop. Darregueira	1	0,75	7,3	9/97
M. Buratovich	B.A.	Coop. M. Buratovich	2	1,20	7,4	10/97
Punta Alta	B.A.	Coop. Punta Alta	3	1,80	7,8	2/95 und 12/98
Claromeco	B.A.	Coop. Claromeco	1	0,75	7,3	12/98
Pico Truncado	Santa Cruz	Municipalidad de P.T.	2	1,20	10,3	2/2001
C. Rivadavia	Chubut	SCPL de C.Riv.	16	10,56	9,4	10/2001
General Acha	La Pampa	COSEGA	2	1,80	7,2	12/2002 und 2/2004
Pico Truncado	Santa Cruz	Municipalidad de P.T.	2	1,20	10,3	5/2005
Summe				27,76		

Tab 4: Windkraftanlagen in Argentinien;
MW, m/s; November 2006²³

Die installierten Windkraftanlagen stammen bislang ausschließlich aus der Produktion europäischer Unternehmen. Das (frühere) dänische Unternehmen NEG Micon²⁴ verfügt über einen Marktanteil von 44 %, gefolgt vom spanischen Anlagenhersteller Gamesa (40 %), dem dänischen Unternehmen AN Bonus (jetzt Siemens, 11 %) und dem deutschen Hersteller Enercon (5 %).

Zwei argentinische Unternehmen haben jedoch in der jüngsten Vergangenheit erste Prototypen erprobt. Das staatliche Unternehmen INVAP entwickelt in Eigenregie Anlagen mit geringer Leistung (500, 1.000 und 1.500 Watt) und in Kooperation mit dem spanischen Unternehmen Ecotécnia Turbinen mit einer elektrischen Leistung zwischen 225 und 750 kW. Das Unternehmen Industrias Metalúrgicas Pescarmona S.A. initiierte bereits im Jahr 2000 das Forschungsprojekt IMPSA Wind, das die Konstruktion einer großen Windkraftanlage mit einer Leistung von 1 MW zum Ziel hat. Das Unternehmen NRG Patagonia entwickelt ebenfalls große Windkraftanlagen, deren spezifische Konstruktion insbesondere auf die stetigen Winde mit hohen Geschwindigkeiten in Patagonien ausgerichtet ist. Die Modellanlage NRG 1500 soll eine Leistung von 1,5 MW haben.

²³ Quelle: Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEE), Greenpeace Argentina, 2005.

²⁴ Inzwischen vom dänischen Konkurrenten Vestas übernommen.

Geplante Windkraftprojekte

Die Nachfrage nach heimischen Anlagen soll zum Teil durch den im Februar 2005 initiierten Nationalen Strategischen Plan für Windenergie stimuliert werden, der vorsieht, in den kommenden drei Jahren rund 300 MW zu installieren. Das Übereinkommen wurde zwischen dem Ministerium für Nationale Planung, dem Regionalen Zentrum für Windenergie der Provinz Chubut (CREE) und dem staatlichen Energieunternehmen ENARSA geschlossen. 80 Prozent der Windkraftanlagen sollen in Argentinien gebaut werden. Das Engagement privater Investoren lässt jedoch bislang auf sich warten.

Dennoch wurden auf Ebene der Provinzen die Planungen forciert. Im Juli 2005 wurde daher ein Übereinkommen mit der Provinz Chubut zur Entwicklung des Projekts "Vientos de la Patagonia I" getroffen. Der erste Windpark soll in der Nähe der Stadt Comodoro Rivadavia errichtet werden und eine Leistung von 50 bis 60 MW haben. Er sollte bereits Mitte 2006 ans Netz gehen. Ein ähnliches Übereinkommen, das Projekt "Vientos de la Patagonia II", ist in Kooperation mit der Regierung von Santa Cruz angedacht. Standort eines 60 MW großen Windparks soll in diesem Fall Pico Truncado sein. Weitere Projekte in den Provinzen Buenos Aires (100 MW), Neuquén, Rio Negro, La Rioja, Cordoba und San Juan sollen folgen. Es bleibt fraglich, ob diese Vorhaben mit der nur marginal besseren Vergütung durch das nationale Gesetz vom Dezember 2006 realisiert werden können.

Im November 2005 wurde zudem bekannt gegeben, dass die nationale Regierung und die Provinz La Rioja gemeinsam einen Windpark im nördlichen Teil der Provinz errichten wollen. Die Anlagen sollen aus heimischer Produktion stammen und vom Unternehmen Impsa geliefert werden. Die 70 geplanten Windkraftanlagen mit einer elektrischen Leistung von rund 60 MW erfordern Investitionen in Höhe von 60 Mio. Pesos. Die Provinzregierung unterzeichnete ein Abkommen, indem sie sich zur Bereitstellung eines Teils der Infrastruktur verpflichtete, inklusive der Verbindung zum Übertragungsnetz. Auch hier wurde mit der Umsetzung des Projekts noch nicht begonnen.

Das Unternehmen EMGASUD hat im November 2006 einen Plan vorgelegt, der neben einem thermischen Kraftwerk mit mehr als 400 MW Leistung die Installation eines 100 MW-Windparks in der Provinz Chubut vorsieht. Baubeginn für beide Projekte soll Februar 2007 sein. Die Gesamtkosten belaufen sich auf 1.240 Mio. Pesos. Der Windpark soll im August 2008 in Betrieb genommen werden und aus 2 MW-Anlagen bestehen.

Abzuwarten bleibt jedoch, ob die geplanten Projekte auch umgesetzt werden, denn bereits in den vergangenen Jahren wurden immer wieder große Windkraftprojekte angekündigt, letztendlich jedoch nicht realisiert. Neue Impulse für die Windenergie verspricht man sich von der Weltkonferenz für Windenergie, die im Oktober 2007 in Argentinien stattfindet.

Windatlanten

Windatlanten sind bereits für zwei windreiche Provinzen im Süden des Landes (Chubut und La Pampa) verfügbar.²⁵ Ein wesentlicher Bestandteil des Nationalen Plans der Windenergie ist die Erstellung eines umfassenden Windatlas für das gesamte Land. Zur besseren Planung von Windkraftprojekten wurde das Regionale Zentrum der Windenergie der Region Chubut (CREE)²⁶ im März 2005 beauftragt, den Atlas zu erstellen. Die interaktive nationale Windkarte wurde am 3. August 2006 vom argentinischen Präsidenten vorgestellt und ermöglicht nach Angaben des zuständigen Ministeriums ein zielgenaues Auffinden der windreichsten Standorte. In einer zweiten Phase des Projekts soll das Instrument weiter verfeinert werden. Die interaktive Karte steht Interessenten derzeit noch nicht zur Verfügung, soll jedoch voraussichtlich noch in 2007 veröffentlicht werden.

25 Die Windatlanten für Chubut und La Pampa wurde vom Centro Regional de Energía Eólica erstellt und können jetzt auch von der Homepage des CREE heruntergeladen werden (<http://www.eolica.com.ar/descargas.html>).

26 Auf der Homepage des CREE (www.eolica.com.ar) sind die Windatlanten der Regionen Chubut und La Pampa zugänglich. Stand: 27.11.2006.

Biomasse

Vor allem in den zentralen ländlichen Regionen besteht ein erhebliches Potenzial zur Biomassenutzung für lokale Stromerzeugung, z.B. von organischen Reststoffen aus der Zucker- und Alkoholindustrie. Das Programm Plan Energía Plus setzt Anreize, die Elektrizitätsnachfrage in der Landwirtschaft vermehrt durch Eigenproduktion zu decken und gegebenenfalls Überschüsse ins Stromnetz einzuspeisen. Der Anreiz wird dadurch gesetzt, dass der Mehrverbrauch zum Bezugsjahr 2005 mit deutlich höheren Kosten verbunden ist. Studien zur weitergehenden Nutzung werden zurzeit vom Energiesekretariat erstellt.

Solarenergie

Das Unternehmen Solartec S.A. produziert seit 1986 Photovoltaikmodule in der Stadt La Rioja. Die Komponenten werden vom japanischen Unternehmen Kyocera geliefert. Die Produktion des Werks beläuft sich auf ein Megawatt pro Jahr. Das Unternehmen hat nach eigenen Angaben einen Marktanteil von rund 80 Prozent.²⁷ Solaranlagen kommen in Argentinien vor allem im Rahmen des Nationalen Projekts zur Elektrifizierung Ländlicher Räume (PERMER) zum Einsatz. Die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen in Argentinien wird auf 6,5 MW_p geschätzt. Das Energiesekretariat geht sogar von 9 MW Leistung aus. Im Rahmen des Programms PERMER wurden circa 1,3 MW_p installiert. Die Schätzungen beruhen auf Angaben zu Importen und Zahlen der Installationsunternehmen.

Das Nationale Solarmetrische Netzwerk, das bereits seit 1979 besteht und einen Zusammenschluss aller solaren Messstationen darstellt, hat 1987 die Sonneneinstrahlung an 118 verschiedenen Standorten gemessen und 10 Jahre später eine Karte mit der durchschnittlichen Sonneneinstrahlung in ganz Argentinien erstellt.²⁸

Geothermie

Das geothermische Potenzial wird in Argentinien als hoch eingeschätzt. Bereits in den 1970er Jahren wurde eine Nationale Kommission Geothermischer Studien eingesetzt, um das Potenzial zu evaluieren. Bis heute wurden 42 potenzielle Nutzungszonen ausgemacht und klassifiziert, nahezu alle in der westlichen Andenregion.²⁹ Das erste Pilotprojekt zur Elektrizitätserzeugung wurde 1988 in Betrieb genommen. Die Anlage Copahue, in der Provinz Neuquén, hat eine Leistung von 670 kW und ist an das Netz der lokalen Verbundkraftwerke angeschlossen. Seit 1998 ist die Anlage aus Wartungsgründen nicht in Betrieb. Als größte Hindernisse der geothermischen Elektrizitätserzeugung werden die hohen Erschließungskosten und die Ablegenheit der geeigneten Gebiete vom Endverbraucher angesehen.

1.6 Ländliche Elektrifizierung

Während in Argentinien insgesamt 5% der Bevölkerung keinen Zugang zur Elektrizität haben, liegt der Anteil in den ländlichen Gebieten bei rund 30%. Daher haben die nationale Regierung sowie die Provinzregierungen Förderprogramme zur Elektrifizierung aufgelegt, die aus einem speziellen Fonds gespeist werden. Da aufgrund der ungünstigen Transportbedingungen oft kein Anschluss an das öffentliche Stromnetz möglich ist, besteht für abgelegene Regionen verstärktes Interesse an dezentralen Lösungen unter Einschluss erneuerbarer Energiequellen. Das für den Bedarf erforderliche Leistungsniveau ist in der Regel gering, so dass vornehmlich kleine Stromerzeugungsanlagen gefragt sind.

Elektrifizierungsprogramme

PAEPRA

1995 wurde von der argentinischen Regierung (Secretaría de Energía) das nationale Programm zur ländlichen Elektrifizierung PAEPRA (Programa de Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural de Argentina) ins Leben gerufen.

²⁷ Quelle: J. E. Salgado, Solartec S.A.

²⁸ Siehe Grossi Gallegos 1998. Die Karten können im Internet unter folgender Adresse eingesehen werden:

www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/arep_a3_Abr06.pdf Stand: 20.11.2006. Der wissenschaftliche Diskurs rankt sich momentan um bessere Methoden zur Anfertigung von Sonneneinstrahlungskarten in Argentinien, vgl. Righini et al., 2005.

²⁹ Quelle: http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/arep_a4_feb06.pdf Stand: 20.11.2006. Der Artikel enthält eine Karte der bisher evaluierten Regionen.

Das Programm beinhaltet die Vergabe von Subventionen an private Konzessionäre, die aufgrund von Ausschreibungen eine Versorgung von ländlichen Regionen bei geringsten staatlichen Zuschüssen garantieren, selbst wenn dazu netzunabhängige Optionen herangezogen werden müssen. Konzessionsverträge werden über eine Laufzeit von 15 Jahren abgeschlossen, können jedoch im Rahmen einer Neuausschreibung zweimal verlängert werden. Die Stromtarife werden alle zwei Jahre so festgelegt, dass den Versorgern eine ausreichende Rendite verbleibt.

Die ersten beiden Provinzen, in denen der ländliche Strommarkt nach diesem Modell konzessioniert wurde, waren Jujuy (Firma EJSSEDA) und Salta (Firma ESEDSA, Tochterfirma des spanischen EVU Unión Fenosa) im Nordwesten des Landes. Die Elektrifizierung erfolgt vornehmlich auf der Basis von Inselnetzen oder individuellen Versorgungslösungen mit fossilen Energieträgern (Dieselgeneratoren) und erneuerbaren Energiequellen. Im März 1998 wurden von EJSSEDA etwa die Hälfte der Kunden mit Dieselgeneratoren, die anderen zu etwa gleichen Teilen mit Kleinstwasserkraft und PV-Systemen versorgt. Ende 1999 hatten bereits mehr als 40 Prozent der mittlerweile über 3.000 Kunden eine individuelle oder gemeinschaftliche Solarstromanlage.

PERMER

In Erweiterung von PAEPRA wurde 1999 als neue Komponente ein spezifisches Programm zur Nutzung erneuerbarer Energien bei der ländlichen Elektrifizierung eingeführt (Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales – PERMER). Ziele des Projekts sind die Ausweitung des privaten Marktes für alternative Energieversorgungssysteme und eine nachhaltige Energieversorgung in den ländlichen Regionen. PERMER soll sich auf verstreut liegende Siedlungen, Wohnhäuser und Einrichtungen konzentrieren.³⁰

Das sechsjährige Vorhaben, das bis Mitte 2007 läuft, umfasst geschätzte Kosten von 120,5 Mio. US\$, zu denen die Weltbank (30 Mio. US\$ Kredit), GEF (10 Mio. US\$ Zuschuss), der argentinische Stromentwicklungsfonds FEDEI (Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior, 26,5 Mio. US\$), die Konzessionäre (44 Mio. US\$) und die Nutzer selbst (10 Mio. US\$) beitragen sollen. Die Konsumenten übernehmen die Installationskosten und zahlen eine pauschale monatliche Abgabe, die über die Konzessionszeit von 15 Jahren etwa 40 Prozent der Anfangskosten sowie Aufwendungen für Wartung und Batterien abdeckt. Zusätzliche Subventionen, die für ärmste Bevölkerungskreise zur Verringerung der monatlichen Belastungen gezahlt werden, nehmen im Verlaufe der Konzessionszeit ab.

Zu Beginn des Projekts war geplant, insgesamt 1,8 Millionen Menschen in 314.000 Haushalten und 6.000 Institutionen und Einrichtungen, wie Schulen, medizinische Einrichtungen und Polizeistationen, mit Strom zu versorgen. Bis September 2006 wurden jedoch nur 2.235 Haushalte und 556 öffentliche Institutionen, darunter vor allem Schulen, durch Erweiterung des öffentlichen Netzes oder mittels Inselösungen mit Elektrizität versorgt.³¹ In den Provinzen Catamarca, Río Negro, Jujuy, Santiago del Estero, Salta und Tucumán werden zurzeit 3.440 Photovoltaikanlagen auf privaten Gebäuden und 690 auf öffentlichen Einrichtungen installiert.³²

Währungskurs (09.03.2007):

1 Argentinischer Peso (ARS) = 0,25 Euro (EUR)

1 US-Dollar = 0,76 EUR

30 Nahezu alle 23 Provinzen Argentiniens sind über Abkommen am Projekt beteiligt. Eine Auflistung ist unter energia.mecon.gov.ar/permer/conveniotabla.html einzusehen. Stand: 20.11.2006.

31 Für den derzeitigen Stand des Projektes PERMER vgl. energia.mecon.gov.ar/permer/Estado.html Stand: 01.12.06.

32 Die Fortschritte des Projekts in den einzelnen Provinzen lassen sich unter energia.mecon.gov.ar/permer/avance.html nachverfolgen. Stand: 20.11.2006.

1.7 Literatur

- **CAMMESA:**
Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina – 2004, Abril 2005
- **Capital Markets Argentina (CMA):**
Argentine Electricity Industry, July 2006
- Dekret 1398/92 vom 6. August 1992 zur Umsetzung des Gesetzes 24.065 vom 16.1.92 zur Neuregelung des Elektrizitätssektors
- **Dirección Nacional de Promoción:**
El Potencial de los pequeños aprovechimientos hidroeléctricos en la República Argentina, Conferencia Latinoamericana de Electrificación Rural del 2 al 6 de mayo de 2005, Cuenca (Ecuador), 2006
- **ENARSA:**
Plan estratégico nacional de energía eólica, o.J.
http://www.minplan.gov.ar/minplan/documentos/vientos_patagonia.pdf
- **Gonzales, J.:**
Lo que el viento trae. <http://www.inti.gov.ar/sabercomo/sc32/inti9.php>
Stand: 28.11.2006
- **Grossi Gallegos:**
Distribución de la radiación solar global en la República Argentina. II. Cartas de radiación. Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 5, 1998, pp. 33-42
- **Korneffel, P.:** Don't Cry for Me Argentina, in: Neue Energie, 03/2005
- **Moragues, J. A.:**
Energías Renovables no Convencionales en Argentina, Präsentation auf der internationalen Konferenz von ISES-ASADES, 26.10.2006, Buenos Aires
- **CEPAL/Naciones Unidas:**
Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe: Dos años después de la conferencia en Bonn, Septiembre de 2006, Santiago de Chile
- **Nationales Gesetz 25.019 zur Regelung der Wind- und Sonnenenergie (Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar) vom 23.9.1998**
- **Proyecto de Energías renovables en Mercados rurales (PERMER) – Projektbeschreibung, o.J. (siehe <http://energia.mecon.gov.ar/permer/PERMER.html>)**
- **Righini, R. H., Grossi Gallegos & C. Raichijk:**
Approach to drawing new global solar irradiation contour maps for Argentina. Renewable Energy, vol. 30, 2005, pp. 1241-1255
- **Secretaria de Energía:**
Informes del sector eléctrico para los años 2000 hasta 2004, Noviembre 2001-2005
- **Secretaria de Energía (2004a):**
Energías Renovables 2004 – Energía Geotérmica.
- **Secretaria de Energía (2003a):**
Prospectiva 2002, Mayo 2003

1.8 Kontakte

CAMMESA

Avda. Madero 942 – Piso 1°
Buenos Aires (C1106ACW)
Tel. +54 (11) 43 19 37 00
www.cammesa.com.ar

Stromregulierungsbehörde

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)

Avenida Madero 1020
Buenos Aires (C1106ACX)
Tel. +54 (11) 4510-4600
www.enre.gov.ar

Verband der Stromverteilungsunternehmen

Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA)

Tacuarí 163 – 8° Piso
Buenos Aires (1071)
Tel. +54 (11) 334-04 01/334-25 05
Fax +54 (11) 343-92 05
E-Mail: adeera@ciudad.com.ar
www.adeera.com.ar

Verband der Stromerzeuger

Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA)

Av. Callao 1604 Piso 4°
Buenos Aires (C1024AAP)
Tel. +54 (11) 48 07-33 10
Fax +54 (11) 48 07-33 10
www.ageera.com.ar

Verband für Erneuerbare Energien und Umwelt Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente (ASADES)

CC 478 No.162
La Plata (1900), Prov. Buenos Aires
Tel. +54 (21) 21 47 05
Fax +54 (21) 582 05 32
E-Mail: consultas@asades.org.ar
www.asades.org.ar

Secretaría de Energía/Ministerio de Economía

Sr. Secretario de Energía de la Nación

(Staatssekretär für Energie):

Ing. Daniel Cameron
Paseo Colón 171 Piso 5° of. 504
Buenos Aires (1063)
Tel. +54 (11) 43 49-80 18
Fax +54 (11) 43 49-72 09
energia.mecon.gov.ar

Proyecto de Energías Renovables en el Mercado Rural (PERMER)

Responsable Nacional: Ing. Alejandro Gallino
Subsecretario de Energía
Ministerio de Infraestructura y Vivienda
Paseo Colón 171, Piso 7
Buenos Aires
Tel. +54 (11) 43 49-80 12/14
Fax +54 (11) 43 49-83 30
E-Mail: permer@miv.gov.ar

Coordinador General del Proyecto:

Ing. Alejandro Bottini
Paseo Colón 171, Piso 3, of. 301
Buenos Aires
Tel. +54 (11) 43 49-83 61/80 08
Fax +54 (11) 43 49 84 17
E-Mail: abottini@mecon.gov.ar

Gerente de Proyecto por el Banco Mundial:

Philippe Durand
LCSFP - Room # 15-155
Tel. +1 (202) 473-3244
Fax +1 (202) 676-1821
E-Mail: philippe.durand@worldbank.org

Bundesrat für Elektrische Energie

Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE)

Präsident: Ing. Alejandro Sruoga
E-Mail: cfee@cfee.gov.ar
www.cfee.gov.ar/

Argentinischer Windenergieverband
Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEE)
Präsident: Prof. Erico Spinadel
Jose Maria Paz 1131
RA1602 Florida
Buenos Aires
Tel./Fax +54 (11) 47 95-32 46
E-Mail: gencoel@cvtci.com.ar

Argentinische Kammer für Windenergieerzeugung
Cámara Argentina de Generadores Eólicos
Esmeralda 356 – P9 Of. 29
Buenos Aires 1035
Tel. +54 (11) 43 28-25 53
E-Mail: Informes@cadge.org.ar
www.cadge.org.ar

Deutsch-Argentinische Industrie-
und Handelskammer
Cámara de Industria y Comercio Argentino-Alemana
Av. Corrientes 327, piso 23
Buenos Aires C1043AAD
Tel. +54 (11) 5219 4000
Fax +54 (11) 5219 4001
E-Mail: info@cadicaa.com.ar

Clean Development Mechanism
Oficina Argentina del Mecanismo para
un Desarrollo Limpio
Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable
San Martín 459,
Piso 1, oficina 130
Buenos Aires C1004AAI

Koordinator
Lic Nazareno Castillo
E-Mail: oamdl@medioambiente.gov.ar
Tel. +54 (11) 4348-8648/9

2 Brasilien

2.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Die gesamte inländische Erzeugungskapazität lag Ende 2005 bei knapp 93,2 GW, Ende 2006 bei etwa 96,3 GW. Zusätzlich bestanden Ende 2005 vertragliche Vereinbarungen zum Import von 7,7 GW aus Argentinien und Paraguay. Knapp 6,9 GW dienten der reinen Eigenversorgung. Mehr als 50% der Erzeugungskapazität befinden sich in den drei Bundesstaaten Minas Gerais, São Paulo und Paraná.

	2001	2002	2003	2004	2005
Wasserkraft/ Wind	62.523	65.311	67.793	68.999	70.858
Thermische Kraftwerke	11.725	15.140	16.705	19.727	20.293
Kernenergie	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
Gesamt	76.255	82.458	86.505	90.733	93.158
davon Eigen- versorgung	5.138	1.651	6.218	6.625	6.858

Tab 1: Stromerzeugungskapazitäten; Brasilien; 2001-2005; MW

Die insgesamt von der Regulierungsbehörde genehmigte Leistung des öffentlichen Versorgungssektors, unabhängiger Stromproduzenten sowie von Eigenversorgern, d.h. inklusive geplanter und im Bau befindlicher Vorhaben, betrug Ende 2006 rund 100,9 GW.

Typ	Genehmigte Leistung (ANEEL)		In Betrieb befindliche Leistung	
	Zahl der Anlagen	MW	MW	%
Großwasserkraft	156	73.349	71.885	74,66
Kleinwasserkraft	476	1.702	1.671	1,73
Thermische Kraftwerke	946	23.570	20.490	21,28
Kernkraft	2	2.007	2.007	2,08
Windenergie	15	239	237	0,25
Photovoltaik	1	20	20	0,02
Gesamt	1.596	100.887	96.310	100,00

Tab 2: Stromerzeugungskapazitäten; Brasilien; Genehmigte und in Betrieb befindliche Leistung Ende 2006; MW; %

Die weit überwiegende Zahl aller Erzeugungsanlagen speist in das großflächige Verbundnetz SIN ein. In den isolierten Versorgungsnetzen des Nordens und Nordostens betrieben Ende 2005 15 Versorgungsunternehmen einen Erzeugungspark von 2.533 MW in thermischen Anlagen und 636 MW in Wasserkraft.

In den letzten Jahren blieben die Investitionen in neue Kraftwerke und damit der Erzeugungszuwachs aufgrund unzureichender regulatorischer Bedingungen¹ und fehlender Preissignale teilweise deutlich hinter den Erwartungen und Anforderungen zurück. Gestiegene Umweltauflagen beim Bau von Staudämmen haben den Zuwachs im Wasserkraftbereich stark begrenzt bzw. erheblich zeitlich verzögert. Die mittelfristige Sicherheit der Stromversorgung wurde zudem durch die Krise im bolivianischen Gassektor belastet.

Seit 2004 beginnt sich deshalb die Differenz zwischen Kapazitätsbedarf und -angebot mit wachsender Geschwindigkeit zu verringern. Alleine zwischen 2005 und 2006 fiel die Leistungsreserve von 12% auf 6% und dürfte auch in 2007 weiter schrumpfen, sodass mit Versorgungsengpässen zu rechnen ist.

1 Die erst ab dem Jahr 2005 positiv verändert wurden.

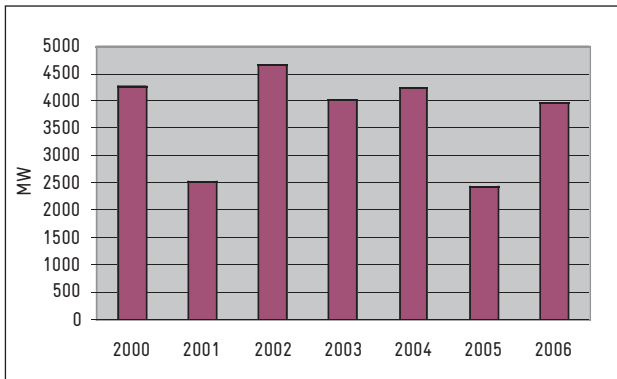


Abb. 1: Jährlicher Zubau neuer Erzeugungskapazitäten 2000-2006; Brasilien; MW²

	2001	2002	2003	2004	2005
Erdgas	6.907	9.097	9.073	14.681	13.898
Kohle	7.352	5.080	5.251	6.344	6.107
Diesel	4.010	4.697	5.640	6.868	6.630
Schweröl	6.070	4.492	1.625	1.390	1.613
Nuklear	14.279	13.836	13.358	11.611	9.855
Wasserkraft	262.655	274.338	294.274	308.584	325.053
Wind	35	61	61	61	93
Summe	301.318	311.601	329.282	349.539	363.248

Tab 3: Öffentliche Stromversorgung – Erzeugung; Brasilien; 2001-2005; GWh

Stromerzeugung

Das Stromaufkommen lag im Jahr 2005 bei insgesamt 442,3 TWh (plus 4 % gegenüber 2004). Dazu trug die Stromerzeugung der öffentlichen Versorgung 363,2 TWh bei (3,9 % über dem Vorjahresniveau), die Eigenerzeugung 39,8 TWh und der Stromimport (netto) 39,0 TWh. Die technischen und nicht-technischen Verluste der Stromversorgung lagen bei 66,8 TWh (15,1 %).

Die inländische Stromerzeugung (nur öffentliche Versorgung) basiert zu knapp 90 % auf Wasserkraft, der Rest entstammt fast ausschließlich thermischen Kraftwerken auf Kohle-, Gas- und Erdölbasis sowie zwei nuklearen Reaktoren (Tab. 2). Angesichts der Nationalisierungstendenzen in der bolivianischen Gaswirtschaft, von der Brasilien stark abhängig ist, ist gegenwärtig allerdings eher unsicher, ob der Anteil thermischer Kraftwerke auf Basis fossiler Brennstoffe in den kommenden Jahren weiter zunehmen wird.

Bezogen auf das gesamte Stromaufkommen (inkl. Eigenversorgung und Importe) basierten in 2005 gut 77 % auf (inländischer) Wasserkraft, alle anderen Energieträger blieben, wie in der folgenden Abbildung skizziert, jeweils deutlich unter 5 %.

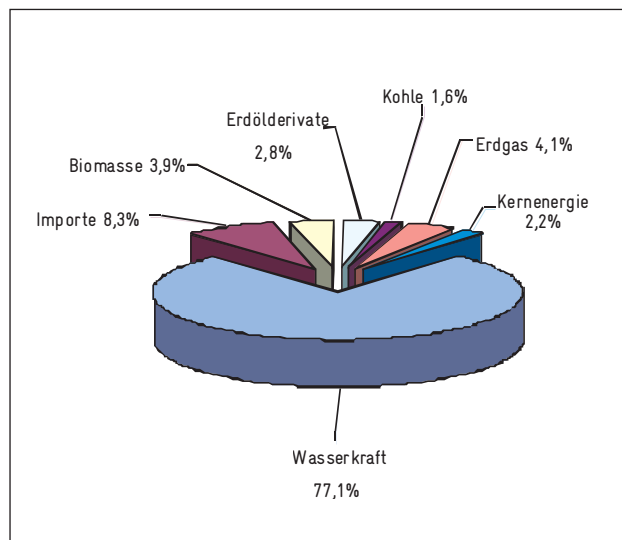


Abb. 2: Anteile der Energieträger am Gesamtstromaufkommen in %; Brasilien; 2005

Eigenversorgung

Die Energieträgerbasis für die Eigenversorgung ist aufgrund der Verbindung zum landwirtschaftlichen und industriellen Sektor sehr viel breiter gestreut und schließt vor allem auch die Nutzung organischer Reststoffe ein. Hauptenergieträger ist allerdings seit einigen Jahren die Kleinwasserkraft. Die Eigenversorgung hat sich in absoluten Zahlen während der letzten zehn Jahre mehr als verdreifacht und wies in diesem Zeitraum teilweise sprunghafte Zuwächse auf.

	2001	2002	2003	2004	2005
Erdgas	3.014	3.309	4.037	4.583	4.914
Kohle	242	247	185	236	245
Holz	585	677	626	660	618
Zuckerrohr- bagasse	4.655	5.360	6.795	6.967	7.661
Schwarzlaug ³	3.111	3.515	3.881	4.220	4.482
Andere Abfallpro- dukte	3.925	4.184	4.157	4.501	5.513
Diesel	2.063	933	640	672	968
Schweröl	1.966	1.715	1.470	1.518	1.400
Koks	624	693	464	454	450
Wasserkraft	5.211	11.754	11.342	12.213	12.404
Andere	1.794	1.683	1.460	1.892	1.127
Gesamt	27.190	34.070	35.057	37.913	39.782

Tab 4: Eigenerzeugung; Brasilien; 2001-2005; GWh

Stromimport

Brasilien ist Netto-Stromimporteure und bezieht Strom ganz überwiegend aus Paraguay⁴ und Argentinien. Darüber hinaus bestehen Verbindungen mit geringer Kapazität nach Venezuela und Uruguay, über die Strom in regionale Netze eingespeist wird.

Stromübertragung

Das Übertragungsnetz hatte Ende 2005 eine Ausdehnung von 72.000 km und bestand aus Übertragungsleitungen auf den Ebenen 230-750 kV. Alle wesentlichen Erzeugungs- und Verbrauchszentren sind über dieses nationale Verbundnetz miteinander verknüpft. Allerdings kam es in den letzten Jahren aufgrund der geringen Übertragungskapazitäten zwischen dem Norden und Nordosten einerseits und dem Süden des Landes andererseits zu Engpässen in der Versorgung. Diese Engpässe werden durch den Neubau von Übertragungsleitungen nun schrittweise beseitigt.

Seit 1998 wurden von dem Regulierer ANEEL 28.263 km Übertragungsleitungen genehmigt, wovon inzwischen 23.132 km realisiert wurden (Februar 2007). Alleine in 2006 wurden knapp 3.200 km neu in Betrieb genommen. Für 2007 und 2008 sind neue Trassen von 2.644 bzw. 2.330 km Länge vorgesehen.

Stromverbrauch

Nach Jahren des Wachstums fiel das Stromangebot und demzufolge auch der Stromverbrauch in 2001 aufgrund knapper Wasserressourcen drastisch gegenüber dem Vorjahr. Erst in 2003 wurde wieder der Verbrauchswert des Jahres 2000 erreicht.

Insgesamt lag der Stromverbrauch in 2005 bei 373,5 TWh. Die konzessionierten Verteilungsunternehmen und Stromhändler (öffentliche Versorgung) lieferten hiervon rund 346 TWh. Der Zuwachs der aus dem öffentlichen Netz versorgten Industrie hielt sich allerdings aufgrund eines weiteren Ausbaus der Eigenversorgung in Grenzen. Ein Teil des Zuwachses bei der Stromlieferung durch öffentliche Versorger ist auch auf den Anschluss neuer Verbraucher durch Netzerweiterung in ländlichen Gebieten und die allgemeine demographische Entwicklung zurückzuführen.

3 Schwarzlaug (engl.: black liquor) ist ein flüssiges Rückstandsprodukt der Papier- und Zellstoffindustrie, das organische Reststoffe und Chemikalien enthält. Es wird zur Verbrennung und Dampferzeugung konzentriert, kann jedoch auch zur Biogaserzeugung dienen.

4 Von dem gemeinsam mit Paraguay betriebenen Wasserkraftwerk Itaipú, das jedem der beiden Länder zur Hälfte gehört.

	Stromverbrauch
Sektor	(TWh)
Haushalte	82,3
Gewerbe	52,9
Industrie	161,1
Übrige Kunden	49,8
Gesamt	346,1

Tab 5: Stromverbrauch nach Sektoren – Öffentliche Versorgung, Brasilien, 2005; TWh

Insbesondere im Haushaltsbereich nahm der Stromverbrauch zwischen 2000 und 2002 aufgrund der drastischen Sparmaßnahmen deutlich von 84 auf 73 TWh ab und konnte auch in 2005 mit 82,3 TWh noch nicht an sein altes Niveau anknüpfen. Der durchschnittliche Monatsverbrauch in den Haushalten fiel von 173 kWh in 2000 auf 142 kWh in 2005 und lag damit sogar niedriger als 1994. Damit ist auch der Anteil der Haushalte am Gesamtstromverbrauch auf mittlerweile 22,2% (2005) gesunken. Besonders deutlich ist der Rückgang des spezifischen Verbrauchs im Südosten/Mittelosten sowie im Nordosten des Landes.⁵ Interessanterweise ist der durchschnittliche Haushaltsverbrauch auch nach dem Ende der Stromkrise nur unwesentlich gestiegen.

Geografisch betrachtet konzentriert sich der Stromverbrauch vor allem auf die südöstliche Region mit den industriellen Ballungszentren sowie den mittleren Westen des Landes (Verbundnetz Südosten/Mittelwesten), wo insgesamt etwa zwei Drittel des nationalen Elektrizitätsbedarfs verwendet wurden.⁶

Seit Anfang der siebziger Jahre lag der Zuwachs im Stromverbrauch regelmäßig deutlich über den Wachstumsraten des Bruttosozialprodukts. Auch wirtschaftliche Krisen haben diese Entwicklung in der Vergangenheit nicht wesentlich dämpfen können. Erst die Stromkrise von 2001 und die gleichzeitige wirtschaftliche Schwäche Argentiniens haben diesen Trend durchbrochen.⁷ Trotz dieser Einbrüche gehen die Prognosen für den 10-Jahres-Zeitraum 2005-2015 im Referenzszenario der Ausbauplanung von einem durchschnittlichen Verbrauchswachstum von 5,2% pro Jahr aus. Damit wird 2015 von einem Gesamtverbrauch von rund 618 TWh (inkl. Eigenversorgung) ausgegangen. Langzeitprognosen sehen sogar einen Anstieg des Stromverbrauchs auf mehr als 990 TWh im Jahr 2030 voraus, wozu die öffentliche Versorgung mit knapp 900 TWh beitragen müsste.

Der Stromverbrauch der Eigenerzeuger lag in 2005 bei 27,4 TWh (inkl. des gewerblichen Bereichs), davon konsumierten Großverbraucher alleine 17,6 TWh.

Strompreise

Die durchschnittlichen Strompreise lagen im Mittel des Jahres 2006 bei 90 €/MWh (251 R\$/MWh) mit Schwankungen zwischen 82 €/MWh (228 R\$/MWh) im Süden und 95 €/MWh (263 R\$/MWh) im Norden. Für den Haushaltssektor lagen die Preise im Mittel bei 106 €/MWh (295 R\$/MWh), im Industriebereich bei 75 €/MWh (208 R\$/MWh).⁸ Anfang 2007 lagen die Tarife für Haushalte je nach Stromlieferant zwischen 8,6 €-ct (0,24 R \$) und 15 €-ct/kWh (0,42 R \$/kWh).

⁵ Der Rückgang beim Durchschnittsverbrauch von Haushalten im Nordosten ist allerdings auch auf den Neuanschluss von ländlichen Regionen mit geringem Stromabsatz zurückzuführen.

⁶ In den Inselnetzen, die vor allem die Siedlungszentren im Norden des Landes (Amazonasregion) versorgen (mit Manaus als größter Verbrauchseinheit) und Konzessionären unterstehen, wurden in 2005 nur 7,2 TWh konsumiert. Die Situation in kleineren Kommunen, die häufig auf der Basis von Dieselgeneratoren in Eigenregie Strom erzeugen, wird aufgrund der veralteten Anlagentechnik allgemein als prekär beschrieben.

⁷ Energieeffizienzprogramme haben den Stromverbrauch um etwa 20% und die Spitzenlast um 5GW gesenkt.

⁸ Diese Preise verstehen sich netto ohne Steuern und Abgaben.

Ausbauplanung

Nach zwei Auktionen für Stromlieferungen von Erzeugern an Verteilungsunternehmen auf der Basis neuer Regelungen von März 2004 ist sichtbar, dass signifikante neue Kapazitäten erst Ende dieses Jahrzehnts ans Netz gehen werden. Nach dem derzeitigen Ausbauplan 2006-2015 und den darin unterstellten Bedarfszuwächsen müsste sich die Stromerzeugungskapazität innerhalb dieser Dekade um bis zu 40 GW erhöhen. Dafür sind jährlich Investitionen im Umfang von etwa 6 Mrd. US\$ erforderlich. Interessanterweise wird für den kurzfristigen Angebotszuwachs große Hoffnung auf den Neubau oder die Leistungsverbesserung von Biomasseheizkraftwerken auf Basis von Bagasse gelegt – eine realistische Option auch angesichts der vorgeesehenen deutlichen Ausweitung des Zuckerrohranbaus in den kommenden Jahren.

Für den Zeitraum bis 2030 sehen Langzeitprognosen eine Zunahme der installierten Erzeugung für die öffentliche Versorgung auf 223 GW (inkl. Importe voraus). Demzufolge müssten im Zeitraum 2015-2030 netto etwa 100 GW neue Kapazitäten hinzugebaut werden.⁹ Etwa zwei Drittel des Zuwachses würde auf dem Ausbau der Wasserkraft beruhen, wozu auch einige Großkraftwerke gehören. Zudem wird in diesem Szenario auch von einer Wiederbelebung der Kernkraft sowie von einem erheblichen Ausbau thermischer Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger ausgegangen, wodurch sich der CO₂-Ausstoß im Energiebereich wesentlich erhöhen würde.

2.2 Marktakteure

Der brasilianische Elektrizitätsmarkt befindet sich seit einigen Jahren in einem starken Wandlungsprozess. Aus einem ursprünglich staatsmonopolistischen Versorgungssektor sollte nach Abschluss der Neustrukturierung ein weitgehend privatisierter, liberalisierter und auf Wettbewerb orientierter Dienstleistungsbereich hervorgehen. Die Privatisierung ist allerdings in den letzten Jahren nach dem Verkauf etlicher Verteilungsunternehmen weitgehend zum Erliegen gekommen und nimmt inzwischen den noch zentralstaatlich beherrschten Erzeugungsbereich ausdrücklich aus.

Gliederung des öffentlichen Stromsektors

Der (öffentliche) brasilianische Stromsektor gliedert sich im Wesentlichen in die staatliche Holding Eletrobrás mit dem binationalen Wasserkraftwerk Itaipú (Gemeinschaftsbetrieb mit Paraguay), einer Betreibergesellschaft für die Kernkraftwerke und drei großen Stromerzeugern als Tochtergesellschaften¹⁰, in zahlreiche unabhängige sowie bundesstaatliche Stromlieferanten, in eine größere Anzahl von Verteilungsunternehmen auf regionaler, d.h. zumeist bundesstaatlicher Ebene, und in eine Reihe von Versorgungsunternehmen mit Schwerpunkten in den größeren Städten.¹¹ Die regionalen und städtischen Versorger verfügen nur teilweise über eigene Erzeugungskapazitäten und kaufen zumeist ihren Strom bei den zentralen Stromproduzenten.

Eletrobrás verfügte Ende 2005 über 69% aller Übertragungsleitungen des Verbundnetzes und über 40% der brasilianischen Erzeugungskapazitäten. Letztere verteilten sich auf 29 Wasserkraftwerke, 15 thermische Kraftwerke sowie zwei Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 37.056 MW. In 2005 produzierten die Erzeugungsanlagen von Eletrobrás insgesamt 219 TWh Strom.

⁹ Diese Prognose beruht auf Berechnungen der Regierung und berücksichtigt nur zu einem kleineren Teil die Nutzung von Effizienzpotenzialen. Ein alternatives Szenario hat Greenpeace Brasilien vorgestellt, siehe www.greenpeace.org.br.

¹⁰ Furnas, CHESF und Eletronorte.

¹¹ Die drei größten dieser städtischen bzw. regionalen Versorger tragen allerdings zu fast 40% zum brasilianischen Stromaufkommen bei.

Erzeugungssektor

Der Erzeugungssektor wird vor allem von staatlichen Unternehmen dominiert. Anfang 2007 waren insgesamt 1.264 Stromerzeuger registriert (Gesellschaften mit Genehmigungen zur Stromerzeugung), darunter 91 öffentliche Versorger, 530 Erzeuger für den reinen Eigenbedarf, 71 Produzenten für Eigenbedarf und Überschusslieferung an das öffentliche Netz, 570 unabhängige Stromproduzenten und 71 Stromhändler mit Erzeugungstätigkeiten. Darunter befinden sich allerdings auch einige Gesellschaften, deren Einstieg in die Stromerzeugung noch aussteht.

Die Funktion von Eletrobrás ist trotz der beschnittenen Aufgabenfelder durch Ausgliederung eines Teils des Erzeugungs- und Verteilungssektors weiterhin bedeutsam. Für die wichtigen verbliebenen Unternehmen bildet sie das Dach einer Holdinggesellschaft und erfüllt mittlerweile wichtige Aufgaben als Finanzierungsinstitution für den Stromsektor.

Weitere Akteure

Verbundnetzbetreiber ONS

Der 1999 eingerichtete Verbundnetzbetreiber Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) sorgt für den diskriminierungsfreien Zugang der Marktteilnehmer zum Verbundnetz (Sistema Interligado Nacional – SIN) und für die Abstimmung zwischen Angebot und Nachfrage. Beteiligt sind an dieser privatrechtlichen Gesellschaft die Erzeuger, Verteiler, Stromhändler, die Großverbraucher und Vertreter der übrigen Verbrauchergruppen.

Regulierungsbehörde ANEEL

Ende 1997 wurde die neue unabhängige Regulierungsbehörde ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) ins Leben gerufen.¹² Ihre Aufgabe ist vorwiegend die Erarbeitung von Vorschlägen zur Erteilung von Konzessionen für Stromerzeugung und -verteilung, die Festlegung von Tarifen für Endkunden und die Ausstellung von Berechtigungen für den Netzzugang.

Ministerium für Bergbau und Energie – MME

Das Energieministerium (Ministério de Minas e Energia) ist auf Regierungsebene für den Energiesektor zuständig und wurde durch die Sektorreform von 2004 deutlich gestärkt. Das Ministerium ist nun wieder direkt für die Erteilung von Konzessionslizenzen auf Vorschlag von ANEEL zuständig. Es nimmt eine zentrale Rolle bei der Planung des Stromsektors ein und stimmt Angebot und Nachfrage im Rahmen des regulierten Strommarktes nach Vorlage von EPE (siehe nachfolgend) ab. Für das Programm PROINFA zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie für die ländliche Elektrifizierung ist das MME unmittelbar zuständig, auch wenn das operative Tagesgeschäft von Eletrobrás erledigt wird.

Gesellschaft für Energieforschung – EPE

Mit dem Gesetz 10.847 vom 15.3.2004 und der Neuordnung des Strommarktes wurde die Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Gesellschaft für Energieforschung) ins Leben gerufen.¹³ EPE ist ein rein staatliches Unternehmen, das direkt dem Energieministerium untersteht und Anfang 2005 die Arbeit aufnahm. EPE hat einen Teil der Aufgaben übernommen, die früher Eletrobrás übertragen waren, so zur Aufstellung von Ausbauplänen für Stromerzeugung und -übertragung, beschäftigt sich jedoch auch mit der Erarbeitung der nationalen Energiebilanz, mit der Ermittlung der Potenziale von Energiequellen, mit Studien zur optimalen Nutzung der Wasserkraftressourcen sowie mit der Datenerhebung im Energiesektor.

Nationaler Rat für Energiepolitik – CNPE

Der CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) ist ein Beratungsorgan, das den Staatspräsidenten bei allen relevanten energiepolitischen Fragen unterstützen soll. Es kann sich grundsätzlich zum gesamten Energiespektrum unter anderem durch Verabschiedung von Leitlinien äußern, was auch die Einbeziehung und Förderung von erneuerbaren Energien sowie beispielsweise die energetische Versorgung ländlicher Regionen mit einschließt.

¹² Auf der Grundlage des Gesetzes 9.427 von 1996. Struktur und Aufgaben von ANEEL sind umfassend in der Verordnung 2.335 vom 6. Oktober 1997 beschrieben. Eine teilweise Neuordnung erfolgte mit dem Gesetz 10.848 vom 15.3.2004.

¹³ Umsetzung durch Dekret 5.184 vom 16.08.2004.

Mit der Sektorreform wurde dem CNPE die Aufgabe übertragen, alle vom MME vorgelegten Planungen für prioritäre Versorgungsprojekte im Rahmen der Durchführung von Auktionen für den regulierten Strommarkt zu prüfen.

Stromhandelskammer – CCEE

Die Stromhandelskammer CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) ist Nachfolgerin des Großhandelsmarktes MAE¹⁴ und wurde mit dem Gesetz 10.848 vom 15.03.2004 und dem Dekret 5177 vom 23.08.2004 als privatrechtliche gemeinnützige Einrichtung gegründet. Sie untersteht der Regulierungsbehörde ANEEL und ist für den Stromhandel im Verbundnetz SIN zuständig. Als wichtigste Aufgabe obliegt ihr die Vorbereitung und Abwicklung der durch die Sektorreform eingeführten Handelsauktionen für den regulierten Teil des Strommarktes und die vertragliche Vereinbarung zur Stromlieferung mit den Erzeugungsunternehmen. Betrieb und organisatorische Struktur der CCEE wurden mit ANEEL-Resolution 109/2004 festgelegt, die auch die Bedingungen für den Stromhandel definiert.

Komitee zum Monitoring des Stromsektors – CMSE

Das CMSE (Comitê de Monitoramento de Setor Elétrico) wurde innerhalb des MME als Antwort auf frühere Stromkrisen gegründet und soll in erster Linie dafür Sorge tragen, dass sich kurzfristig (bis 5 Jahre) Angebot und Nachfrage im Stromsektor durch eine planvolle und ökonomisch effiziente Entwicklung des Erzeugungs-, Transport- und Verteilungsbereiches in einer ausgewogenen Balance befinden. Bei absehbaren Versorgungsengpässen kann das Komitee beispielsweise die Einführung besonderer Preisanreize beschließen, um zusätzliche Erzeugungseinheiten in den Markt zu bringen.

2.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Privatisierung

1990 wurde das nationale Entstaatlichungsprogramm gestartet (Programa Nacional de Desestatização, Gesetz Nr. 8.031), in dem auch die Privatisierung von Bereichen der Stromerzeugung und -verteilung vorgesehen wurde, die Eletrobrás unterstanden. Mit den Konzessionsgesetzen 8987/95 und 9074/95 wurde 1995 die Basis für eine grundlegende Reform gelegt, die auch auf die Einrichtung neuer Regulierungsinstanzen abzielte. Mit der Privatisierung des Verteilungsunternehmens Escelsa 1995 wurde ein erster Schritt unternommen, dem zahlreiche weitere Veräußerungen vornehmlich an ausländische Investoren folgten. Im Zuge der Neuorientierung der Stromwirtschaft wurden von der Privatisierung allerdings Eletrobrás sowie die von ihr beherrschten Stromversorger Furnas, CHESF, Eletronorte, CGTEE (Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica)¹⁵ sowie die Übertragungsnetzbetreiberin Eletrosul per Gesetz ausgenommen.¹⁶

Begrenzung der Marktdominanz

Die ANEEL-Resolution 278 vom 19.7.2000 bestimmte, dass kein Stromerzeuger bzw. keines der ihn beherrschenden Unternehmen über mehr als 20 % der Gesamtkapazität des nationalen Netzes bzw. mehr als 25 % des südlichen Verbundnetzes und 35 % des nördlichen Verbundnetzes verfügen darf. Das Gleiche gilt für Stromverteiler. Eletrobrás verfügte Anfang 2007 über deutlich mehr als ein Drittel der Gesamtkapazitäten: die Tochtergesellschaft CHESF über knapp 11 % (10.615 MW), Eletronorte über gut 8 % (8.046 MW), Furnas über knapp 11 % (10.515 MW), das Wasserkraftwerk Itaipú über gut 7 % (7.000 MW) sowie die Tochterfirma Eletronuclear über 2 % (2.007 MW) der gesamten installierten Erzeugungskapazität.

Mit dem Gesetz 9648/98 und dem Dekret 2655/1998 zur Einrichtung des Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), der am 1.3.1999 seine Arbeit aufnahm, wurde eine weitere Grundlage für einen wettbewerbsorientierten Strommarkt geschaffen.¹⁷

¹⁴ Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

¹⁵ CGTEE betreibt drei thermische Kraftwerke und gehört seit Juli 2000 zu Eletrobrás.

¹⁶ Gesetz 10.848 vom 15.3.2004., Art. 31.

¹⁷ Siehe Abschnitt „Weitere Akteure“.

Auktionen für langfristige Lieferverträge

Durch Verabschiedung des Gesetzes 10.848 vom 15.03.2004 und des Dekrets 5.163 vom 30.07.2004 trat die Reform des brasilianischen Elektrizitätssektors in eine neue Phase. Der ursprünglich etablierte liberale Großhandelsmarkt wurde durch ein neues Modell ersetzt, das eine stärkere staatliche Regulierung vorsieht. Eingeführt wurde die Verpflichtung für Verteilungsunternehmen, ab 2005 für 100 % ihres Bedarfs längerfristige Bezugsverträge mit Stromerzeugern auf der Basis von kompetitiven Auktionen abzuschließen. Damit verbunden ist die Verpflichtung für alle Stromverteiler mit Verkäufen von mehr als 500 GWh/a, sich von allen Beteiligungen an Erzeugungsstätten und Übertragungsleitungen zu trennen, um In-house-Geschäfte auszuschließen und größtmöglichen Wettbewerb zu ermöglichen. Grundsätzlich können sich alle Stromerzeuger an den jeweiligen Auktionen beteiligen, also auch neue unabhängige Stromproduzenten und Eigenversorger, die Überschussstrom anbieten.

Diese Auktionen werden in regelmäßigen Abständen, getrennt nach Stromlieferungen aus Altanlagen (mit ausgelaufenen Lieferverträgen) oder "neuen" Anlagen (Inbetriebnahme nach 1.1.2000 und ohne Lieferverträge vor dem 16.3.2004), und unterschieden nach Erzeugungsart durchgeführt und mit einer Preisobergrenze für bestimmte Versorgungsarten versehen. So lag beispielsweise die Preisgrenze für Strom aus Großwasserkraft bei der ersten Auktion (Altanlagen) im Dezember 2005 bei 42 €/MWh (116 R\$/MWh), während für thermische Kraftwerke ein 15 % höherer Grenzpreis festgelegt wurde. Bei der ersten Auktion für "Neuanlagen" im Juni 2006 wurden die Obergrenzen bei 50 €/MWh (140 R\$/MWh) für thermische Kraftwerke bzw. 45 €/MWh (125 R\$/MWh) für Wasserkraftwerke festgelegt. In diesem Fall lagen die vereinbarten Bezugspreise für Wasserkraft im Mittel bei 46 €/MWh (127 R\$/MWh), während sie für thermische Kraftwerke 47,5 €/MWh (132 R\$/MWh) betragen.

Für Altanlagen liegt die Vertragsdauer bei mindestens fünf Jahren, während sie bei "Neuanlagen" mind. 15 Jahre (thermische Kraftwerke) umfasst und bis zu 30 Jahren (Wasserkraftwerke) reichen kann.

Alle Angebote landen in einem gemeinsamen Pool, der Nachfrage und Angebot auf der Basis von Prognosen der Verteilungsunternehmen ausbalanciert und einen Durchschnittspreis ermittelt, sodass die Bezugspreise für alle Verteilungsunternehmen landesweit einheitlich sind. Eine zweite Auktion für konventionelle Großkraftwerke wurde in 2006 durchgeführt. Für Mai 2007 ist erstmals eine Auktion vorgesehen, die ausschließlich Anbieter von Strom aus Kleinwasserkraft, Biomasse und Windenergie anspricht.

Neben dem beschriebenen regulierten Markt zwischen Stromerzeugern und -verteilern besteht auch ein Markt mit frei verhandelten Verträgen und nicht-regulierten Preisen. Auf diesem Markt können sich ausgewählte Großverbraucher (Leistungsabnahme von mehr als 3 MW) und Stromhändler mit Elektrizität versorgen. Von der Zentralregierung, von Bundesstaaten oder von Kommunen dominierte Abnehmer sind in jedem Fall verpflichtet, vor dem Abschluss von Strombezugsverträgen eine öffentliche Ausschreibung vorzunehmen.

Konzessionen zum Stromverteilen

Konzessionen an Verteilungsunternehmen werden auf der Grundlage von öffentlichen Auktionen vergeben. Verteiler haben ein Vorrecht bei der Belieferung von Verbrauchern in ihrem Versorgungsgebiet, allerdings können große Verbraucher mit mehr als 3 MW Abnahmeleistung auch direkt Verträge mit Lieferanten auf dem "freien" (nicht-regulierten) Strommarkt abschließen.

Unabhängige Stromproduzenten und Eigenerzeugung

Mit der Verordnung 2003 vom 10. September 1996 wurde unabhängigen Stromproduzenten und Eigenerzeugern das Recht zur Betätigung eingeräumt. Unabhängige Stromerzeuger sowie Eigenversorger haben freien Zugang zum Verbundnetz und zu den Stromnetzen der Verteiler unter Zahlung der Transportentgelte.¹⁸ Zu deren Kalkulation hat ANEEL 1998 ein umfassendes Regelwerk erstellt, mit dem für jeden Einzelfall entsprechend den jeweiligen Parametern (Transportlänge, Spannungshöhe, Strommenge etc.) der Übertragungspreis gebildet wird.

Der unabhängige Stromproduzent kann seinen erzeugten Strom verkaufen an:

- den regulierten Strommarkt im Rahmen der oben beschriebenen Auktionen;
- Händler und Konsumenten, die nach den oben dargestellten Mindestleistungsanforderungen ihren Stromproduzenten frei wählen dürfen;
- Konsumenten, die gleichzeitig auch Wärme beziehen (also bei Kraft-Wärme-Kopplung);
- Verbrauchergemeinschaften im Einverständnis mit dem lokalen EVU;
- jeglichen Verbraucher, der beweist, dass er 180 Tage nach Abschluss eines Stromlieferungsvertrages nicht von dem örtlichen EVU versorgt wird.

Eigenversorger können mit Sondergenehmigungen Strom untereinander austauschen oder überschüssigen Strom im Rahmen des regulierten oder nicht-regulierten Strommarktes verkaufen. Eine gesetzliche Verpflichtung oder Präferenzregelung zur Aufnahme und Vergütung für Strom beispielsweise aus erneuerbaren Energiequellen, der an das Verbundnetz geliefert wird, besteht nicht.¹⁹ Aufgrund sehr hoher Spitzenlasttarife werden viele Eigenversorgungsanlagen primär zur Kappung dieser Spitzen und nicht in der Grundlastversorgung betrieben, sodass eine gleichzeitige Abdeckung des Wärmebedarfs oftmals unökonomisch ist.

2.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Mit Gesetz 10.438 vom 26.4.2002²⁰ wurde das Programm PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) ins Leben gerufen, das in zwei Phasen den Stromankauf zu Vorzugsbedingungen von Anlagenbetreibern vorsieht, die erneuerbare Energien einsetzen und die erzeugte Elektrizität an das Verbundnetz liefern. Dabei richtet sich der Fokus ausdrücklich auf eine stärkere Marktbeteiligung unabhängiger Produzenten, die nicht von Konzessionären der öffentlichen Versorgung beherrscht werden.

Proinfa – 1. Phase bis Ende 2008

Ursprünglich jeweils 1.100 MW Windkraftanlagen, Kleinwasserkraftsysteme und Biomassekraftwerke sollten in der ersten Phase bis Ende 2008 den Betrieb aufnehmen und zu definierten Vergütungssätzen, die über 20 Jahre mit Eletrobrás vereinbart werden, Strom an das Verbundnetz liefern.

Die vom Energieministerium definierten Vergütungen müssen bestimmte Mindestsätze erfüllen, die sich an den durchschnittlichen Stromtarifen für Endverbraucher (Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final – TMNF) orientieren: mindestens 90 % für Windenergie, mindestens 70 % für Kleinwasserkraft und mindestens 50 % für Biomasse. Nach oben wurden die Vergütungen durch Maximalwerte begrenzt, die sich aus der gleichmäßigen Umlage der Mehrkosten auf alle Stromverbraucher ergeben. Dabei werden Verbraucher mit sehr niedrigem Stromverbrauch (bis zu 80 kWh/Monat) von jeder Mehrbelastung ausgenommen.

Eine besondere Anforderung stellt die Regelung dar, dass 60 % der Wertschöpfung der Anlagen national, also in Brasilien, erbracht werden müssen. Komponenten für die restlichen max. 40 % können steuerfrei importiert werden, allerdings nur, wenn es keinen brasilianischen Hersteller gibt und die Teile so speziell sind, dass sie nur für die im Rahmen von PROINFA geförderte Stromerzeugung Verwendung finden können. Andernfalls wird eine Importsteuer von 14 % fällig.

19 Eine Ausnahme hiervon bildet die Lieferung von Regenerativstrom, die im Rahmen von PROINFA vertraglich vereinbart wurde.

20 Teilweise geändert durch das Gesetz 10.762 vom 11.11.2003. Zur Umsetzung siehe Dekret 5.025 vom 30.3.2004.

Vergütungssätze und Auswahl der Projekte

Ende März 2004 wurden die Vergütungstarife für Anlagen bekannt gegeben, die im Laufe des Jahres 2006 in Betrieb genommen werden sollten.²¹ Dabei wurde vorgesehen, die Tarife bis zum Vertragsabschluss entsprechend der allgemeinen Preisentwicklung anzupassen.

Nach Angaben von Ende 2005 liegen die vereinbarten Vergütungssätze für Windstrom je nach Standort bei 86,3 bis 97,8 US\$/MWh, für kleine Wasserkraft bei 56,0 für Bagassestrom bei 44,9 und für Holzstrom bei 48,5 US\$/MWh.

Begrenzungen wurden hinsichtlich der unter PROINFA realisierbaren Projekte in jedem Bundesstaat (für Windenergie und Biomasse jeweils 220 MW, für Wasserkraft 165 MW) eingeführt.²² Während bei Kleinwasserkraft und Biomasse unabhängige autonome Produzenten Vorrang genossen, sollten bei Windenergie autonome Produzenten und nicht-autonome Produzenten gleichermaßen zum Zuge kommen (jeweils max. 550 MW).

Nach zwei öffentlichen Aufrufen wurden bis Januar 2006 insgesamt 144 Projekte unter Vertrag genommen. Dabei blieb die Quote für Biomasse mit nur 685 MW unerfüllt, da die angebotene Vergütung von Betreibern für zu niedrig und die vertragliche Laufzeit von 20 Jahren als zu lang betrachtet wurde. Die für Kleinwasserkraft und Wind vorgesehenen Anteile konnten aus diesem Grund aufgestockt werden. Die mit Verträgen durch Eletrobrás ausgestatteten Projekte können insgesamt rund 12.000 GWh/a im Gegenwert von ca. 1,8 Mrd R\$ bereitstellen, davon gut 1.800 GWh aus Anlagen mit weniger als 15 MW und 10.200 GWh aus Anlagen mit mehr als 15 MW Leistung. Allerdings lässt sich bereits absehen, dass voraussichtlich nur maximal 139 Projekte realisiert werden. Ob für alle diese Vorhaben der Zeitplan bis Ende 2008 eingehalten werden kann, ist ebenfalls offen.²³

	Installiert im März 2005	Neu durch Proinfa			Installiert Ende 2008 (Prognose)
	MW	Anzahl	MW	Investitionen R\$	MW
Klein-Wasserkraft	2.200	63	1.191	3,6	3.391
Windenergie	28	54	1.423	5,5	1.451
Biomasse	3.070	27	685	1,0	3.725
Summe	5.298	144	3.299	10,1	8.567

Tab 6: Stromerzeugende Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien; Voraussichtliche Entwicklung im Rahmen von PROINFA

Zusätzlich hat die nationale Entwicklungsbank BNDES für PROINFA-Projekte auf Basis von Wasserkraft und Windenergie für maximal zwölf Jahre zinsgünstige Kredite im Umfang von insgesamt 5,5 Mrd. R\$ bereitgestellt, durch die maximal 80% der Investitionskosten abgedeckt werden können. Allerdings müssen für eine Bewilligung 60% der Wertschöpfung für die Anlagen (nicht für das Gesamtprojekt) in Brasilien erbracht werden. Bis Ende Oktober 2006 hatte die BNDES Fördermittel in Höhe von 3,6 Mrd. R\$ freigegeben.

Proinfa – 2. Phase

In der nach Erreichung des Ziels von 3.300 MW vorgesehenen zweiten Phase sollen weitere Vorhaben realisiert werden, um in einem Zeitraum von zwanzig Jahren einen Anteil von 10% am jährlichen Strombedarf durch erneuerbare Energien (ohne große Wasserkraft) sicherzustellen. Mindestens 15% des jährlichen Zuwachses bei der Stromerzeugung sollen den beschriebenen Quellen entstammen. Dabei sollen sich die über ebenfalls 20 Jahre von Eletrobrás garantierten Ankaufpreise an den Erzeugungskosten neuer Wasserkraftanlagen mit mehr als 30 MW sowie neuer Erdgaskraftwerke orientieren. Ob diese Phase in der vorgesehenen Weise durchgeführt wird, erscheint allerdings derzeit fraglich, da nach der Sektorreform von 2004 zunehmend auf einen marktwirtschaftlichen Wettbewerb gesetzt wird,

21 Ministerio de Minas e Energia, Portaria No. 45 vom 30.3.2004.

22 Hierbei ist allerdings eine Verlagerung und ein Überschreiten möglich, sofern diese Quote in einzelnen Bundesstaaten nicht ausgeschöpft wird.

23 Der ursprüngliche Termin Jahresende 2006 für die späteste Fertigstellung der PROINFA-Projekte wurde bereits zweimal verschoben.

der den Bereich erneuerbarer Energien nicht ausklammert. Zudem dürften angesichts der momentanen Preise für Stromlieferungen aus großen Wasserkraftanlagen bestimmte erneuerbare Energien (z.B. Windenergie) nur schwerlich wettbewerbsfähig sein.

Strombezugsverträge auf der Basis von Ausschreibungen

Im Mai 2007 wurde erstmals eine Auktion durchgeführt, die sich ausschließlich an Anbieter mit so genannten "Neuanlagen" und Strom aus erneuerbaren Energien richtet. Im Vorfeld der Interessenbekundung wurden 143 Angebote von Stromproduzenten registriert, die insgesamt eine Leistung von 4.570 MW erbringen könnten. Fast alle Biomasseanlagen (41 von 42) verwenden Bagasse als Primärenergie. Wenig Chancen wird allerdings den zahlreichen Angeboten für Windenergie gegeben, da die preisliche Obergrenze auf 50 €/MWh (140 R\$/MWh) festgelegt wurde und damit deutlich unter den im Rahmen von PROINFA vereinbarten Vergütungssätzen liegt.

ANEEL-Resolutionen

Durch ANEEL-Resolution 245 vom 11.8.1999 ist ein ursprünglich zur Abfederung der hohen Kostenbelastungen in netzfernen Regionen eingerichteter Fonds zur Nutzung von fossilen Energien in Inselnetzen ("Conta Consumo de Combustíveis Fósseis" – CCC) auf die Finanzierung erneuerbarer Energien ausgeweitet worden, sofern durch diese Erdölprodukte in Inselnetzen des Nordens ersetzt werden.

Mit dem Gesetz 10.438 vom 26.4.2002 (Art. 17) und der ANEEL-Resolution 219 vom 23.4.2003 wurde festgelegt, dass bei Nutzung von Wasserkraft, Biomasse und Windenergie in Leistungseinheiten zwischen 1 und 30 MW die Transport- und Verteilungstarife nur maximal 50% der normalerweise anzusetzenden Preise betragen dürfen. Diese Regelung wurde mit dem Gesetz 10.762 vom 11.11.2003 auf Wasserkraftanlagen bis 1 MW sowie generell auf Windenergie- und Biomasseanlagen bis 30 MW erweitert.

Energia Produtiva

Im September 2003 startete das internationale Entwicklungsinstitut Winrock mit Unterstützung von USAID das Programm "Energia Produtiva" (2003-2007), an dem acht brasilianische Institutionen beteiligt sind, die dem seit Juni 2000 bestehenden Netzwerk RENOVE²⁴ angehören. Ziel des Programms ist die Nutzung erneuerbarer Energien im Norden und Nordosten des Landes zur Erschließung oder Erweiterung produktiver Tätigkeiten.

Clean Development Mechanism

Brasilien hat die Klimarahmenkonvention im Februar 1994 und das Kyoto-Protokoll im August 2002 ratifiziert. Ein erster nationaler Klimaschutzreport wurde mit mehrjähriger Verspätung erst im November 2004 vorgelegt. Für den Klimaschutz und damit auch für CDM-Vorhaben ist seit Juli 1999 eine interministerielle Kommission unter Federführung des Ministeriums für Wissenschaft und Technologie zuständig (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC). Diese Kommission hat auch den Status als Designated National Authority (DNA) für Brasilien erhalten. Eine Beteiligung des Privatsektors wie auch von Nichtregierungsorganisationen erfolgt über das Brasilianische Forum zum Klimawandel (Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas). Eine wesentliche Rolle bei der Auswahl von CDM-Projekten kommt auch dem Umweltministerium zu.

Bis Anfang 2007 wurden der CIMGC insgesamt 205 CDM-Projekte unterbreitet, davon hatten 111 bis zu diesem Zeitpunkt eine Bewilligung erhalten. 46 Vorhaben beschäftigen sich mit dem Einsatz verschiedener erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung, weitere 67 mit dem Einsatz von Bagasse in Heizkraftwerken. 18 Projekte sahen die Gewinnung und Nutzung von Deponiegas vor. Von allen auf nationaler Ebene als CDM-Maßnahme bewilligten Energieprojekten waren Anfang 2007 2.164 MW bereits realisiert, darunter 938 MW auf der Basis von Bagasse, 474 MW mit Kleinwasserkraft und 290 MW mit Großwasserkraft (über 30 MW).

Von 561 insgesamt vom CDM-Exekutivbüro registrierten Projekten im März 2007 stammten 94 aus Brasilien, womit Brasilien in der globalen Rangliste den zweiten Platz hinter Indien einnimmt. 85 dieser Vorhaben können dem Bereich Erneuerbare Energien zugeordnet werden. Darunter befinden sich 16 Projekte zur Kleinwasserkraft, vier Vorhaben zur Nutzung von Windenergie, 10 Projekte im Bereich Deponiegasnutzung, 20 Projekte zur Verwendung von Biogas im Agrarbereich, 25 Vorhaben zum Einsatz von Bagasse, 9 Projekte zum Einsatz von Holzresten, Sägespänen und Frischholz sowie ein Projekt zur Verwertung von Reishülsen.

2.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Der Nutzung erneuerbarer Energien gebührt traditionell in der Stromerzeugung wie auch in der ländlichen Energieversorgung Brasiliens ein hoher Stellenwert. In jüngerer Zeit haben die Anstrengungen zur Erschließung erneuerbarer Energien (insbesondere Sonne, Wind und Biomasse) im Forschungs- und Entwicklungsbereich wie auch bei der anwendungsorientierten Umsetzung deutlich zugenommen. In den urbanen und industrialisierten Zentren treten Anwendungen zur Nutzung der reichlich vorhandenen regenerativen Ressourcen allerdings bisher kaum in Erscheinung.

Wasserkraft

Das Wasserkraftpotenzial wird mit theoretisch verfügbarem rund 260 GW angegeben und konzentriert sich vor allem auf die Nordregion (Amazonasgebiet, ca. 40 %), den Süden und Südosten Brasiliens. Ausgeschöpft wird dieses Potenzial gegenwärtig zu etwas mehr als einem Viertel (71 GW), womit Wasserkraft zu mehr als 40 % zum Primärenergieaufkommen und zu fast 90 % zur Stromerzeugung beiträgt. Weitere sieben große Wasserkraftwerke mit insgesamt 1,7 GW befanden sich Ende 2006 im Bau. Mehr als die Hälfte des Ausbaus der Stromerzeugung wird in den kommenden Jahren auf Wasserkraft beruhen. Zusätzliche 90 GW gelten als gesichert, allerdings lassen sich bei Investitionskosten bis 4.100 US\$/kW und mittleren Erzeugungskosten

von bis zu 60 US\$/MWh derzeit nur etwa 61,3 GW wirtschaftlich nutzen. In der Praxis erschließbar ist das gesamte Energievolumen über die bereits in Betrieb befindlichen Wasserkraftwerke hinaus nur zu einem kleineren Teil, da der Eingriff in die Natur zum Bau von Stauseen vor allem im flachen Norden in vielen Fällen unververtretbar erscheint. Im Süden und Südosten werden dagegen bereits jetzt über 50 % der vorhandenen Kapazitäten genutzt.

Langzeitprognosen schätzen die installierte Erzeugungskapazität aus Wasserkraft für 2015 auf knapp 100 GW, d.h. dass in den nächsten Jahren im Mittel jeweils 3.100 MW neu ans Netz gehen müssten. Bis 2030 wird ein Ausbau auf 156,3 GW erwartet.

Kleinwasserkraft

Wasserkraftwerke zwischen 1 und 30 MW werden als Kleinwasserkraftanlagen bezeichnet und bedürfen, sofern der zugehörige Stausee nicht größer als 3 km² ist und sie von unabhängigen Stromproduzenten oder zur Eigenversorgung betrieben werden, nur einer einfachen stromrechtlichen Genehmigung, die dem ersten geeigneten Antragsteller gewährt wird.²⁵ In Ausnahmefällen können auch öffentliche Auktionen durchgeführt werden. Konzessionen werden für einen Zeitraum gewährt, der eine Refinanzierung der Investitionen erlaubt, maximal jedoch für 35 Jahre.

Kleinwasserkraftanlagen sind derzeit vor allem in den bergigen Regionen des Südens und Südostens des Landes konzentriert.

Trotz der Investitionsanreize und der hohen Zahl stromrechtlicher Genehmigungen (3.380 MW von 1998 bis Ende 2005) blieb der Zubau in den letzten Jahren sehr begrenzt. Für 2005 wird eine installierte Leistung von 578 MW genannt. Allerdings ist zu erwarten, dass im Rahmen der ersten Phase von PRO-INFA bis Ende 2008 mindestens 1.000 MW neu errichtet werden. Bis Ende 2006 hatten von den vertraglich vereinbarten 63 Projekten 9 Anlagen mit insgesamt 162,3 MW den Betrieb aufgenommen.

25 ANEEL-Resolution 394 vom 4.12.1998 und 395/1999. Nach ANEEL-Resolution 652 vom 9.12.2003 sind in besonders definierten Fällen auch größere Stauseen zugelassen.

Insgesamt wird das Potenzial für Kleinwasserkraftwerke auf 7 bis 14 GW beziffert. Es wird geschätzt, dass sich alleine 700 MW durch Erweiterung und Verbesserung bestehender Anlagen sowie durch Reaktivierung stillliegender Kraftwerke erschließen lassen. Langfristige Prognosen sehen bis 2020 einen Ausbau auf 2.770 MW und bis 2030 auf 7.770 MW voraus.

Förderung von Kleinwasserkraftanlagen

Verschiedene Anreize sollten in den letzten Jahren den Bau neuer Kleinwasserkraftwerke anregen:

- Für Stromtransport und -verteilung sind maximal 50 % der normalen Tarife zu zahlen, wobei sogar 100 % Rabatt für Kleinwasserkraftanlagen gewährt wurden, die bis Ende 2003 in Betrieb gingen.
- Befreiung von Ausgleichszahlungen für überflutete Gebiete sowie von Steuerzahlungen für die Wassernutzung.
- Verbraucher mit einem Bedarf von 500 kW (bzw. 50 kW bei Inselversorgung) oder mehr können freie Verträge aushandeln, wobei bis zu 49 % der bezogenen Elektrizität aus anderen Quellen stammen darf.

Windenergie

Trotz guter bis sehr guter Windenergiebedingungen befindet sich die Nutzung zur Stromerzeugung in Brasilien noch in den Anfängen. Ende 2006 betrug die gesamte installierte Leistung, verteilt auf relativ wenige Standorte, gut 236 MW. Bei Ausschöpfung aller vertraglich vereinbarten Vorhaben im Rahmen von PROINFA ist mit einer installierten Leistung von 1.450 MW bis Ende 2006 zu rechnen.

Das technisch erschließbare Erzeugungspotenzial wird auf mehr als 140 GW, die aus Windkraft zu gewinnende Strommenge auf 272 TWh jährlich geschätzt. Nicht zuletzt die Küstenbereiche im Norden und Nordosten, an denen mittlere Windgeschwindigkeiten von 8 m/s und mehr in 50 m Höhe gemessen werden, sind bestens für eine Windenergienutzung geeignet.

Wie bereits oben ausgeführt, gilt für alle Windkraftanlagen und -parks bis 30 MW, dass sie nur 50 % der üblichen Tarife für Übertragung und Verteilung bezahlen müssen.

Windmessungen

Die meisten windhöffigen Gebiete sind unter anderem aufgrund internationaler Programme gut erfasst und dokumentiert. Bereits 1990/91 wurden im Rahmen des TERNA-Programms der GTZ gemeinsam mit dem regionalen Stromversorger COELCE an drei Küstenstandorten im Bundesstaat Ceará²⁶ Windmessungen vorgenommen, die ein hervorragendes Windpotenzial mit hoher Stetigkeit auswiesen. Ein erster Windatlas für den Nordosten wurde 1998 vom Brasilianischen Zentrum für Windenergie publiziert.

Auf bundesstaatlicher Ebene liegen Windatlanten für Ceará, Paraná und Bahia vor. Die erste Fassung eines gesamtbrasilianischen Windatlas des Referenzzentrums für Solar- und Windenergie CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito) im Forschungszentrum für Elektroenergie (CEPEL) wurde in 2002 abgeschlossen. Dieser Atlas beruht auf Messungen verschiedener Versorgungsunternehmen und anderer Akteure.

Mit dem Brasilianischen Zentrum für Windenergie in Recife, das über eine Testanlage verfügt, und CRESESB in Rio de Janeiro existieren wichtige Know-how-Träger. Auch akademische Institutionen in anderen Bundesstaaten nehmen sich verstärkt der Windenergie an und tragen zur Qualifizierung von Fachleuten bei. Mit deutscher Hilfe (InWEnt und Deutsches Windenergie-Institut) wurden in der Vergangenheit wiederholt Schulungsmaßnahmen für brasilianische Energie- und Finanzexperten durchgeführt.

26 Siehe www.seinfra.ce.gov.br.

Stand der Windnutzung

Aufgrund der ersten im Rahmen von PROINFA in 2006 installierten Anlagen hatte die installierte Windkraftkapazität einen deutlichen Zuwachs zu verzeichnen. Bis Ende des Jahres gingen 208 MW verteilt auf 5 Standorte neu ans Netz, die meisten davon im südlichsten Bundesstaat Rio Grande do Sul (Tab. 7). Alle Anlagen wurden von der Enercon-Tochter Wobben Windpower geliefert.

Die Windparks Osório sowie Água Doce wurden mittlerweile auch als CDM-Vorhaben registriert, außerdem ein weiterer kleiner Windpark (Horizonte) in Santa Catarina mit 4,8 MW, der bereits in 2003 fertig gestellt wurde, sowie drei Anlagen mit insgesamt 1,8 MW in Macau im Bundesstaat Rio Grande do Norte, die ebenfalls seit 2003 in Betrieb sind und Strom für Erdöl-pumpen des staatlichen Konzerns Petrobrás liefern.

Standort	Bundesstaat	Leistung	Turbinen	Betriebsbeginn	Betreiber
Água Doce	Santa Catarina	9,0 MW	15 x 600 kW	2005/2006	CENAEEL
Rio do Fogo	Rio Grande do Norte	49,6 MW	62 x 800 kW	Juli 2006	Iberdrola / Enerbrasil
Osório	Rio Grande do Sul	50,0 MW	25 x 2.000 kW	Juni 2006	Elecnor / Enerfin / Ventos do Sul
Sangradouro	Rio Grande do Sul	50,0 MW	25 x 2.000 kW	Sept. 2006	Elecnor / Enerfin / Ventos do Sul
Índios	Rio Grande do Sul	50,0 MW	25 x 2.000 kW	Nov. 2006	Elecnor / Enerfin / Ventos do Sul

Tab 7: Im Rahmen von PROINFA in 2006 errichtete Windkraftanlagen

Die insgesamt 54 mit Stromkaufverträgen durch Eletrobrás ausgestatteten PROINFA-Vorhaben im Windbereich verteilen sich wie folgt auf die Bundesstaaten:

- Santa Catarina – 11
- Ceará – 14
- Pernambuco – 5
- Paraíba – 13
- Rio Grande do Sul – 5
- Rio Grande do Norte – 3
- Rio de Janeiro – 2
- Piauí – 1

Interessanterweise gibt es in einigen ebenfalls windreichen Bundesstaaten im Nordosten, wie Alagoas, Bahia und Sergipe, keinerlei Windprojekte, die im Rahmen von PROINFA zur Auswahl kamen.

Als problematisch für eine zügige Realisierung erweist sich unter anderem die Anforderung eines 60%-Anteils nationaler Wertschöpfung bei allen Vorhaben. Da bislang nur mit Anlagen des einzigen in Brasilien ansässigen Turbinenherstellers Wobben Windpower diese Bedingung erfüllt werden kann, zeichnet sich hier ein deutlicher Engpass ab. Ab dem zweiten Halbjahr 2007 wird voraussichtlich auch die deutsche Firma Fuhrländer mit der Fertigung von Windkraftanlagen in Brasilien beginnen.

Aktuelle Langzeitprognosen sehen bis 2015 keinen Ausbau der Windenergie über die geplante erste Phase von PROINFA hinaus. Für den folgenden Zeitraum bis 2030 wird unter der gegenwärtigen Kostensituation ein Ausbau von nicht mehr als 3.300 MW erwartet, also lediglich 220 MW pro Jahr.

Biomasse

Brasilien verfügt über weit reichende Biomasseressourcen, die bereits heute zu fast einem Viertel zum Primärenergieverbrauch und zu etwa 2% zum Stromaufkommen beitragen. Allerdings erfolgt die Nutzung derzeit häufig noch in nicht nachhaltiger Form, zum Beispiel durch Verbrennung von Holzkohle ohne gezielte Wiederaufforstung.

Auch für alle Biomasseanlagen bis 30 MW gilt, dass nur 50% der Tarife für Übertragung und Verteilung zu zahlen sind.

Nutzung von Biomasse

Bislang kommt Biomasse zur Stromerzeugung vor allem in der industriellen Eigenversorgung zur Anwendung. Dabei überwiegt der Einsatz von Bagasse aus der Zucker- und der (damit verbundenen) Alkoholproduktion²⁷ und die Verwertung von Reststoffen in der Holz- und Papierindustrie. Etwa drei Viertel der Strom erzeugenden Biomasseanlagen mit einer Gesamtkapazität von mehr als 3.000 MW (März 2005) sind Heizkraftwerke, wobei hierbei fast ausschließlich Bagasse zum Einsatz kommt und Stromüberschüsse zur Lieferung ans Verbundnetz nur in begrenztem Maße und nur saisonal (sechs bis sieben Monate pro Jahr) bereitstehen.

Bei der Verwertung von Biomasse zur Stromerzeugung und Lieferung von Überschussstrom an das öffentliche Netz hat sich das Programm PROINFA nur bedingt als förderlich erwiesen, da die vorgesehene Vergütungsregelung weitgehend als unzureichend betrachtet wurde. Bis Ende 2006 hatten von den vertraglich vereinbarten 22 Projekten (mit insgesamt 685 MW) 15 Anlagen mit insgesamt 414 MW den Betrieb aufgenommen.

Mehr Hoffnung wird nun in die anstehenden Ausschreibungen für neue Erzeugungskapazitäten gelegt, in Verbindung mit einer anteiligen Finanzierung durch den Verkauf von Emissionszertifikaten im Rahmen von CDM.

Stromerzeugung durch Verwertung von Bagasse

In 2005 standen insgesamt 106,5 Mio. Tonnen Bagasse für Energiezwecke zur Verfügung. In den Anlagen der Zuckerindustrie wurden daraus rund 7.660 GWh Strom erzeugt. In 2006 verfügten insgesamt 248 Zuckerfabriken über eine Genehmigung als Eigenversorger, die größtenteils auch eine Autorisierung als unabhängige Stromproduzenten besitzen (mit Lieferung von Überschussstrom an das öffentliche Netz).

Insgesamt beziffert das Energieministerium das Potenzial zur Stromerzeugung durch Verwertung von Bagasse auf rund 8.000 MW, wovon nach anderer Quelle 3.220 MW bzw. rund 14.000 GWh während der Ernteperiode für Stromlieferungen ans öffentliche Netz zur Verfügung stünden. Eine Steigerung auf 35.000 GWh und eine Stromlieferung während des ganzen Jahres erscheint möglich, wenn neben Bagasse auch die Pflanzenrückstände vom Feld in Anlagen mit Hochdruck-Dampf-erzeugern verwertet würden.²⁸

Zudem wird durch Ausweitung des Ethanolprogramms eine starke Zunahme beim Anbau von Zuckerrohr erwartet. Gegenüber etwa 425 Mio. t in der Ernteperiode 2006/07 wird 2012/13 von einem Ertrag von knapp 630 Mio. t Zuckerrohr ausgegangen, die dann in voraussichtlich 325 Fabriken verarbeitet würden.

Andere Biomasseressourcen

Eine Bestandsaufnahme des kurzfristig zusätzlich erschließbaren Biomassepotenzials der Land- und Forstwirtschaft zur Stromerzeugung in den verschiedenen Landesteilen wurde Ende 2002 von ANEEL veröffentlicht:

²⁷ Mit einer Stromerzeugung von mehr als 4.000 GWh pro Jahr.

²⁸ Andere Schätzungen gehen alleine für den Bundesstaat São Paulo von einer möglichen elektrischen Kapazität von Heizkraftwerken auf Zuckerrohrbasis von 6.000 MW aus. Für Gesamtbrasilien wird unter Einsatz hocheffizienter Techniken für 2010 sogar ein Erzeugungspotenzial von mehr als 21.000 MW in Aussicht gestellt.

	Norden	Nord- osten	Mittel- westen	Süd- osten	Süden
	MW				
Ölfrüchte	Pará: 157	45	k.A.	k.A.	k.A.
Reisschalen	33	34	68	13	190
Forstwirtschaft ²⁹	13	52	3	121	127
Kokosnussschalen	6	36	-	5	-
Cashewnussschalen	-	13	-	-	-

Tab 8: Kurzfristig erschließbare Biomassepotenziale zur Stromerzeugung nach Regionen; Brasilien; MW³⁰

Im Hinblick auf die bereits genutzten oder in Erschließung befindlichen Ressourcen stellen die ermittelten Potenziale allerdings eher eine konservative Abschätzung dar.

Das Energieministerium beziffert das technische Erzeugungspotenzial im Reisanbau sowie in der Papier- und Zellstoffindustrie in neueren Veröffentlichungen auf 1.300 MW. Nur für die südlichen Bundesstaaten Santa Catarina, Paraná und Rio Grande do Sul wird das kurzfristig nutzbare technische Stromerzeugungspotenzial durch Verwertung von Restholz, Reisschalen und Bestandteilen des Zuckerrohrs auf mehrere Hundert Megawatt geschätzt. Eine erste Strom erzeugende Anlage zur Verwertung von Reisschalen wurde 1996 in Betrieb genommen.³¹ Insgesamt vier neue Anlagen, bei denen Reisschalen und Holzspäne zum Einsatz kommen, sollen in 2007 im Bundesstaat Rio Grande do Sul von der deutschen Firma CCC Machinery GmbH errichtet werden und insgesamt 61,5 MW leisten.

Gleichzeitig wird die Erschließung weiterer Biomasseressourcen diskutiert und teilweise bereits im Kleinformat umgesetzt. Das Augenmerk richtet sich dabei neben organischen Bestandteilen des Hausmülls auf Reststoffe anderer landwirtschaftlicher Produkte, z.B. Kakao- und Kaffeeschalen, und auf ölhaltige Früchte, die vor allem auch bei der ländlichen Elektrifizierung des Nordens und Nordostens unter Einsatz von Verbrennungsmotoren in Form von reinem Pflanzenöl oder als Biodiesel eine wichtige Rolle einnehmen könnten.

Als wichtige Ressource erweist sich – wie auch in anderen Ländern – die Nutzung von Deponiegas. Mehrere Vorhaben befinden sich hierzu derzeit im Rahmen des CDM-Zertifikatehandels in der Umsetzung. In ersten Pilotvorhaben wird auch die Nutzung von Klärgasen aus der Reinigung von Abwasser erprobt.

Eine aktuelle Langzeitprognose geht für 2005 von einer installierten Biomasse-Kapazität (ohne Bagasse) von 56 MW aus. Bis 2015 wird ein Ausbau auf 1.621 MW, bis 2030 auf 6.571 MW erwartet.

Solarenergie

Auf der Basis von 350 Messstationen wurde in 2001 von der Bundesuniversität Pernambuco ein erster Solaratlas für Brasilien vorgelegt. Eine wesentlich verbesserte Version wurde im Rahmen des UNEP-SWERA-Projekts erstellt und in 2006 veröffentlicht.³² Brasilien weist aufgrund seiner Lage in Äquatornähe in allen Landesteilen gute bis sehr gute solare Bedingungen auf. Die mittlere tägliche Einstrahlung liegt zwischen 4,5 kWh/m² an der Küste des Bundesstaates Paraná und 6,3 kWh/m² im Landesinneren des Nordostens (Region Sertão). Ein regionaler Strahlungsatlas liegt für den Bundesstaat Santa Catarina vor, er wurde in Partnerschaft zwischen dem regionalen Energieversorger und der Bundesuniversität erarbeitet.

Photovoltaische Nutzung

Eine solarelektrische Nutzung fand in den letzten Jahren vor allem im Rahmen des bundesstaatlichen Programms PRODEEM statt, bei dem gemeinschaftliche Einrichtungen im Gesundheitssektor, aber auch für produktive Tätigkeiten mit PV-Anlagen von insgesamt etwa 5,8 MW ausgestattet wurden. Erste Erfahrungen mit einer netzgekoppelten Anlage wurden auf dem Gelände der Bundesuniversität Santa Catarina gesammelt. Im Energieentwicklungsplan bis 2030 findet solar erzeugter Strom keine Berücksichtigung.

²⁹ Nur Holzrückstände aus der Forstwirtschaft.

³⁰ Quelle: ANEEL, 2002.

³¹ Bei São Gabriel im Bundesstaat Rio Grande do Sul.

³² Siehe swera.unep.net.

Insgesamt wird das Potenzial für Photovoltaikanlagen im Rahmen der ländlichen Basiselektrifizierung auf etwa 100 MW geschätzt. Solar-Home-Systeme für die elementare netzferne Versorgung privater Haushalte wurden in der Vergangenheit vor allem im Rahmen bilateraler Entwicklungsprojekte verbreitet. Aufgrund mangelnder Marktdichte und fehlender Wartung ist die Ausfallrate von PV-Anlagen in der Vergangenheit allerdings sehr hoch gewesen. Mit einer unmittelbaren Einbindung der Verteilungsunternehmen in die Elektrifizierungsmaßnahmen im Rahmen des Programms "Luz para Todos" sollen derartige Fehler in der Zukunft vermieden werden. Als einziger nationaler Hersteller von Solarzellen und -modulen ist die Firma Heliodinâmica tätig, deren Produktionsvolumen allerdings bislang nur sehr gering ist.

Solarthermische Stromerzeugung

Brasilien ist seit 1996 über die Forschungseinrichtung CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) an dem internationalen Vorhaben SolarPACES (Solar Power and Chemical Energy Systems) beteiligt. Konkrete Überlegungen für einen Bau solarthermischer Kraftwerke bestehen nicht.

Solarthermische Warmwasserbereitung

Die Warmwassererwärmung für Duschzwecke erfolgt in Brasilien üblicherweise mit einfachen und in der Anschaffung sehr preiswerten elektrischen Durchlauferhitzern, sofern nicht aus Kostengründen oder aus Mangel an Fließendwasser ganz auf diesen Komfort verzichtet wird. In einigen südlichen Städten, so auch in Rio de Janeiro, sind zudem gasbetriebene Durchlauferhitzer verbreitet. Die elektrische Energiezufuhr führt vor allem in den größeren Verbrauchszentren zu extremen Lastspitzen in den Morgen- und Abendstunden. Trotz des ganzjährigen Solarangebotes und einer Reihe von Kollektorherstellern sowie international durchaus vergleichbaren technischen Anforderungen zur Qualitätssicherung kann die solare Warmwasserbereitung noch nicht als breit eingeführt bezeichnet werden.

Weder im städtischen Umfeld mit mehrstöckigen Gebäuden noch bei Einfamilienhäusern hat sich die Solarthermie bislang ein signifikantes Marktvolumen verschaffen können. Trotzdem gibt es eine stetig nachwachsende Nachfrage nach Thermosiphonsystemen für einzelne Haushalte wie auch nach größeren Anlagen zum Beispiel für Krankenhäuser. Ein weiteres Anwendungsfeld versuchen vor allem Stromversorger mit entsprechender Förderung in Armutgebieten zu erschließen. Da in diesen Wohnsiedlungen häufig nicht für den Strombezug bezahlt wird, bestehen Ansätze, unter Einbeziehung der Einwohner wenig aufwändige Systeme zu konstruieren und zu installieren. Die Stromversorger übernehmen die Kosten aus einem Etat, den sie ohnehin gesetzlich für Maßnahmen zur Energieeffizienz aufwenden müssen. Einzelne Kommunen starten zudem derzeit Initiativen, die solare Warmwasserbereitung in ihrem Gebiet stärker zu verbreiten.

Geothermie

Aufgrund der geologischen Gegebenheiten bietet Brasilien keine günstigen Bedingungen für eine geothermische Nutzung. Ob lokal Möglichkeiten für eine Anwendung zur Stromerzeugung bestehen, ist bislang nicht erkundet.

2.6 Ländliche Elektrifizierung

Aufgrund seiner territorialen Größe, geringer Bevölkerungsdichte in weiten Landesteilen und gravierender Armut in ländlichen Regionen weist Brasilien nach wie vor einen nicht zu vernachlässigenden Anteil nicht-elektrifizierter Kommunen und Haushalte auf.³³ Nach der Volkszählung von 2000 verfügten rund 3,1 Mio. Haushalte (entsprechend 6,5 % der Gesamtzahl) über keine elektrische Beleuchtung.³⁴ Durch die zwischenzeitlich erfolgten Maßnahmen dürfte der Elektrifizierungsgrad mittlerweile allerdings auf mehr als 95 % gestiegen sein.

33 Nichtelektrifizierung ist in diesem Zusammenhang wörtlich zu verstehen, da meist nicht einmal Dieselgeneratoren zur elementaren Eigenversorgung verfügbar sind und für Grundbedürfnisse (z.B. Betrieb von Radiogeräten) oft lediglich Batterien beschafft werden. Kommunen sind als lokale Gemeinschaften zu interpretieren, deren Bewohner häufig weiträumig verstreut angesiedelt sind, jedoch nicht unbedingt über individuelles Landeigentum verfügen. Im Brasilianischen wird deshalb auch oft eher von "Propriedade" ("Anwesen") gesprochen.

34 Die Gesamtbevölkerung Brasiliens lag nach Schätzungen im Jahr 2006 bei 186,8 Millionen (DSW-Datenreport, Sept. 2006). In vielen Regionen ist die bestehende Stromversorgung zudem häufig unterbrochen und somit nur zeitweilig aktiv.

Programm "Luz para Todos"

Zur Verbesserung der Elektrifizierung im ländlichen Raum wurde im November 2003 das Programm "Luz para Todos" ("Strom für alle") gestartet.³⁵ Danach sollen alle 12 Mio. Menschen ohne Stromanschluss mit Elektrizität versorgt werden (10 Mio. davon im ländlichen Raum). Bis Ende 2008 sollen insgesamt 1,7 Mio. nicht-elektrifizierte Haushalte Zugang zu Strom erhalten. In den Konzessionsgebieten mit einer Elektrifizierungsrate bei Start des Programms von unter 96% soll eine komplette Deckung bis 2013 erreicht werden, in Kommunen mit weniger als 53% sogar erst bis 2015.

Das Programm wird vom Energieministerium koordiniert, von Eletrobrás abgewickelt und von den von ihr kontrollierten Verteilungsunternehmen sowie den privatisierten und bundesstaatlichen Stromversorgern unter Beteiligung regionaler Komitees umgesetzt. Bis November 2006 konnten 4,6 Mio. Menschen neu mit Strom versorgt werden. Dabei lag der Schwerpunkt der Aktivitäten im Nordosten sowie im Südosten. Insgesamt waren bis zu diesem Zeitpunkt gut 3 Mrd. US\$ durch Verträge für Investitionen und bauliche Maßnahmen gebunden.

Die Mittel für das Programm, die insgesamt auf etwa 2,5 Mrd. € (7 Mrd. R\$) bis 2008 geschätzt werden, entstammen zumindest teilweise (1,9 Mrd. €, entsprechend 72% der Gesamtkosten) den von ANEEL vereinnahmten Konzessionsgebühren und Strafzahlungen der Energieversorgungsunternehmen, die als Darlehen vergeben werden (Reserva Global de Reversão – RGR). Außerdem aus dem CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), einem von allen Stromverbrauchern gespeisten Zuschussfonds zur Entwicklung des Elektrizitätssektors in den Bundesstaaten und zur Förderung bislang nicht wettbewerbsfähiger Erzeugungsquellen. Den Rest sollen die Bundesstaaten und Kommunen (14%) und die Stromversorger (14%) beisteuern.

Im Falle sehr niedriger Ausgangsraten bei der Elektrifizierung werden jedoch auch bis zu 90% der von den Versorgungsunternehmen getätigten Gesamtinvestitionen aus nationalen Mitteln bezuschusst. Die Stromverbraucher müssen für eventuelle Netzerweiterungen nicht aufkommen.

Vorrang haben vor allem Projekte in Gemeinden mit einer Anschlussrate unter 85% sowie Vorhaben, die einen produktiven Einsatz der elektrischen Energie vorsehen, oder Maßnahmen, die in öffentlichen Schulen, Gesundheitsposten oder zur Wasserversorgung umgesetzt werden.

Einsatz erneuerbarer Energien

Die Elektrifizierung erfolgt durch Netzerweiterung, dezentrale Erzeugungssysteme mit Inselnetzen oder individuelle Anlagen, wobei neben einer Stromproduktion auf Dieselmotorbasis auch erneuerbare Energien zum Einsatz kommen. Das Programm ersetzt damit auch das frühere Vorhaben PRODEEM (Programa para o Desenvolvimento da Energia nos Estados e Municípios), mit dem gemeinschaftliche Einrichtungen mit Anlagen zur Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien ausgestattet werden konnten. Zur wirtschaftlichen Abwägung dienen regional gestaffelte Kostensätze, bei deren Überschreitung Alternativen zur Netzerweiterung erwogen werden sollten. So liegen die Grenzkosten beispielsweise im Nordosten bei im Mittel rund 1.870 € (5.200 R\$) pro Verbraucher.³⁶

Es wird geschätzt, dass sich im Amazonasgebiet für etwa 17.500 Orte mit nur geringer Bevölkerung der Einsatz von etwa 130.000 PV-Systemen als am wirtschaftlichsten erweist. Weitere 2.300 Orte mit etwa 110.000 Gebäuden könnten sinnvoll mit einem Mininetz auf der Basis von Photovoltaik oder Biomasse ausgestattet werden. 680 mittelgroße Kommunen ließen sich auf der Basis hybrider Systeme versorgen und 10 größere Kommunen könnten eine Stromerzeugung auf Basis konventioneller Dieselgeneratoren oder Hybrid-systemen erhalten.

35 Dekret 4.873 vom 11.11.2003, das sich auf das Gesetz 10.438 (Art. 14 und 15) bezieht. Das neue Vorhaben folgt dem von Eletrobrás verwalteten Programm "Luz no Campo", mit dem innerhalb von vier Jahren ca. 1 Million ländliche Haushalte und Gebäude mit Strom versorgt werden sollten. Das Programm führte allerdings aufgrund der nur auf Kreditbasis für konzessionierte Versorgungsunternehmen und ländliche Kooperativen gewährten Fördermittel nicht zum gewünschten Erfolg.

36 Diese Mittelwerte beziehen sich auf alle Haushalte innerhalb einer zu versorgenden Region und bilden lediglich einen Anhaltspunkt für die Wahl der Versorgungsart

Bis Ende 2006 belief sich die Anzahl der im Rahmen von Luz para Todos bewilligten Anträge auf Einsatz erneuerbarer Energien auf insgesamt sechs, wobei es sich ausschließlich um Solar-Home-Systeme (SHS) handelt (insgesamt 3.071 Anlagen).

Derzeit werden außerdem im gesamten Amazonasgebiet eine Reihe von Pilotvorhaben mit Kleinwasserkraft, Pflanzenöl, Biomassevergasung, PV-Anlagen, Biodiesel und Hybridsystemen betrieben, die vor allem der Erforschung der Alltagstauglichkeit derartiger Anlagen dienen. Dazu gehört auch eine stromerzeugende Anlage auf der Basis von Holzvergasung in der Gemeinde Nossa Senhora das Graças in der Kommune Manacapuru im Bundesstaat Amazonas (Projeto Ribeirinhas). Von Eletrobrás wurden zudem ebenfalls im Bundesstaat Amazonas 180 Solar-Home-Systeme bis 2005 in 27 flussnahen Ansiedlungen installiert.

Ersatz fossiler Energieträger in isolierten Versorgungsnetzen

Als weiterer Schwerpunkt zum Einsatz erneuerbarer Energien bieten sich die isolierten Versorgungsnetze an, die in der Amazonasregion vor allem mit Diesel- und Schwerölgeneratoren ausgestattet sind und deren Mehrkosten von mehr als 2 Mrd. US\$ jährlich derzeit von allen Verbrauchern getragen werden. Für diese Netze bietet sich insbesondere die Substitution durch Kleinwasserkraft und Biomasseanlagen an. Erste Vorhaben wurden bereits umgesetzt.

GTZ-Vorhaben

Die GTZ unterstützt seit 2005 in einem Vorhaben mit einer Laufzeit bis Ende 2008 die ländliche Elektrifizierung mit erneuerbaren Energien im Norden und Nordosten Brasiliens. Unter Bezugnahme auf das staatliche Elektrifizierungsprogramm "Luz para Todos" soll in einer ersten Phase insbesondere die Kooperation zwischen Eletrobrás und den örtlichen Energieversorgungsunternehmen bei der Erprobung und Entwicklung von Modellen zur ländlichen Elektrifizierung, die auf erneuerbaren Energien basieren, gestärkt werden.

Dabei stehen die Problemregionen im Norden und Nordosten im Vordergrund, die im Zeitraum 2008 bis 2015 elektrifiziert werden sollen.

Derzeit werden im Rahmen des Vorhabens drei unterschiedliche PV-Systeme einem Feldtest unterworfen, der letztlich dazu beitragen soll, die von ANEEL festgelegten Mindeststandards für die individuelle Haushaltsstromversorgung neu zu definieren. Hintergrund dieser Bemühungen ist das Bestreben, die Darlehen und Zuschüsse und die daraus resultierenden Stromtarife durch niedrige Investitionsaufwendungen und geringe Betriebskosten in Grenzen zu halten. Ferner wurde das regionale Versorgungsunternehmen Eletroacre bei der Erarbeitung eines Geschäftsmodells für die Bereitstellung von SHS beraten und in der Funktion, Installation und Wartung der Anlagen geschult. In einem zweiten Pilotprojekt soll ein Elektrifizierungsmodell mit erneuerbaren Energien für kleine Siedlungen auf der Basis von Mini-Netzen entwickelt werden.

Bundesstaatliche Förderprogramme

Einige Bundesstaaten führten und führen, teilweise unterstützt durch ausländische Geber, eigene Programme zur solaren Elektrifizierung durch, auch wenn diese im Vergleich zum nationalen Programm Luz para Todos bescheidene Ausmaße haben. In den Bundesstaaten Pernambuco und Ceará wurde bei der Privatisierung der jeweiligen regionalen Versorgungsunternehmen eine Investition von mindestens 2% des Jahresumsatzes für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete vertraglich vereinbart.³⁷

Währungskurs (März 2007):

1 Brasilianischer Real (BRL) = 0,36 Euro (EUR)

1 EUR = 2,81 Real

37 In Pernambuco ab 2008 nur noch 1%.

2.7 Literatur

- ANEEL:
Atlas de Energia Elétrica do Brasil, Segunda Edição, 2005
- ANEEL:
Panorama do Potencial de Biomassa no Brasil (Projeto BRA/00/029 – Capacitação do Setor Elétrico Brasileiro em Relação à Mudança Global do Clima), Dezembro 2002
- ANEEL:
Panorama do Potencial Eólico no Brasil (Projeto BRA/00/029 – Capacitação do Setor Elétrico Brasileiro em Relação à Mudança Global do Clima), Dezembro 2002
- Atlas do Potencial Eólico Brasileiro,
www.cresesb.cepel.br
- Brazil – a new model for decentralized energy?, in:
Cogeneration and On-Site Power Production,
January-February 2004
- C.M. Ribeiro, A. Andrade de Souza,
F. L. de Oliveira Rosa, RENOVE:
Uma rede de Organizações do Terceiro Setor
promovendo o Desenvolvimento das Fontes
Renováveis no Brasil, s/d
- COELBA:
Estado do Bahia, Atlas do Potencial Eólico, o.D.
- Eletrobrás:
Informe de Mercado, verschiedene Ausgaben
- Eletrobrás:
Relatório Anual 2005
- Energy Information Administration
(US-Department of Energy):
Country Analysis Briefs Brazil, August 2006
- ESMAP/Worldbank:
Brazil – Background Study for a National Rural
Electrification Strategy: Aiming for Universal
Access, March 2005
- IAEA/COPPE:
Brazil: A Country Profil on Sustainable Energy
Development, April 2006 (Preprint)
- IEA:
The energy situation in Brazil: an overview,
May 2006
- Ministério da Ciencia e Tecnologia,
Coordenacao-Geral de Mucancas Globais de Clima:
Comunicacao Nacional Inicial do Brasil à Convencao-
Quadro das Nacoes Unidas sobre Mudanca do
Clima, Brasília, Novembro de 2004
- MME:
Guia de Habilitação de Projetos de Geração de
Energia Elétrica, Centrais Eólicas, 2004
- MME:
Guia de Habilitação de Projetos de Geração de
Energia Elétrica, Centrais Termelétricas a Biomassa,
2004
- MME:
Guia de Habilitação de Projetos de Geração de
Energia Elétrica, Pequenas Centrais Hidrelétricas –
PCHs, 2004
- MME/EPE:
Balanço Energético Nacional 2006
- MME/EPE:
Balanço Energético Nacional 2006, Resultados
Preliminares ano base 2005, Rio de Janeiro,
Maio 2006
- MME/EPE:
Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica
2006/2015, 2006

- **MME/EPE:**
Plano Nacional de Energia – Estratégia para expansão da oferta, Brasília, Nov. 2006
- **Tolmasquim, Mauricio Tiomno (Organizador):**
Fontes Renováveis de Energia no Brasil, Rio de Janeiro 2003
- **UNIDO:**
CDM Investor Guide Brazil, Vienna, Austria 2003
- **World Bank/UNEP:**
Developing Financial Intermediation Mechanisms for Energy Efficiency Projects in Brazil, China and India, Brazil Country Report, August 2006

Weitere Informationen finden sich unter folgenden Internetadressen:

www.energiabrasil.com.br

www.canalenergia.com.br

2.8 Kontakte

Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) Büro Brasília

Edifício Brasília Trade Center/SCN Quadra 01 Bloco C/Sala 1501

Zona Central

Caixa Postal 01991

70.259-970 Brasília/DF, Brasilien

Tel. +55 (61) 326 21 70

Fax +55 (61) 328 91 49

E-Mail: gtz-brasilien@br.gtz.de

Ministério de Minas e Energia (MME)

Secretaria de Energia DNDE – Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético

Esplanada dos Ministérios, Bloco U

70065-900 Brasília – DF

Tel. +55 (61) 319 50 12

Fax +55 (61) 224 19 73

www.mme.gov.br

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Quadra 603 – Modulo “J”

70830-030 Brasília – DF

Tel. +55 (61) 312 59 50

Fax +55 (61) 312 56 23

E-Mail: webmaster@aneel.gov.br

www.aneel.gov.br

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

Escritório Central Rua da Quitanda 196

20091-000 Rio de Janeiro

Tel. +55 (21) 22 03 94 00

Fax +55 (21) 22 03 94 44

E-Mail: info@ons.org.br

www.ons.org.br

Eletrobrás

Av. Presidente Vargas 409

20071-003 Rio de Janeiro – RJ

Tel. +55 (21) 25 14 51 51

Fax +55 (21) 25 07 84 87 und 22 24 05 35

www.eletrobras.gov.br

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Av. Rio Branco, 1 – 11º andar, Centro
20.090-003 Rio de Janeiro – RJ
Tel. +55 (21) 35 12 31 00
Fax +55 (21) 35 12 31 99

Associação Brasileira das Grandes Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE)

Rua Alvarenga Peixoto, 1408 – sala 906
Santo Agostinho
30180-121 Belo Horizonte – MG
Tel. +55 (31) 32 92 48 05
Fax +55 (31) 32 92 46 82
E-Mail: abrage@abrage.com.br
www.abrage.com.br

Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica (APMPE)

Ed. Palácio do Rádio II – SRTV/SUL
Q. 701 C.J.E Bl. 2 e 4, Sala 537
70340-902 Brasília – DF
Tel. +55 (61) 224 59 86
Fax +55 (61) 223 39 30
www.apmpe.com.br

Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)

Rua da Assembléia 10 – sala 3201
20119-901 Rio de Janeiro
Tel. +55 (21) 25 31 20 53
Fax +55 (21) 25 31 25 95
www.abradee.com.br

Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (ABRATE)

Rua Deputado Antonio Edu Vieira, 999 – Pantanal
88040-901 Florianópolis/SC – Brasil
Tel. +55 (48) 231 72 15/233 56 47
Fax +55 (48) 233 55 51
E-Mail: abrate@abrate.org.br
www.abrate.com.br

Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE)

SCN Qd. 02 Ed. Centro Empresarial Encol – Torre “A” Salas
70710-500 Brasília – DF
Tel. +55 (61) 315 91 82/4 oder 328 57 07
Fax +55 (61) 327 20 69
apine@apine.com.br
www.apine.com.br

Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia Elétrica (ABRACE)

Av. Paulista, 1439 – 11. andar – conj. 112
01311-926 São Paulo – SP
Tel. +55 (11) 32 84 40 65
Fax +55 (11) 288 38 82
E-Mail: info@abraces.org.br
www.abraces.org.br

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica – CRESESB

Av. Hum s/nº, Cidade Universitária – Ilha do Fundão
21941-590 Rio de Janeiro – RJ
Caixa Postal: 68007
Tel. +55 (21) 25 98 21 74/21 87
Fax +55 (21) 22 60 62 11
E-Mail: crese@cepel.br
www.cepel.br

**Centro Brasileiro de Energia Eólica CBEE
Centro de Tecnologia da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE)**

50740-530 Recife – PE
Tel. +55 (81) 453 46 62/453 44 53/453 29 75
Fax +55 (81) 271 82 32
E-Mail: eolica@eolica.com.br
www.eolica.com.br

Centro Nacional de Referência em Biomassa

Av. Professor Luciano Gualberto, 1289 –
 Cidade Universitária
 05508-010 São Paulo – SP
 Tel. +55 (11) 30 91 26 55 und 30 91 26 54
 Fax +55 (11) 30 91 26 49
 E-Mail: armando@cenbio.org.br
 www.cenbio.org.br

Grupo de Estudos de Energia Solar/Green Solar

Av. José Gaspar Talento, 500 – Vizinhança Coração
 Eucarístico
 30535-610 Belo Horizonte – MG
 Tel. +55 (31) 319 43 87
 E-Mail: green@pucmg.com.br
 www.green.pucmg.br

**Centro Nacional de Referência em Pequenos
Aproveitamentos Hidroenergéticos – CERPCH**

Escola Federal de Engenharia de Itajubá Avenida BPS,
 1303 Bairro Pinheirinho
 37500-903 Itajubá – MG
 Tel. +55 (35) 36 29 12 78
 Fax +55 (35) 36 29 12 65
 E-Mail: cerpch@cpd.efei.br
 www.cerpch.efei.br

Ministério do Desenvolvimento,**Indústria e Comércio Exterior**

Secretaria de Comércio Exterior
 Esplanada dos Ministérios, Bl. J
 70053-900 Brasília – DF
 Tel. +55 (61) 34 29 70 80
 E-Mail: administrator@secex.mdic.gov.br
 www.mdic.gov.br

**Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
e Social (BNDES)**

Av. República do Chile 100
 20139-900 Rio de Janeiro
 Tel. +55 (21) 22 77 74 47
 www.bndes.gov.br

Associação de Comércio Exterior do Brasil

Av. General Justo 335, 4. andar
 20021-130 Rio de Janeiro – RJ
 Tel. +55 (21) 25 44 00 48
 Fax +55 (21) 25 44 05 77
 E-Mail: aebbras@embratel.net.br
 www.aeb.org.br

Brasilianische Botschaft in Berlin

Wallstraße 57
 10179 Berlin
 Tel. +49 (30) 726 28-0
 Fax +49 (30) 726 28-320
 E-Mail: brasil@brasemberlim.de
 www.brasilianische-botschaft.de

3 Chile

3.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Im Juli 2006 waren insgesamt 12.132 MW an Erzeugungskapazität im öffentlichen Versorgungssektor Chiles installiert, davon rund 7.400 MW in thermischen Kraftwerken und 4.730 MW in Wasserkraftwerken. Dazu kommen weitere etwa 700 MW bei Eigenversorgern (inklusive industrieller Heizkraftwerke).

	SING	SIC	Aysén	Magallanes	Gesamt
MW					
2001	3.440,9	6.579,2	22,9	64,5	10.107,5
2002	3.633,2	6.737,2	22,6	64,5	10.457,5
2003	3.640,7	6.996,2	33,1	65,0	10.735,0
2004	3.595,8	7.867,4	33,5	64,7	11.561,4
2005	3.595,8	8.259,8	33,5	64,7	11.953,8
Juli 2006	3.595,8	8.437,8	33,5	64,7	12.131,8

Tab. 1: Installierte Leistung nach Versorgungsregion; Chile; 2001-2006; MW

Ende 2006 waren im nördlichen Verbundnetz SING 3.596 MW installiert, davon 2.112 MW Erdgaskraftwerke, 13 MW Wasserkraft, 1.206 MW Kohlekraftwerke, 138 MW dieselbetriebene und 128 MW schwerölbetriebene Kraftwerke. Im Verbundnetz SIC befanden sich Ende 2005 56,8% der Erzeugungskapazität in Wasserkraftanlagen (4.688 MW), der Rest in thermischen Kraftwerken (3.565 MW).

Insbesondere der Ausbau thermischer Kapazitäten hat seit 1994, als nur rund 2.000 MW zur Verfügung standen, stark zugenommen. In den letzten zehn Jahren gingen vor allem neue GuD-Kraftwerke in Betrieb, die seit 1997 über mittlerweile sieben Pipelines mit argentinischem Erdgas versorgt werden.¹ Allerdings hat sich diese neue Abhängigkeit in jüngerer Vergangenheit als äußerst fragil erwiesen, da Argentinien seit 2004 seine Erdgasausfuhren aufgrund mangelnder Produktionskapazitäten und wachsenden Eigenbedarfs zurückgefahren hat.

	Juli 2006	
	MW	%
Wasserkraft	4.725,7	39,4
Speicher	3.393,4	28,3
Laufwasser	1.332,3	11,1
Thermisch	7.390,2	60,6
Erdgas	3.928,0	37,3
Kohle	2.143,3	17,9
Diesel-/Schweröl	1.144,1	3,9
Biomasse	178,9	1,4
Wind	2,0	0,02
Gesamt	12.131,8	100,0

Tab. 2: Installierte Leistung nach Kraftwerkstyp; Chile; Juli 2006; MW, %

Kapazitätserweiterungen

Um die vermutlich noch zunehmenden argentinischen Exportrestriktionen für Erdgas zu umgehen, hat sich die chilenische Regierung mittlerweile entschieden, die Einfuhr von Flüssiggas aus anderen Ländern voranzutreiben. Mit dem Bau eines Flüssiggas-Terminals bei Quintero in der V. Region, das in 2009 fertiggestellt werden soll, wurde bereits begonnen. Auch wird die kurzfristige Aufstellung zusätzlicher Dieseleratoren erwogen, sollte die Erdgaszufuhr unterbrochen oder stärker eingeschränkt werden. Erst ab 2010 ist mit einer Entspannung der Versorgungssituation durch den Bau neuer Kraftwerke zu rechnen, die nicht mit Erdgas befeuert werden.

¹ Chiles eigene Gasreserven sind sehr begrenzt und befinden sich im Süden des Landes, wo sie von den lokalen Versorgern auch genutzt werden. Die Abhängigkeit Chiles von Importen ist beim Primärenergieverbrauch zwischen 1995 und 2004 von 54% auf 72% gestiegen.

Stromerzeugung

Die Brutto-Stromerzeugung im öffentlichen Versorgungsbereich lag im Jahr 2005 bei rund 51 TWh.

Aufgrund des Ausbleibens der Niederschläge und der wachsenden Bedeutung fossiler Energieträger lag die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken 1998 erstmals über der aus Wasserkraftwerken. Auch in den beiden Folgejahren blieb die Bedeutung von Wasserkraftstrom deutlich hinter dem Mittel der Vorjahre zurück. In 2001, 2002 und 2005 hatten fossile Energieträger und Wasserkraft annähernd gleiche Anteile am Erzeugungsmix. Die auf (qualitativ schlechter) einheimischer Kohle sowie Öl basierende Stromerzeugung erlebte bei annähernd gleich bleibenden Kapazitäten in den Jahren 2004 und 2005 aufgrund ausbleibender Niederschläge und mangelnder Erdgaszufuhr aus Argentinien ein Comeback.

Stromimport

Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit wird mittelfristig ein verstärkter Stromaustausch mit Argentinien erwogen. Derzeit besteht nur eine grenzüberschreitende Verbindung mit dem nördlichen Verbundsystem², über die Strom aus dem Erdgaskraftwerk TermoAndes (643 MW) in der Provinz Salta, das dem chilenischen Erzeuger AESGener gehört, transportiert wird. Auch über eine Trasse nach Bolivien wird nachgedacht.

	2001		2002		2003		2004		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Wasserkraft	21.058	51,9	22.524	53,3	21.864	48,5	20.889	43,0	25.438	50,0
Speicher	12.386	30,6	13.109	31,0	12.945	28,7	12.407	25,5	16.051	31,5
Laufwasser	8.672	21,4	9.415	22,3	8.919	19,8	8.481	17,5	9.387	18,4
Thermisch	19.479	48,1	19.744	46,7	23.191	51,5	27.700	57,0	25.482	50,0
Erdgas	12.729	31,4	12.440	29,4	15.956	35,4	17.489	36,0	14.957	29,4
Kohle	5.748	14,2	6.414	15,2	6.300	14,0	8.895	18,3	8.488	16,6
Diesel/Schweröl	91	0,2	29	0,0	21	0,0	144	0,3	1.197	2,3
Biomasse	911	2,2	851	2,0	915	2,0	1.173	2,4	840	1,7
Gesamt	40.537	100,0	42.268	100,0	45.055	100,0	48.589	100,0	50.920	100,0

Tab. 3: Brutto-Stromerzeugung in den Netzen SIC und SING nach Energieträgern; Chile; 2000-2005; GWh, %

Stromübertragung und -verteilung

Das Stromversorgungssystem gliedert sich in zwei große Verbundnetze im Norden (Sistema Interconectado del Norte Grande-SING) und im Zentrum (Sistema Interconectado Central-SIC) des Landes mit jeweils mehreren Stromerzeugern und Verteilungsunternehmen und in zwei territoriale Netze bzw. Versorgungsinseln im Süden (Sistema Eléctrico de Aysén in der XI. Region und Sistema Eléctrico de Magallanes in der XII. Region), die vertikal integriert von jeweils einem EVU betrieben werden.

Das nördliche Verbundnetz SING basiert fast ausschließlich auf thermischen Kraftwerken, während im südlichen SIC vor allem auf Wasserkraft beruhende Erzeugungskapazitäten angesiedelt sind (61 % der gesamten Leistung). In 2005 stammten zwei Drittel des Stroms im zentralen Verbundnetz aus Wasserkraft, der Rest aus thermischen Erzeugungsanlagen (gegenüber 42,5 % für letztere in 2004). Die Spitzenlast im SIC lag in 2005 bei 5.764 MW und damit um 5,8 % über dem Vorjahr. Im Verbundnetz SING stieg die Spitzenlast in 2006 deutlich auf 1.676 MW. Die Bruttostromerzeugung nahm dort um 4,6 % auf 13.236 GWh zu, der Stromverkauf um 4,1 % auf 12.029 GWh (davon 10.774 GWh für nicht-regulierte und 1.256 GWh für regulierte Kunden). Rund 50 % des Stromaufkommens stammte aus Kraftwerken, die mit Kohle oder anderen festen Brennstoffen befeuert wurden, weitere 48,4 % aus Erdgaskraftwerken. Der Rest teilte sich auf Diesel (0,7 %), Schweröl (0,5 %) und Wasserkraft (0,5 %).

Die Versorgung im SING dient vor allem den Bergbauunternehmen und damit vorrangig nicht-regulierten Kunden, während im SIC in erster Linie Tarifkunden (private Haushalte und andere Kunden mit weniger als 500 kW Anschlussleistung) beliefert werden. Das Übertragungsnetz im SIC erreicht 92,3 % der gesamten chilenischen Bevölkerung, im Einzugsbereich des SING leben dagegen nur gut 6 % der Gesamtbevölkerung. Die Erzeugungskapazität im SIC wuchs in 2005 um 5 % gegenüber dem Vorjahr. Von den 8.260 MW entfielen 56,8 % auf Wasserkraftwerke, der Rest auf thermische Erzeugungsanlagen.

Die Stromerzeugung in den Inselnetzen von Magallanes beruht ausschließlich auf Gas- und Dieselmotoren sowie Gasturbinen. Die Stromübertragung auf der Höchstspannungsebene wird vor allem durch eine von Norden nach Süden verlaufende 220-kV-Trasse sichergestellt, die alle wesentlichen Verbrauchszentren erreicht. Etliche Landesteile sowie auch vorwiegend die Küstenregion sind jedoch nur an Mittel- und Niederspannungsleitungen angeschlossen.

Verbundnetz	Kapazität	Spitzenlast	Brutto-Stromerzeugung	Stromabsatz Regulierte Kunden	Nicht-regulierte Kunden	Gesamt	Anteil an Gesamtbevölk.
	MW	MW	GWh	GWh	GWh	GWh	%
SING	3.596	1.566	12.657	1.159	10.401	11.560	6,15
SIC	8.260	5.764	37.965	25.015	10.880	35.895	92,28
Aysén	34	19	108	92	0	92	0,61
Magallanes	65	41	211	156	33	190	0,96
Gesamt	11.955	8.390	50.941	26.422	21.313	47.736	100,00

Tab. 4: Installierte Brutto-Leistung, Spitzenlast, Erzeugung und Stromabsatz in den Verbundnetzen (öffentliche Versorgung) in 2005; Chile; MW, GWh

Stromverbrauch

Der Stromverbrauch betrug im Jahr 2005 knapp 47.800 GWh, dabei zeigte sich eine deutliche Dominanz des industriellen und des Bergbau-Sektors. Etwa die Hälfte des Stromabsatzes erfolgte durch Verteilungsunternehmen an die 4,7 Mio. regulierten Verbraucher, der Rest geht an Großverbraucher, die ihren Strombezug unmittelbar mit den Erzeugern verhandeln. Für die kommenden Jahre wird insbesondere auf dem nicht-regulierten Strommarkt (d.h. bei den Großverbrauchern) von einem starken Zuwachs ausgegangen. Der Verbrauchsanstieg im Absatzmarkt des Verbundnetzes SIC lag bei 4,5 % gegenüber dem Vorjahr und damit unterhalb des langjährigen Mittels von etwa 7 % pro Jahr.

Strompreise

Zu den Erzeugungskosten addieren sich im Mittel etwa 10 % für den Stromtransport über das Verbundnetz. Etwa 50 % der Strompreise für Tarifkunden entfallen auf Erzeugung und Übertragung.

Die Grenzpreise stiegen bedingt durch die Gaskrise in 2006 und Anfang 2007 zeitweise auf bis zu 160 US\$/MWh. Im Mittel lagen sie in 2006 bei etwa 35 US\$/MWh. Die Bezugspreise der Verteilungsunternehmen liegen derzeit bei ca. 57 US\$/MWh für Energie und zwischen 7 und 8 US\$/kW/Monat für Leistung.

3.2 Marktakteure

Stromproduzenten

Etwa 90 % der installierten Erzeugungsleistung befindet sich in der Hand von Privatunternehmen. Von den restlichen 10 % befindet sich ein erheblicher Anteil im Besitz der staatlichen Kupfergesellschaft Codelco. Insgesamt sind in Chile 31 Stromerzeuger, 5 Übertragungsunternehmen und 36 Stromverteiler tätig.

Endesa und AESGener

Chiles größter Stromproduzent mit einem Marktanteil von knapp 40 % ist Endesa (Empresa Nacional de Electricidad), die über die Holding Enersis zur gleichnamigen spanischen Gesellschaft Endesa gehört.³ Endesa betreibt fast sämtliche Wasserkraftwerke im Land. Zur selben Holding gehört auch das Verteilungsunternehmen Chilena de Electricidad (Chilectra), das in der Hauptstadtregion tätig ist und mit rund 1,35 Mio. Kunden (Anfang 2007) etwa 45 % des gesamten Marktes bzw. knapp die Hälfte der Bevölkerung bedient.⁴ Zweitgrößter Erzeuger ist AESGener mit einem Marktanteil von knapp 30 % (inkl. Tochtergesellschaften), der mehrheitlich von der amerikanischen AES beherrscht wird. Drittgrößter Erzeuger ist das Unternehmen Colbún mit überwiegend chilenischem Kapital.

Netzbetreiber

Auch die Übertragungsnetze, die Strom von den Erzeugern zu Verteilungsunternehmen oder direkt zu Endkunden transportieren, befinden sich in privater Hand. Eigentümer von etwa 80 % aller Übertragungsnetze ist die Firma Transelec, die im August 2006 von der kanadischen Gesellschaft Hydro Quebec an ein Konsortium privater Investoren veräußert wurde.

³ Für nähere Informationen siehe www.endesa.cl.

⁴ Für nähere Informationen siehe www.chilectra.cl.

Lastverteilzentren

Die Koordinierung innerhalb der zwei großen Übertragungssysteme SING und SIC wird von jeweils einem Lastverteilungszentrum (Centro de Despacho Económico de Carga – CDEC) vorgenommen, einer autonomen Behörde, die sich aus Vertretern aller Versorgungsunternehmen im jeweiligen Verbundnetz zusammensetzt. Das CDEC-SING besteht seit Mitte 1993, das CDEC-SIC wurde am 31.5.1999 gegründet.

Akteure in den verschiedenen Verbundnetzen

Im Verbundnetz SING, das die nördlichsten Verwaltungsregionen I und II bedient, sind sechs Stromerzeuger tätig, die auch Übertragungsleitungen betreiben und zu 90% Großverbraucher beliefern, sowie ein reines Übertragungsunternehmen (Transelec Norte). Daneben gibt es im Gebiet von SING auch nicht in das Verbundnetz integrierte Hochspannungstrassen, vor allem für den Bergbau.

Im Verbundnetz SIC, das von Taltal im Norden bis zur Insel Chiloé im Süden reicht, waren Ende 2005 zehn Stromerzeuger und drei Übertragungsnetzbetreiber tätig. Dieses zentrale Netz versorgt über 90% der gesamten Bevölkerung des Landes.

Verbundnetz	2001	2002	2003	2004	2005
SING	9.851	10.400	11.424	12.330	12.657
SIC	30.765	31.971	33.708	36.259	37.915
Aysén	77,7	86	89	97	108
Magallanes	170,4	177	185	196	211
Gesamt	40.865	42.634	45.406	48.881	50.891

Tab. 5: Stromerzeugung in den Verbundnetzen Chiles; 2001-2005; GWh

Das Versorgungsnetz von Aysén (Sistema de Aysén) wird von dem vertikal integrierten Unternehmen EDELAYSEN bedient.⁵ Das Versorgungsnetz von Magallanes (Sistema de Magallanes) ist in unabhängige Subsysteme für die drei Bevölkerungszentren untergliedert (Puerto Natales, Puerto Porvenir und Punta Arenas), die jeweils von dem vertikal integrierten Unternehmen EDELMAG bedient werden.⁶ Außerdem wird auf der Osterinsel ein sehr kleines Versorgungsnetz unterhalten, dessen Betreibergesellschaft der staatlichen Entwicklungsbank CORFO untersteht.

Weitere Akteure

Als regulierende Aufsichtsbehörde und zuständig für die Politikgestaltung im Sektor wurde die Comisión Nacional de Energía (CNE) etabliert, die auch über das Preisgefüge im Erzeugung- und Verteilungsbereich wacht und von einem Energieminister geleitet wird, der seit kurzem ausschließlich dieses Ministeramt innehat.⁷ Zudem wurde die Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) geschaffen, die die technische und finanzielle Leistung der Marktteilnehmer beaufsichtigt, Konzessionsanträge bearbeitet, Informationen zur Festlegung der Tarife aufbereitet und eine statistische Datenbank unterhält. Wettbewerbliche Konflikte werden durch eine Kartellbehörde entschieden, die allerdings in der Vergangenheit wenig gegen die offenkundige vertikale Reintegration auf dem chilenischen Elektrizitätsmarkt unternommen hat.

Die Nationale Kommission für Umwelt (CONAMA) ist für die Bewertung von Umweltverträglichkeitsprüfungen von Projekten im Elektrizitätssektor entsprechend dem Gesetz 19.300 von 1994 und für die Erteilung von Umweltgenehmigungen zuständig.⁸

5 Für nähere Informationen siehe www.edelaysen.cl.

6 Für nähere Informationen siehe www.edelmag.cl.

7 Die Stromtarife für regulierte Kunden werden zweimal jährlich (April/Oktober) von der CNE festgelegt.

8 Vorhaben mit geringen Umweltauswirkungen müssen lediglich eine weniger aufwändige Umweltbewertung vorlegen.

Ministerium für öffentliche Arbeiten

Das Ministerium für öffentliche Arbeiten (Ministerio de Obras Públicas) vergibt Wasserrechte unter Berücksichtigung der im Wassergesetz von 1981 festgelegten Prinzipien. Danach werden befristete und in der Regel kostenlose Nutzungskonzessionen an jede Privatperson oder -gesellschaft erteilt. Eine Pflicht zur Nutzung besteht allerdings nicht. Diese Regelung hat dazu beigetragen, dass sich insbesondere Endesa in weiten Landesteilen Wasserrechte gesichert hat, ohne diese aktuell zur Stromerzeugung zu benötigen.

3.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Bereits in den frühen 1980er Jahren wurden die ehemals staatlichen Stromversorgungsunternehmen horizontal und vertikal entbündelt und anschließend privatisiert. Dem Staat kommt vorwiegend eine regulative und kontrollierende Funktion zu, die von der Comisión Nacional de Energía wahrgenommen wird. Eine staatliche Planung für den Stromerzeugungssektor findet nicht statt. Allerdings erstellt CNE jährlich einen Indikativplan (Plan indicativo de obras) für den erwarteten Kraftwerksausbau aufgrund von Bedarfsanalysen. Dieser Plan ist ein Instrument zur Preisbestimmung (Knotenpreis) und enthält keine Verpflichtung zur Umsetzung.

Wettbewerbliche Marktordnung

Freier Wettbewerb bei Stromerzeugung und ein garantierter Netzzugang wurden mit dem Elektrizitätswirtschaftsgesetz von 1982 festgeschrieben.⁹ Erzeugungslizenzen sind nicht erforderlich. Allerdings konnten kleine Anlagen mit unter 20 MW Leistung in der Vergangenheit nicht am Strommarkt teilnehmen, weil nur Anlagen ab einer Mindestgröße im CDEC repräsentiert waren. Übertragungsleitungen können von jedermann gebaut und besessen werden. Sofern die Netzkapazitäten es zulassen, müssen die Netzbetreiber den Stromtransport zur Durchleitung an Verbraucher oder zum Verkauf auf dem Spotmarkt hinnehmen. Allerdings haben unzureichende Regelungen zur Bestimmung der Transportkosten in der Vergangenheit mehrfach zu Disputen

geführt. Wenn aufgrund zusätzlicher Stromübertragungen Netzverstärkungen erforderlich sind, muss die hiermit verbundene Kostenlast und deren Verteilung zwischen Nutzern und Netzbetreibern verhandelt werden.

Konzessionen für Stromverteiler

Die Stromverteilung und der Verkauf von Strom an Tarifkunden werden als öffentliche Dienstleistungen mit Monopolcharakter betrachtet, für deren Durchführung eine Konzession des Wirtschaftsministeriums erforderlich ist. Im Gegenzug haben Verteilungsunternehmen die Pflicht, Kunden mit Strom zu versorgen, die an ihr Versorgungssystem angeschlossen sind oder sich in ihrem Dienstleistungsbereich befinden. Ein exklusives Versorgungsrecht für bestimmte Regionen wird jedoch mit der Erteilung von Konzessionen nicht zugestanden, sodass sich teilweise die Versorgungsgebiete der Verteiler überschneiden. Ein sicherer Strombezug wird durch mehrjährige Verträge zwischen den Erzeugern und den Verteilern gewährleistet.

Freie Versorgerwahl

Großverbraucher mit einem Leistungsbedarf von mehr als 2 MW können ihren Strombedarf zu frei verhandelten Preisen direkt bei den Produzenten oder Verteilern einkaufen.¹⁰ Umgekehrt können Stromerzeuger ihren Strom außerdem an das jeweilige Lastverteilungszentrum im Verbundnetz (Centro de Despacho Económico de Carga – CDEC) zu stündlich ermittelten marginalen Kosten abgeben (Spotmarkt). Erzeuger von erneuerbarem Strom aus Anlagen von weniger als 9 MW können diesen außerdem zu regulierten Preisen (Precios de Nudo) an die Verteilungsunternehmen veräußern. Große Erzeuger traditionell erzeugten Stroms bieten diesen üblicherweise den Verteilungsunternehmen zum Ausschreibungspreis bzw. zum Grenzkostenpreis an. Mittlere Verbraucher mit einer Anschlussleistung zwischen 500 kW und 2 MW können zwischen festen Tarifen und frei vereinbarten Preisen wählen. Eine freie Versorgerwahl für Tarifkunden besteht nicht.

⁹ Das Gesetz wurde in wesentlichen Teilen durch eine Verordnung von 1998 ergänzt und aktualisiert: Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Decreto Supremo No. 327, Ministerio de Minería, Publicado en el Diario Oficial del 10 de septiembre de 1998.

¹⁰ Diese unregulierten Kunden waren in 2001 für rund 55% des gesamten Stromverbrauchs verantwortlich.

Regulierte Stromtarife

Beim Stromverkauf an Kleinverbraucher (< 0,5 MW) sind staatlich festgelegte maximale Stromtarife zu berücksichtigen. Diese regulierten Tarife basieren auf den Einkaufspreisen der Verteilungsunternehmen, die halbjährlich festgelegt werden und auf einem Valor Agregado de Distribución (VAD), der die Investitions- und Betriebskosten des Verteilungsnetzwerks umfasst und alle vier Jahre neu bestimmt wird. Zudem müssen bei der Festlegung des Einkaufspreises der Verteiler die Berechnungen der Regulierungsbehörde mit den aktuellen Marktpreisen verglichen werden. Sofern der kalkulierte Preis mehr als 10% über oder unter dem Referenzwert des freien Marktes liegt, müssen Anpassungen vorgenommen werden.

Für elektrische Inselfsysteme mit einem Leistungsbedarf von 1,5 MW oder weniger ist gesetzlich die Vereinbarung von maximalen Tarifen zwischen der lokalen Verwaltung und dem Verteilungsunternehmen vorgeschrieben.

Neues Elektrizitätsgesetz

Zwischen Anfang 1998 und Mai 1999 kam es durch eine extreme Trockenperiode zu einer weit reichenden Versorgungskrise und zu Rationierungen in der Stromverteilung, die durch Mängel im Management der Energieversorger, ungenügende rechtliche Bestimmungen und Fehler bei der staatlichen Aufsicht verstärkt wurden. Als Konsequenz daraus wurde 1999 eine Novelle des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (Ley 19.613) auf den Weg gebracht, das unter anderem der SEC die Macht zusprach, die Energieversorger verstärkt zu beaufsichtigen und bei der Verletzung von Versorgungspflichten Strafgeelder zu verhängen. Etliche Passagen des Gesetzes wurden allerdings als nicht verfassungskonform zurückgewiesen.

Nach mehrjährigem Diskussionsprozess wurde deshalb im Januar 2004 im Senat und Parlament eine weitere Änderung des Elektrizitätsgesetzes verabschiedet (Gesetz 19.940, Ley Corta I). Es regelt die Verbindung der Verbundnetze und schreibt die Verantwortlichkeiten bei einem Ausfall der Versorgung fest. Außerdem wird

neu bestimmt, dass auch die Verteilungsunternehmen angemessen die Übertragungskosten mit zu tragen haben, die vormals nur den Erzeugern angelastet wurden. Die Nutzung der Verteilungsnetze durch Stromproduzenten zur direkten Belieferung von Großabnehmern wurde neu geregelt. Die Leistungsgrenze für freie Stromkunden ohne regulierte Tarife wurde auf 500 kW abgesenkt. Zugleich wurde die Abnehmerseite in Konfliktfällen gestärkt, so z.B. bei wirtschaftlichen Ausfällen wegen unterbrochener Stromversorgung, wofür in der Vergangenheit nur eine unzureichende Kompensation zugestanden wurde. Außerdem schafft das Ley Corta I grundlegende Voraussetzungen für die Integration (nicht-konventioneller) erneuerbarer Energien in den Strommarkt.

Mit der zweiten Änderung des Elektrizitätsgesetzes¹¹, die im Mai 2005 in Kraft trat und eine Reaktion auf die Versorgungskrise als Folge der argentinischen Beschränkungen beim Export von Erdgas darstellt, wurden die Grundlagen zur weiteren Entwicklung des Energiesektors durch regulatorische und ökonomische Anreize für Privatinvestoren von Erzeugungsanlagen gelegt.

Verteilungsunternehmen müssen nun öffentliche Ausschreibungen für Stromlieferungen durchführen, die zur Deckung der Nachfrage auf dem regulierten Markt dienen. Hierzu werden Verträge mit langfristiger preislicher Bindung abgeschlossen, die den Erzeugern eine erhöhte Investitionssicherheit bieten. Diese gesetzliche Änderung hat dazu beigetragen, dass mittlerweile Investoren für rund 60 neue Erzeugungsprojekte mit einer Gesamtkapazität von 11.800 MW und einem Investitionsvolumen von 12 Mrd. US\$ ihr Interesse bekundet haben.

11 Gesetz 20.018, Ley Corta II.

3.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Das neue Elektrizitätsgesetz (Ley Corta I) hat den Einsatz erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Anlagen mit weniger als 20 MW erleichtert. Dadurch sollte insbesondere lokalen Unternehmen der Eintritt in den Strommarkt ermöglicht werden. Kernpunkte der Neuregelung sind:

- Jeder Eigentümer von Erzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien kann seinen Strom am Spotmarkt zu aktuellen Grenzkosten verkaufen und den Leistungsüberschuss zum Knotenleistungspreis. Durch die neue Gesetzgebung hat sich die Rentabilität vor allem kleiner Wasserkraftanlagen erheblich verbessert. Außerdem wurden Bedingungen für die Vergütung von Strom aus Erzeugungsanlagen, die nicht mehr als 9 MW ins Netz einspeisen, festgelegt. Diese können wahlweise einen Preisstabilisierungsmechanismus (Vergütung zum Knotenpreis) beanspruchen.
- Netzbetreiber auf Verteilungsebene haben die Pflicht, Erzeugungsanlagen bis 9 MW an ihr Netz anzuschließen.
- Eine völlige Befreiung von Übertragungsentgelten (Hochspannungsebene) besteht für Stromeinspeisungen aus nicht-konventionellen Energien bis zu einer Leistung von 9 MW, eine teilweise Kostenentlastung für Anlagen zwischen 9 und weniger als 20 MW. Im oberen Leistungssegment variieren die Transportkosten zwischen 0 und 100 % je nach einspeisender Erzeugungskapazität.

Mit der Gesetzesänderung Ley Corta II von 2005 wurde zudem ein exklusiver Markt für erneuerbaren Strom geschaffen, wobei die Preiskonditionen ähnlich denen sein sollen, die die vertragliche Grundlage zwischen Erzeugern und Verteilungsunternehmen bilden.

Zur Umsetzung der Regelungen im Ley Corta I trat Anfang 2006 die Verordnung DS 244 in Kraft. Zudem wurden zwischenzeitlich technische Normen für den Netzanschluss kleiner Stromerzeuger an das Verteilungsnetz aufgestellt.

Im April 2007 wurde dem Parlament ein Gesetzesentwurf zur Förderung erneuerbarer Energien vorgelegt, der ab 2010 einen Anteil von jährlich 5% Strom aus (nicht-konventionellen) erneuerbaren Energiequellen an der Gesamterzeugung vorsieht. Bei Nichterfüllung der vorgegebenen Quote sind Strafen zu zahlen. Die entsprechenden Strommengen können entweder durch die Stromerzeuger selbst bereitgestellt oder zugekauft werden und müssen nachgewiesen werden. Entsprechend dem Entwurf müssten in 2010 insgesamt 250 MW Leistung auf Basis erneuerbarer Energien bereitgestellt werden, 2011 würde die Leistung bereits bei 350 MW liegen.

Förderung durch die chilenische Entwicklungsbank CORFO

CORFO und CNE haben 2005 in einem Vertrag vereinbart, Projekte bis 20 MW zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien im Rahmen von Wettbewerben zu fördern (Programa Todo Chile), unter anderem auch solche Vorhaben, die sich für den CDM-Zertifikatehandel eignen. Die Förderung besteht aus einem Zuschuss zu den Vorinvestitionsaufwendungen, z.B. zu Studien (Potenzialermittlung, Bauentwürfe, ökonomische und ökologische Analysen) oder für die technische Beratung. Für Investitionen von 400.000 US\$ bis 2 Mio. US\$ beträgt die Förderung bis zu 50% der Kosten, mit einem Deckel von max. 5 Mio. US\$ pro Unternehmen. Bei einer Investition von mehr als 2 Mio. US\$ beträgt die max. Förderung 50.000 US\$ pro Unternehmen und bis zu 50% der Kosten.

In der ersten Ausschreibung im Juli 2005 wurden 75 Projekte eingereicht, 46 davon ausgewählt: 11 zur Stromerzeugung auf der Basis von Biomasse (Holz und organischer Müll), 12 Windenergie-, 22 Wasserkraft- und ein Geothermieprojekt. Die Unterstützung von CORFO beläuft sich auf insgesamt 1,32 Mio. US\$. Die Wasserkraftprojekte setzen sich alle mit der Reaktivierung bzw. Erweiterung bestehender Anlagen auseinander.

Eine zweite Ausschreibung wurde im April 2006 gestartet (Einsendeschluss war am 26.6.06). Nach einer ersten Auswertung wurden diesmal 89 Projekte eingereicht, davon 38% Windenergie- und 24% Kleinwasserkraftprojekte. 57 Projekte haben die Auswahlkriterien erfüllt. Ergebnis: 40 geförderte Projekte, davon 16 Windenergie-, 18 Kleinwasserkraft-, 6 Biomasse-/Biogasprojekte mit einem Fördervolumen von 1,3 Mio. US\$. Die Gesamtleistung der insgesamt 86 geförderten Projekte wird auf ca. 600 MW geschätzt.

Aufgrund der großen Erfolge wurde im Januar 2007 ein dritter Wettbewerb ausgeschrieben, der Ende April zu Ende ging. Auch diesmal haben sich über 80 Projektentwickler und potenzielle Investoren beteiligt.

CNE hat zur Projektbeurteilung eine Comisión Técnica Asesora gebildet. CORFO vergibt außerdem im Rahmen seiner Zwischenfinanzierung für Umweltprojekte über kommerzielle Banken niedrigverzinsten Kredite für jeweils bis zu 5 Mio. US\$.

Regelung für Geothermie

Im Bereich der Geothermie wurde im Januar 2000 ein Gesetz zur Konzessionsvergabe für geothermische Quellen in Kraft gesetzt.¹² Mit diesem Gesetz sollen in- und ausländische Investitionen in diesem Energiesektor geregelt und gefördert werden. Ferner wurde im Juni 2000 auf dieser Gesetzesgrundlage und auf der Basis von Studien des nationalen Dienstes für Geologie und Bergbau (Servicio Nacional de Geología y Minería – Sernageomin) eine Verordnung mit Festlegungen möglicher geothermischer Energiequellen erlassen.¹³

Das Geothermie-Gesetz wird derzeit überarbeitet, um die Konzessionäre stärker als bisher zu Investitionen zu veranlassen und Spekulationen einzudämmen.

GTZ-Vorhaben

In einem zunächst dreijährigen Vorhaben unterstützt die GTZ seit August 2004 die Nationale Energiekommission CNE im Rahmen des Vorhabens "Erneuerbare Energien in Chile" bei der Integration nicht-konventioneller erneuerbarer Energien in die netzgebundene Stromerzeugung.¹⁴ Dabei soll vor allem zur Schaffung geeigneter politischer, gesetzlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen beigetragen und das Investitionsklima für erneuerbare Energien verbessert werden.

Neben der Entwicklung eines Marktes für Vorhaben auf der Basis erneuerbarer Energien geht es vor allem darum, die zahlreichen Hemmnisse abzubauen, die eine Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt behindern. Das Projekt unterstützt daher die CNE bei der Erarbeitung von Grundlagen für die Regulierung der Netzeinspeisung und bei der Entwicklung von Förderinstrumenten.

Die GTZ unterstützt private Investitionen durch die Erstellung von Potenzialanalysen in den Bereichen Biomasse, Biogas und Windenergie einschließlich der Durchführung von Windmessungen. Um die Genehmigungsverfahren zu vereinfachen, erstellt das Projekt Leitfäden für die Umweltverträglichkeitsprüfung von Windenergie-, Biomasse- und Kleinwasserkraft-Vorhaben. Außerdem untersucht es Finanzierungsmöglichkeiten. Zudem sind verschiedene Fortbildungsmaßnahmen für Fach- und Führungskräfte aus dem öffentlichen und privaten Sektor angelaufen.

Eine stärkere Einbindung der Privatwirtschaft in die Vorbereitung und Umsetzung von Einzelvorhaben wird durch die Kooperation bei der Durchführung von derzeit vier Machbarkeitsstudien für Windenergie- und Biomasseprojekte erreicht, bei denen neben den Erkenntnissen über die technischen und wirtschaftlichen Chancen dieser Projekte in Chile auch der Wissenstransfer zwischen deutschen und chilenischen Fachkräften gestärkt wird.

12 Ley sobre concesiones de energía geotérmica, Ley No. 19.657, Ministerio de Minería, Publicado en el Diario Oficial del 7 de Enero de 2000.

13 Reglamento identifica fuentes probables de Energía Geotérmica, Decreto No. 142, Ministerio de Minería, Publicado en el Diario Oficial del 28 de Junio de 2000.

14 Im Rahmen der deutsch-chilenischen Regierungsverhandlungen 2007 ist vorgesehen, das Projekt um weitere drei Jahre zu verlängern.

Finanzielle Zusammenarbeit durch KfW

Anlässlich der deutsch-chilenischen Regierungsverhandlungen wurde im Juni 2005 seitens der chilenischen Regierung eine Interventionsstrategie für den Bereich Energieeffizienz/regenerative Energien vorgelegt. Sie fußt auf drei Säulen:

1. Fördermechanismus für Investitionen in regenerative Energieformen (v.a. Biomasse und Wind),
2. Förder- und Risikoabsicherungsmechanismus für geothermische Untersuchungen,
3. Refinanzierungslinie für Investitionen im Bereich Energieeffizienz.

Auf dieser Grundlage wurden die Bereiche regenerative Energien und Energieeffizienz als strategische Bereiche der künftigen Entwicklungszusammenarbeit zwischen Chile und Deutschland vereinbart. Zu diesem Zweck wurden bislang insgesamt Finanzmittel von 53 Mio. € als Zuschuss bzw. zur Zinsverbilligung zugesagt.¹⁵

Clean Development Mechanism

Chile hat das Kyoto-Protokoll im August 2002 ratifiziert. Erste Pilotvorhaben im Rahmen des Clean Development Mechanism sind auf den Weg gebracht oder befinden sich in der Planung.

Die Funktion der Designated National Authority (DNA) wird von der nationalen Umweltbehörde CONAMA (Comisión Nacional de Medio Ambiente) wahrgenommen. Entscheidungen auf der operationalen Ebene werden von einem von CONAMA geleiteten Exekutivrat getroffen, dem auch Vertreter des Außen- und Landwirtschaftsministeriums sowie von CNE angehören.

Im August 2006 wurde mit Unterstützung der GTZ von CNE und CONAMA ein CDM-Leitfaden publiziert, der Hilfestellung bei der Realisierung derartiger Projekte bieten soll. Bis April 2007 wurden vom CDM-Exekutivbüro insgesamt 16 chilenische Projekte zur Nutzung erneuerbarer Energien registriert, davon vier Vorhaben im Bereich Biogas aus der Aufbereitung von

Schweinemist, sechs Vorhaben zur Nutzung von Depo-niegas, vier Projekte zur Nutzung von Biomasse (Holz) und zwei Vorhaben zur Nutzung von Wasserkraft.

3.5 Status der erneuerbaren Energieträger

1998 wurde eine Bestandsaufnahme zur Nutzung nicht konventioneller erneuerbarer Energien in Chile veröffentlicht.¹⁶ Die Anwendung konzentrierte sich bis zu dieser Zeit vor allem auf den Einsatz solarthermischer Anlagen.

Zur Stromerzeugung ist in der Vergangenheit von allen (dezentralen) erneuerbaren Energiequellen fast ausschließlich Solarenergie (Photovoltaik) zur ländlichen Elektrifizierung sowie die Kleinwasserkraft (unter 20 MW) zur Anwendung gekommen. In den letzten Jahren sind außerdem einige wenige größere Biomasseanlagen im Bereich der Zelluloseindustrie hinzugekommen. Mitte 2007 belief sich der Anteil nicht-konventioneller erneuerbarer Energie (inkl. Wasserkraft unter 20 MW) an der gesamten Stromerzeugungskapazität auf 2,4%. In Zukunft wird die weitere Entwicklung bei erneuerbaren Energien wesentlich davon abhängen, wie sich die Energiepreise am Strommarkt entwickeln, welche Preise für die Stromlieferungen an das Verbundnetz erzielt werden können und welche Erzeugungskosten dem gegenüberstehen.

	SIC	SING	MAG	Aysén	Gesamt	Anteil an gesamter Erzeugungskapazität
	MW					%
Wasserkraft < 20 MW	82,4	12,8	0,0	17,6	112,8	1,0
Biomasse	170,9	0,0	0,0	0,0	170,9	1,4
Wind	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	0,02
Gesamt	253,3	12,8	0,0	19,6	285,7	2,4

Tab. 6: Anteil nicht-konventioneller erneuerbarer Energien an der Erzeugungskapazität; MW, %; Juli 2006

¹⁵ Auch die GTZ führt seit 2006 ein Projekt zur Energieeffizienz in Chile durch.

¹⁶ "Inventory for the Elaboration of the Installations of Non-Conventional Renewable Energies in Chile".

Bis Ende 2008 könnten sechs neue (größere) Vorhaben zur Nutzung erneuerbarer Energien in Betrieb sein, darunter mehrere Wasserkraftwerke.

Wasserkraft

Chile verfügt über eine Reihe von Flüssen, die aufgrund der topografischen Gegebenheiten nur einen kurzen Verlauf zwischen Quelle und Mündung ins Meer und ein hohes Gefälle aufweisen. Gegenwärtig werden erst etwa 15 % des gesamten Wasserkraftpotenzials genutzt. Zum Einsatz kommen in der Mehrzahl Laufwasserkraftwerke mit oft deutlich unter 100 MW Leistung sowie einige Speicherkraftwerke mit bis zu mehreren 100 MW, deren Beitrag zum Stromaufkommen allerdings deutlich größer ist.

Nach jahrelanger Verzögerung aufgrund von Protesten durch Anwohner und Umweltaktivisten wurde im September 2004 die Anlage Ralco am Fluss Biobio als größtes (Speicher-) Wasserkraftwerk Chiles von Endesa in Betrieb genommen. Es ist geplant, das Werk mit einer Kapazität von 570 MW auf 690 MW auszubauen.

Weitere vier große Wasserkraftwerke mit insgesamt 2.400 MW werden von Endesa in der Region Aysen geplant und sind hinsichtlich ihrer Umweltverträglichkeit und Nachhaltigkeit höchst umstritten.

Erschließbare Standorte

Neue erschließbare Standorte befinden sich zumeist in abgelegenen Regionen und würden lange Übertragungswege bis zu den Verbrauchszentren erfordern. Aufgrund der verbesserten Konkurrenzfähigkeit gegenüber GuD-Kraftwerken hat sich die wirtschaftliche Position von Anlagen mittlerer und größerer Leistung (10-100 MW) allerdings in jüngster Zeit deutlich verbessert. Auch die Wirtschaftlichkeit von kleinen Anlagen mit Kapazitäten von 1 bis 10 MW hat vor allem aufgrund der neuen Förderregelungen für erneuerbare Energie (u.a. durch Befreiung von Netznutzungsentgelten) zugenommen.

Klein- und Kleinstwasserkraft

Interessant ist eine Ausdehnung der Wasserkraftnutzung vor allem auch in kleinstem Maßstab zur Versorgung ländlicher Regionen oder spezifischer Anwendungen (z.B. Telekommunikation). Gegenwärtig sind 110 derartiger Anlagen mit Leistungen von bis zu 100 kW bei CNE registriert, die sich überwiegend in den Regionen VIII bis XI befinden und eine Gesamtkapazität von 3,3 MW sowie eine kombinierte Stromabgabe von jährlich etwa 6,8 GWh aufweisen. Der Markt für Mikroturbinen wird von etwa zehn einheimischen Herstellern bedient.

Erste Studien zeigen, dass vor allem in den südlichen Regionen VIII bis XI ausreichende Wasserressourcen verfügbar sind, um weitere kleine Wasserkraftanlagen zu installieren. Verlässliche Daten über die Potenziale liegen jedoch nicht vor.

CNE und die regionalen Regierungen setzen derzeit ein Programm für Kleinstwasserkraftwerke zur Versorgung isolierter Kommunen in verschiedenen Regionen der Nord- und Südzone im Rahmen des Programms zur Ländlichen Elektrifizierung (PER) um. Drei kleine Wasserkraftanlagen wurden in indigenen Gemeinden am Fluss Bio-Bio (Region VIII) im Rahmen eines Demonstrationsvorhabens errichtet.¹⁷ In der Stadt Pallaco, Kommune Tirúa, wurde im November 2001 ein mit UNDP- und japanischer Unterstützung gebautes Kleinstwasserkraftwerk in Betrieb genommen. Im Jahr 2003 wurden weitere derartige Anlagen in den Ortschaften Rio Grande, Talabre und Socaire in der Kommune San Pedro de Atacama installiert.

Außerdem führt CNE mit der Dirección Nacional de Riego eine Potenzialstudie zur Erfassung des Kleinstwasserkraft-Potenzials in Bewässerungskanälen durch, die zu interessanten Ergebnissen führen kann. Untersucht werden nur Potenziale ab 2 MW, was auf geschätzte 200 oder mehr Standorte alleine im Bereich des SIC schließen lässt.

17 Am Oberlauf des gleichen Flusses befindet sich durch Endesa der Ralco-Stausee mit einem 570-MW-Kraftwerk im Bau, der aufgrund der erforderlichen Umsiedlung indigener Gruppen heftig umstritten ist und in Zukunft das größte Wasserkraftwerk Chiles sein wird.

Wasserkraftwerk Chacabuquito

Im Juni 2003 wurde das Kleinwasserkraftwerk Chacabuquito (etwa 100 km nördlich von Santiago gelegen) des Betreibers Hidroelectrica Guardia Vieja mit einer installierten Leistung von 26 MW als erstes Projekt im Rahmen des Prototype Carbon Fund (PCF) anerkannt. Das Vorhaben mit einer Brutto-Stromerzeugung von 175 GWh/a soll zu Minderungen der CO₂-Emissionen von rund 2,8 Mio. t über einen Zeitraum von 21 Jahren führen. In einem ersten Schritt sind Emissionsminderungszertifikate im Umfang von etwa 3,5 Mio. US\$ an den PCF verkauft worden.¹⁸

In Vorbereitung befindet sich das Wasserkraftprojekt La Higuera am Fluss Tinguiririca (VI. Region), das bereits als CDM-Vorhaben registriert wurde. Es wäre mit 155 MW und einer erwarteten Stromerzeugung von 811 GWh pro Jahr das zweitgrößte Laufwasserkraftwerk in Chile. Als CDM-Vorhaben registriert wurde ferner das Laufwasserkraftwerk Ojos de Aguas am Fluss Cipreses in der VII. Region mit 9 MW. Es wird von Endesa Eco, Tochterfirma des Stromversorgers Endesa, entwickelt. Weitere geplante Laufwasservorhaben im Rahmen des CDM sind das Projekt Hornitos in der V. Region und das Projekt Quilleco in der VIII. Region.

Windenergie

Trotz guter regionaler Potenziale spielt die Windenergienutzung bislang nur eine marginale Rolle. Die Betonung des wettbewerblichen Primats mit durchschnittlich sehr geringen Stromerzeugungskosten ließ für Windkraftnutzungen in der Vergangenheit nur begrenzte Spielräume, z.B. bei der Versorgung in abgelegenen Regionen zur Ablösung hoher Dieselposten oder im nicht-elektrifizierten ländlichen Raum. Trotzdem sind Ansätze vorhanden, die Optionen für zukünftige Anwendungen genauer auszuloten. Aufgrund der Neuorientierung der chilenischen Energiepolitik, die den erneuerbaren Energien ein stärkeres Gewicht beimisst, und vor dem Hintergrund gestiegener Energiepreise sind auch die Chancen zur baldigen Realisierung größerer netzgebundener Windkraftvorhaben erheblich gestiegen.

Erfassung der Windressourcen

Erste Studien zur Evaluierung der Windressourcen in der Atacamawüste unter Federführung der UNESCO reichen bis Anfang der 1960er Jahre zurück. 1992 veröffentlichte die Universität Chile eine Studie zu Windrichtungen und -geschwindigkeiten an 60 meteorologischen Stationen.¹⁹ Diese Studie wertete vorhandene Messdaten aus, die allerdings nur zum Teil anhand inzwischen üblicher internationaler Standards ermittelt wurden.

Im Rahmen eines Vorhabens zur verbesserten Erfassung der Windressourcen im Norden und Zentrum des Landes (III. bis V. Region) wurde Ende 2003 von CNE und der Universidad de Chile eine neue umfassende Studie vorgelegt, die an das Vorgängerprojekt von 1992 anknüpft und sich ebenfalls auf die Daten meteorologischer Stationen bezieht. Im Ergebnis werden Gebiete ausgewiesen, die für eine eingehendere Standortanalyse in Betracht kommen. In einer zweiten Phase wurde auch die Südregion (VI. bis X. Region) hinsichtlich möglicher Windpotenziale untersucht, in diesem Fall durch das Forschungszentrum für energetische Ressourcen (CERE) an der Universität Magallanes. Die Ergebnisse wurden in einer Studie der CNE im Mai 2005 publiziert.

Derzeit werden an 10 Standorten Windmessungen im Rahmen eines UNDP/GEF-Vorhabens (Ländliche Elektrifizierung mit erneuerbaren Energien) durchgeführt, um geeignete Grundinformationen für netzferne Projekte in Küstenlage und auf Inseln zu erhalten. Des Weiteren wurden von der GTZ sowie von CNE /UNDP Windmessungen und Machbarkeitsstudien für größere netzgebundene Windparks an insgesamt acht Standorten durchgeführt. Die GTZ hat außerdem im Januar und Dezember 2006 Kurse zu Windmessungen, Datenanalyse und Ertragsbestimmung durchgeführt und private und institutionelle Anbieter hinsichtlich Standortwahl und Messeinrichtung individuell beraten.

Anfang 2007 wurde von CNE und der Umweltbehörde CONAMA ein mit Unterstützung durch die GTZ erstellter Leitfaden zur Umweltbewertung von Windkraftprojekten vorgestellt.

¹⁸ Bei Investitionskosten von etwa 37 Mio. US\$.

¹⁹ CORFO, 1993: Evaluación del Potencial de Energía Eólica en Chile, desarrollado por el Dpto. Geofísica de la Universidad de Chile, 1993.

Projekte mit Kleinwindkraft und Wind-Diesel-Systemen im Rahmen des Programms zur ländlichen Elektrifizierung (PER)

Drei Pilotprojekte zur Inselversorgung von Dörfern (Puaicho, Isla Nahuehuapi und Villa Las Araucarias) in der IX. Region wurden Anfang 1997 durch CNE und mit US-amerikanischer Unterstützung gestartet. Seither werden durch Kleinwindkraftanlagen Haushalte, Schulen, Gesundheitszentren und Kirchen mit Strom beliefert. Einer Studie von CNE zufolge, die im Rahmen eines Kooperationsabkommens mit den USA entstand, könnten auf 32 Inseln des Archipels Chiloé in der X. Region mehr als 3.100 und auf den Robinson-Crusoe-Inseln des Archipel Juan Fernández weitere 200 Familien mit Energie aus hybriden Wind-Diesel-Anlagen versorgt werden.²⁰

Ein erstes Demonstrationsprojekt dieser Art wurde auf der Insel Tac in 2001 in Betrieb genommen. In diesem Fall werden 82 Wohnhäuser bzw. mehr als 250 Bewohner, eine Gesundheitsstation und eine Schule durch zwei kleine Windgeneratoren von je 7,5 kW, einen Batteriespeicher für 100 kWh und einen Dieselgenerator von 12 kW über ein 15km langes Inselnetz mit Strom versorgt. Das komplette System gehört der Regionalregierung. Betrieb und Wartung liegen in den Händen des Stromverteilers SAESA, der einen Stromliefervertrag über vorerst 10 Jahre unterschrieb und für die technische Durchführung einen Vertrag mit der errichtenden Firma Wireless Energy abschloss.²¹ Der Stromtarif mit einem monatlichen Grundpreis von 5,7 US\$ und einem Arbeitspreis von 0,24 US\$/kWh deckt lediglich Wartung und Betrieb, nicht jedoch die Aufwendungen für Investitionen in Höhe von rund 200.000 US\$. Wesentliche Fördermittel kamen aus dem nationalen Fonds zur ländlichen Entwicklung und aus Kooperationshilfe der USA.

Ein weiteres Projekt dieser Art wurde in der Kommune Chonchi auf Chiloé im November 2003 eingeweiht. In diesem Fall werden neun Familien mit jeweils eigenen Kleinstwindanlagen versorgt, während 12 Familien aus drei etwas größeren gemeinschaftlichen Windkraftanlagen Strom beziehen. Das Projekt erhielt japanische Fördermittel und wird ebenfalls von der Firma Wireless Energy betreut.

Im Februar 2004 startete CNE im Rahmen von PER ein internationales Interessenbekundungsverfahren zur Ausstattung im Archipel Juan Fernández mit einem Wind-Diesel-System sowie zu dessen Betrieb. In diesem Fall soll die bestehende teure und von der Kommune unterhaltene Erzeugung mit Dieselmotoren teilweise durch Einsatz von kleinen Windanlagen abgelöst werden. Im Vorfeld wurden an vier Standorten auf der Insel Windmessungen durchgeführt.

Realisiert wurden außerdem von CERE auf regionaler Ebene einige Kleinwindprojekte zur Elektrifizierung von ländlichen Schulen und Bauernhöfen.²²

Große Windkraft

Seit November 2001 ist der Windpark Alto Baguales in Betrieb, der sich im Eigentum der Mutterfirma von Edelayen, Sociedad Austral de Electricidad (SAESA), befindet und etwa 5km entfernt vom Ort Coyhaique liegt. Er hat eine installierte Kapazität von knapp 2 MW, verteilt auf drei Turbinen von jeweils 660 kW, und erzielt damit fast 10% der gesamten installierten Kapazität im Verbundnetz von Aysén.

Eine erste privat betriebene Windkraftanlage mit 150 kW ist seit Mai 2006 auf der Estancia Flora in der küstennahen Gemeinde Chanco in der VII. Region in Betrieb. Dabei handelt es sich um eine gebrauchte Anlage, die überwiegend der Eigenversorgung dient, aber auch Überschussstrom an das Verbundnetz SIC liefert.

20 Insgesamt gibt es in dieser Region mehr als 32.000 Einwohner ohne Stromversorgung. Im Rahmen dieses Vorhabens wurde mit dem National Renewable Energy Laboratory (NREL) auch ein vorläufiger Windatlas für die Insel Chiloé entworfen.

21 Zu ersten Betriebsergebnissen siehe: Nelson E. Stevens (Wireless Energy Chile Ltda.), Isla Tac Power System – First Year Status Report: October 2000 – October 2001; November 2001, www.wireless-energy.cl.

22 z.B. 1999 in der Schule von Agua Fresca südlich von Punta Arenas zur Unterstützung eines Dieselgenerators.

Bisher nicht realisiert wurden Pläne zur Errichtung eines Windparks von 37,5 MW zur Eigenversorgung der staatlichen Kupfergesellschaft CODELCO. Hierfür wurden an drei Standorten Windmessungen durchgeführt und eine Machbarkeitsstudie erarbeitet. Geprüft wurde auch die Möglichkeit, durch den Verkauf von CO₂-Zertifikaten zusätzliche Einnahmequellen zu erschließen.

Mehrere größere Vorhaben wurden mittlerweile aufgrund der von CORFO sowie GTZ finanzierten Studien näher untersucht. Fünf Windparks in den Regionen III, IV und V mit zusammen 284 MW befinden sich in der Umweltverträglichkeitsprüfung. Endesa Eco hat mit den Fundamentarbeiten für einen 18-MW-Windpark (11x1,6 MW Vestas) in der IV. Region (Canela, Coquimbo) begonnen. Der Windpark soll noch in 2007 ans Netz gehen. Für 2008 ist außerdem die Inbetriebnahme eines 20-MW-Windparks in der Region VIII geplant.

Biomasse

Trotz der land- und forstwirtschaftlichen Prägung Chiles steht der Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung noch am Anfang. In der VII. und VIII. Region betreibt Energía Verde S.A., Tochterfirma des Stromproduzenten AESGener, jeweils ein Heizkraftwerk von 8,7 MW, das mit Holzabfällen befeuert wird.²³

In Zusammenarbeit mit der Umweltbehörde und mit Unterstützung und Finanzierung durch UNDP/GEF wurde im Rahmen der ländlichen Elektrifizierung auf der Insel Butachauques in der Ortschaft Metahue (X. Region) von CNE das Vorhaben "Erzeugung von elektrischer Energie durch Vergasung von Holzbiomasse" durchgeführt. Installiert wurde eine Anlage mit 40 kW, die 31 Familien mit Elektrizität versorgt. Die Anlage wird von einer Kooperative betrieben, die eigens zu diesem Zweck gegründet wurde. Da das Projekt überdimensioniert ist, wird von CNE die Versorgung der gesamten Insel mit etwa 100 Haushalten in Erwägung gezogen.

In 2006 haben das Forstinstitut (INFOR) und die CNE eine Studie zum Potenzial industrieller Holzabfälle für die Stromerzeugung erstellt.²⁴ Dieser landesweiten Erhebung ging eine Potenzialstudie über energetisch nutzbare Reststoffe aus der holzbe- und -verarbeitenden Industrie in der IX. und X. Region voraus, die in 2005 von GTZ und INFOR durchgeführt wurde.

Eine weitere Studie von GTZ und CNE untersucht das Potenzial für die Energiegewinnung aus Biogas, das durch die Vergärung von organischen Reststoffen gewonnen werden kann, die in verschiedenen Wirtschaftszweigen anfallen.

Außerdem wurde von CNE und CONAMA mit Unterstützung der GTZ ein Leitfaden zur Umweltverträglichkeitsprüfung von Biomasseprojekten erarbeitet.

Solarenergie

Chile verfügt über gute bis hervorragende solare Bedingungen, vor allem im Norden des Landes. 1987 hat das Solarlabor der Universität Federico Santa Maria ein nationales Inventar mit solaren Strahlungsdaten von 129 Messstationen veröffentlicht. Die jährlichen Einstrahlungen in den Regionen I und II zählen zu den höchsten der Welt.

²³ Für nähere Informationen siehe www.energiaverde.cl.

²⁴ Siehe www.infor.cl.

Region	Solare Strahlung
	(kcal/m ² .d)
I	4.554
II	4.828
III	4.346
IV	4.258
V	3.520
VI	3.676
VII	3.672
VIII	3.475
IX	3.076
X	2.626
XI	2.603
XII	2.107
Región Metropolitana	3.570
Antarctica	1.563

Tab. 7: Jahresmittelwerte der täglichen solaren Einstrahlung auf eine horizontale Fläche nach Regionen; Chile; kcal/m² pro Tag²⁵

Photovoltaik

Eine der ersten industriellen Photovoltaikanlagen weltweit ist schon 1972 in der Stadt Antofagasta im Norden des Landes in Betrieb gegangen. Photovoltaikanlagen kommen insbesondere in Form von Solar-Home-Systemen in abgelegenen Gebieten des Nordens im Rahmen der ländlichen Elektrifizierung zum Einsatz. Allein zwischen 1995 und 1999 wurden nahezu 1.000 Wohnhäuser mit entsprechenden Anlagen ausgerüstet.²⁶

Solarthermie

Die Nutzung solarer Energie zu thermischen Zwecken steckt in Chile bislang noch in den Kinderschuhen. Zur Demonstration der Leistungsfähigkeit wurde deshalb im April 2007 eine Großanlage auf dem Dach der Deutschen Schule in Santiago eingeweiht, die aus privaten und öffentlichen Mitteln deutscher Geber finanziert wurde und der Warmwasserbereitung dient. Der Kupferproduzent CODELCO unterhält außerdem eine sehr große thermische Anlage zur Erhitzung des Erzes bei der bakteriellen Abscheidung des Metalls. Solarthermische Anlagen auf Privathäusern sind noch wenig verbreitet.

GTZ- und GEF-Projekte im Rahmen der ländlichen Elektrifizierung

Zwischen 1998 und 2002 führte die GTZ gemeinsam mit dem "Centro de Energías Renovables" an der Universität von Tarapaca/Arica und dem landwirtschaftlichen Beratungsdienst INDAP ein Demonstrationsprojekt zur Nutzung von PV-Wasserpumpen in der Landwirtschaft durch. Dabei wurden die Pumpenanlagen zur Wüstenbewässerung und Trinkwasserversorgung mit einer Entsalzungsstufe kombiniert. Im Rahmen des Projektes konnten sowohl die Projektpartner fortgebildet als auch die breite Öffentlichkeit über die Möglichkeiten des Einsatzes photovoltaischer Pumpenanlagen in Bewässerungssystemen informiert werden.

Innerhalb des UNDP/GEF-Vorhabens "Beseitigung von Barrieren bei der ländlichen Elektrifizierung mit erneuerbaren Energien" sollten bis 2005 in der IV. Region von Coquimbo 6.000 PV-Systeme kofinanziert werden, die auf der Basis von Konzessionsverträgen errichtet und betrieben werden. In der Region, die bei 38.000 ländlichen Haushalten im Jahr 2002 einen Elektrifizierungsgrad von knapp 79% aufwies, gab es bereits damals mehr als 1.000 individuelle Solarstromanlagen. Im Zeitraum 2003 bis 2006 wurden nun weitere 3.100 isoliert liegende Wohnhäuser und Ansiedlungen mit Solaranlagen von jeweils 100 W_p bei Gesamtkosten von etwa 3,8 Mio. US\$ ausgestattet. Darüber hinaus sollten mehr als 50 Schulen und Gesundheitsstationen mit PV-Systemen ausgerüstet und bestehende Solaranlagen verbessert werden.

²⁵ Die Daten beruhen überwiegend auf einem bereits 1965 an dieser Universität gegründeten Nationalarchiv für solarimetrische Daten.

²⁶ CNE spricht davon, dass zwischen 1992 und 1999 sogar ca. 2.500 individuelle PV-Anlagen bei Wohnhäusern, Schulen und Gesundheitsstationen zum Einsatz gekommen sind.

Geothermie

Auch die Geothermie bietet aufgrund der vulkanischen Zone, in der Chile liegt, gute Voraussetzungen, wird bisher jedoch nur in kleinem Maßstab ($0,4 \text{ MW}_{\text{th}}$) für rein thermische Zwecke in der Region Metropolitana (Santiago) genutzt.

Geothermische Explorationen

Geothermische Explorationen im Rahmen eines Kooperationsabkommens zwischen UNDP und der chilenischen Entwicklungsbank CORFO (Corporación de Fomento de la Producción) begannen bereits 1968 in der nördlichen Zone entlang der Anden, die vulkanische Aktivitäten aufweist. Erkundungsbohrungen bei El Tatio und Puchuldiza zeigten Eignungsmöglichkeiten auch für die geothermische Stromerzeugung.

Auch in der Zone des mittleren Südens gibt es zahlreiche Gegenden, die auf vulkanische Aktivitäten hindeuten. Ende 1999 wurde deshalb ein neues dreijähriges Forschungsprojekt unter Federführung der Universität Chile in Santiago in Zusammenarbeit mit der Erdölgesellschaft ENAP in Angriff genommen. Beteiligt waren außerdem geothermische und geologische Institute aus Italien, Deutschland und Neuseeland. Detaillierte Explorationsstudien wurden in den Regionen von Puyehue, Chillán, Copahue und Laguna del Maule durchgeführt.

Erste Anträge zur Erlangung von Vorrechten für geothermische Konzessionen wurden im Januar 2001 für 23 Standorte auf der Basis der neuen Gesetzgebung eingereicht. AESGener plant gemeinsam mit dem Partner ANEP die Errichtung eines 50-MW-Geothermiekraftwerks. Das zuständige Ministerium für Bergbau hat im April 2004 für 13 Standorte Konzessionen zur weiteren Exploration erteilt. Diese Konzessionen sind für maximal vier Jahre gültig, so dass in dieser Zeit Erkundungsbohrungen stattfinden müssen.

CNE hat im Rahmen der Energieplanung angekündigt, bis 2010 ein geothermisches Kraftwerk mit einer Leistung von 100 MW realisieren zu wollen. Seit 2003 nimmt auch aufgrund der Aktivitäten deutscher Unternehmen die Geothermie im zukünftigen chilenischen Energiemix einen immer höheren Stellenwert ein.

Ein Gemeinschaftsprojekt zum Transfer von Know-how im Geothermiebereich wird seit Februar 2006 gemeinsam von der Fundación Chile²⁷ und der deutschen Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) durchgeführt. Im Rahmen dieses Vorhabens soll auch ein kleines erweiterungsfähiges geothermisches Kraftwerk aufgebaut werden. Partner in dem Projekt ist ferner die chilenische Gesellschaft Geotermia del Pacífico, die am Standort Sierra Nevada über eine Erkundungskonzession verfügt. CORFO unterstützt das Vorhaben finanziell.

²⁷ Fundación Chile ist eine gemeinnützige private Gesellschaft mit öffentlicher Beteiligung, die zur Entwicklung anwendungsreifer Produkte für wirtschaftliche Sektoren gegründet wurde und enge Beziehungen sowohl zum Privatsektor wie auch zu akademischen Institutionen unterhält.

3.6 Ländliche Elektrifizierung

Von den rund 15 Mio. Einwohnern leben ca. 15% (rund 2,2 Mio.) auf dem Land. In den ländlichen Regionen lag der Deckungsgrad der Stromversorgung 1994 bei etwa 59%, während in den urbanen Zentren fast Vollversorgung erreicht wurde.

Das Programm PER

Die CNE rief deshalb Ende 1994 das Programa de Electrificación Rural (PER) ins Leben, das in 2000 mit einer zweiten Phase bis Ende 2005 verlängert wurde und als Ziel einen Deckungsgrad von 90% vorgab.²⁸ Zwischen 1995 und 2005 wurden im Rahmen von PER insgesamt rund 144.700 Haushalte entweder an die öffentliche Versorgung angeschlossen oder mit individuellen Lösungen (zumeist Dieselgeneratoren) ausgestattet, so dass der landesweite Elektrifizierungsgrad bei Auslauf des Programms auf im Mittel 92% stieg, wobei er mit jeweils etwas über 80% in den Regionen III und IV am niedrigsten war. Trotz aller Anstrengungen müssen sich auch nach Abschluss des PER noch gut 44.000 Haushalte landesweit mit Kerzen, Kerosin und Batterien begnügen.

Ende 2000 wurde geschätzt, dass sich von den Haushalten ohne reguläre Stromversorgung voraussichtlich 88.420 über das konventionelle Netz versorgen lassen, während rund 48.250 Haushalte mit erneuerbaren Energien individuell oder mittels kleiner Inselnetze versorgt werden könnten.²⁹ Darüber hinaus bieten die mit eigenen Dieselgeneratoren versorgten Haushalte weiteres Potenzial für eine Versorgung mit erneuerbaren Energien, sodass sich insgesamt sogar mehr als 120.000 ländliche Haushalte für eine Elektrifizierung auf Basis erneuerbarer Energiequellen anbieten.

Das Programm PER hatte eine stark dezentrale Ausrichtung, indem es den Regionen überließ, geeignete Projekte auszuarbeiten, zu evaluieren und zu finanzieren. Jedes Projekt wurde einer rigorosen Bewertung unterzogen, um private Investitionen sowie die korrespondierenden Fördermittel zu bestimmen, die an die Erzielung positiver sozialer Wirkungen gekoppelt waren.

Eine besondere Rolle kam dabei lokalen Verteilungsunternehmen zu, die technische Vorschläge unterbreiten mussten. Im Bewilligungsfall wurde für die ländliche Elektrifizierung ein Konzessionsvertrag abgeschlossen, der die Stromversorger seitens der lokalen Verwaltungen verpflichtete, die Versorgung aufzubauen und über einen bestimmten Zeitraum zu betreiben (mindestens 30 Jahre bei Verteilnetzen und mindestens 20 Jahre bei Versorgungsanlagen mit erneuerbaren Energien).

Die Investitionskosten für Erzeugungsanlagen und Verteilungsleitungen wurden von den lokalen Regierungen (60-70%), den Verteilungsunternehmen (20-30%) und durch die Nutzer (10%) aufgebracht. Die Stromkunden kamen für den Erwerb der Zähler, die Verkabelung in den Häusern und für den Stromanschluss auf und konnten den hierfür erforderlichen Beitrag neben ihren regulären Tarifen in Raten abzahlen.

Die öffentlichen Mittel entstammten einem nationalen Fonds zur regionalen Entwicklung (Fondo Nacional de Desarrollo Regional – FNDR), der zur Förderung der Regionen durch verschiedene soziale Sektorprojekte geschaffen wurde. Im Rahmen dieses Fonds wurde seit 1995 ein Teil der Mittel zur Finanzierung der ländlichen Elektrifizierung reserviert (FNDR-ER).

28 Basierend auf einer Gesamtzahl ländlicher Haushalte von 622.500 in 2005. Die aktuellen Statistiken weisen allerdings nur 552.000 Haushalte auf dem Land aus.

29 Nach Angaben einer Studie im Vorfeld des GEF-Antrages von 2001 bilden sogar rund 75.000 Haushalte einen potenziellen Markt für nicht-konventionelle erneuerbare Energien (inklusive solcher, die derzeit bereits durch Dieselgeneratoren versorgt werden). Demnach sind Solarenergie, Biomasse und Windenergie oder Kombinationen daraus die vorrangigen Energiequellen. Die meisten der betreffenden Haushalte befinden sich in den Regionen VIII und X.

GEF-Vorhaben zur ländlichen Elektrifizierung

In Verbindung mit der zweiten Phase des Programms PER wird seit Ende 2001 ein UNDP/GEF-Vorhaben³⁰ zur Einführung nicht-konventioneller erneuerbarer Energien bei der ländlichen Elektrifizierung durchgeführt. In dem bis 2007 laufenden Projekt sollen für isolierte Kommunen und vereinzelt liegende Wohnhäuser vor allem Klein- und Kleinstwasserkraftwerke, Photovoltaikmodule (im Norden Chiles, Region IV) und kleine Windkraftanlagen zur Anwendung kommen. Das mit mehr als 6 Mio. US\$ an GEF-Zuschüssen ausgestattete Vorhaben beinhaltet unter anderem die Zertifizierung und Standardisierung von Produkten zur Nutzung erneuerbarer Energien (insbesondere PV-Anlagen), die Entwicklung von Trainingsprogrammen, die Durchführung von Großprojekten, die Erfassung der Windressourcen an mehreren netzfernen Standorten (vor allem auf den Inseln der Region De Los Lagos), die Umwandlung von dieselversorgter Stromerzeugung zu Hybridanlagen mit teilweisem Einsatz erneuerbarer Energien sowie die Einrichtung eines Garantiefonds zur Minderung von Investitionsrisiken. Neben den Ergebnissen einzelner Windmessstationen wurden in den letzten Jahren unter anderem Handbücher zum Einsatz von Photovoltaikanlagen für Anwender³¹ sowie zum Monitoring³² derartiger Systeme veröffentlicht.

Währungskurs (April 2007):

1.000 Chilenische Pesos (CLP) = 1,39 Euro (EUR)

1 EUR = 720 CLP

3.7 Literatur

- **CERE-UMAG:**
Mejoría del conocimiento y administración de la información eólica en Chile, Segunda Etapa, Punta Arenas, Mayo 2005
- **CDEC-SIC:**
Estadísticas de Operación, 1996-2005
- **CDEC-SING:**
Estadísticas de Operación 1996-2006
- **Comisión Nacional de Energía:**
La Electrificación Rural en Chile, Logros de un programa social de Gobierno, 1992-2002, Abril 2003
- **Comisión Nacional de Energía:**
Präsentation "Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables" CHI/00/G32, Proyecto Fotovoltaico IV Región de Coquimbo – Chile
- **Comisión Nacional de Energía:**
Programa de Electrificación Rural, 2000-2006
- **Comisión Nacional de Energía:**
Chile: Una Década de Electrificación Rural – 1995-2005
- **Comisión Nacional de Energía:**
Guía para evaluación ambiental de proyectos de energía renovable no convencional: Proyectos Eólicos, Octubre 2006
- **Comisión Nacional de Energía/GTZ:**
Guía del Mecanismo del Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile, Julio 2006
- **Energética S.A.:**
Análisis del Sistema Concesional de Energía Geotérmica y su Desarrollo Futuro, Diciembre 2005

30 Removal of Barriers to Rural Electrification with Renewable Energy, www.renovables-rural.cl.

31 Proyecto GEF-PNUD-CNE, Sistemas fotovoltaicos de electrificación para viviendas rurales, Manual para usuarios, Julio 2005.

32 Proyecto GEF-PNUD-CNE, Sistemas fotovoltaicos de electrificación para viviendas rurales, Guía para monitores, Julio 2005.

- **Fundación para la Transferencia Tecnológica:**
Mejoría del conocimiento del recurso eólico en el norte y centro del país, Diciembre 2003
(preparado para la Comisión Nacional de Energía)
- **Centro de Estudio de los Recursos Energéticos de la Universidad Magallanes (CERE-UMAG):**
Mejoría del conocimiento y administración de la información eólica en Chile – Segunda Etapa, Preparado para la Comisión Nacional de Energía, Informe Final, Mayo 2005
- **Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile:**
Simulación Preliminar de desempeño operacional y comercial de Centrales de Generación Eléctrica Geotermicas y Eólicas, Informe Final, Febrero 2003
- **Gobierno de Chile:**
Exploración de Interés Internacional en el proyecto “Sistema de Generación Eléctrico Híbrido Eólico/Diesel, Comunidad de San Juan Bautista, Isla Robinson Crusoe, Archipiélago Juan Fernández, Chile, Febrero 2004
- **UNDP/Worldbank:**
Desafíos de la Electrificación Rural en Chile, ESMAP Technical Paper 082, Octubre 2005
- **U.S. Department of Energy, Energy Information Administration:**
Country Analysis Briefs – Chile, September 2006
- **Gobierno de Chile:**
Chile’s Energy Security Policy, November 1, 2006
- **Ministerio de Agricultura/Instituto Forestal (INFOR):**
Disponibilidad de residuos madereros provenientes de la industria de la Madera entra la IV y XII region para uso energético, Enero 2007

3.8 Kontakte

Botschaft der Republik Chile in Deutschland
Mohrenstr. 42
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 726 203-5
Fax +49 (30) 726 203-603
E-Mail: embachilealemania@echileberlin.de
www.embajadaconsuladoschile.de

Ministério de Minería e Energia
www.minmineria.cl

Empresas Eléctricas A.G.
(Vereinigung der Stromverteilungs- und übertragungsunternehmen)
Av. El Bosque Norte 0177, oficina 904
Las Condes – Santiago
Tel. +56 (2) 332 03 16
Fax +56 (2) 231 09 13
www.electricas.cl

GTZ-Büro Santiago de Chile
Concordia Nr. 2246 Casilla
50.430 Providencia, Santiago de Chile
Tel. +56 (2) 33 80 20
E-Mail: gtz-chile@cl.gtz.de

Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer
Cámara Chileno-Alemana de Comercio e Industria
Av. El Bosque Norte 0440 of. 601
Santiago de Chile 6760235
Tel. +56 (2) 203 53 20
Fax +56 (2) 203 53 25
E-Mail: ahkchile@reuna.cl

Comisión Nacional de Energía – CNE
www.cne.cl
E-Mail: info@cne.cl

Superintendencia de Electricidad y Combustibles – SEC

Amunátegui 58
Santiago de Chile
Tel. +56 (2) 54 96 000
www.sec.cl

Deutsche Botschaft in Chile

Las Hualtatas 5677
Vitacura Santiago de Chile
Tel. +56 (2) 463 25 00
Fax +56 (2) 463 25 25
E-Mail: central@embajadadealemania.cl
www.embajadadealemania.cl

Comisión Nacional del Medio Ambiente – CONAMA

Obispo Doloso 6 – Providencia
Santiago de Chile
Tel. +56 (2) 240 56 00
Fax +56 (2) 244 12 62
E-Mail: informaciones@conama.cl
www.conama.cl

Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central – CDEC-SIC

Teatinos 280
Santiago de Chile
Tel. +56 (2) 42 46 300
Fax +56 (2) 42 46 301
www.cdec-sic.cl

Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande – CDEC-SING

General Lagos 0377 Playa Blanca
Antofagasta
Tel. +56 (55) 247 474
Fax +56 (55) 246 129
www.cdec-sing.cl

Centro de Estudios de los Recursos Energéticos – CERE Universidad de Magallanes (UMAG)

Av. Bulnes Casilla 113-D 01855 Punta Arenas
Tel. +56 (61) 207 182
Fax +56 (61) 207 184
E-Mail: cere@ona.fi.umag.cl

4 Costa Rica

4.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Das 4,5 Millionen Einwohner zählende Land verfügt über keine fossilen Energieressourcen. Die installierte Kapazität im Nationalen Elektrizitätssystem (SEN) lag Ende 2005 bei 1.931 MW. Dabei entfielen 67% auf Wasserkraft, 21% auf thermische Anlagen¹, 9% auf Geothermie und 3% auf Windkraft. Das staatliche Elektrizitätsunternehmen Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) verfügt über rund 80% der installierten Kapazität. Private Erzeuger haben einen Anteil von rund 13%, während die verbleibenden 7% auf Kooperativen zur ländlichen Elektrifizierung² entfallen. Die maximale Nachfrage wurde im Dezember 2005 erreicht und lag bei 1.390 MW.

Jahr	Wasserkraft		Geothermie		Windkraft		Thermisch		Gesamt
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	
2001	1.224	72,0	143	8,4	46	2,7	288	16,9	1.701
2002	1.262	71,8	143	8,1	66	3,8	288	16,4	1.758
2003	1.295	67,6	161	8,4	66	3,4	395	20,6	1.916
2004	1.304	67,5	164	8,5	66	3,4	398	20,6	1.931
2005	1.304	67,5	164	8,5	66	3,4	398	20,6	1.931

Tab. 1: Installierte Kapazität; Costa Rica; 2001-2005; MW, %³

Stromerzeugung

96% der landesweiten Elektrizitätsnachfrage konnten 2005 durch Nutzung erneuerbarer Energiequellen gedeckt werden. Thermische Kraftwerke, die 21% der Kraftwerkskapazität ausmachen, werden primär als Reserve für den Fall geringer Niederschläge eingesetzt und hatten 2005 einen Anteil von etwas mehr als 3% an der Erzeugung.

Jahr	Wasserkraft		Geothermie		Windkraft		Thermisch		Gesamt
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
2001	5.651	81,7	986	14,3	179	2,6	99	1,4	6.916
2002	5.963	80,0	1.117	15,0	254	3,4	122	1,6	7.456
2003	6.021	79,6	1.144	15,3	230	3,0	157	2,1	7.554
2004	6.518	80,8	1.206	15,0	255	3,2	83	1,0	8.062
2005	6.568	80,0	1.149	14,0	202	2,5	295	3,6	8.215

Tab. 2: Stromproduktion nach Erzeugungsquellen; Costa Rica; 2001-2005; GWh, %⁴

Stromübertragung

Das Übertragungsnetz in Costa Rica basiert auf 230 kV-Hochspannungsleitungen mit einer Gesamtlänge von knapp 1.000 km und 138-kV-Mittelspannungsleitungen mit einer Länge von gut 700 km. Im Bereich der Stromübertragung liegen die Verluste bei rund 4%.

Zu den Nachbarländern bestehen nur geringe Übertragungskapazitäten von etwa 80 MW. Eine marginale Verbesserung der Situation wird durch die Kooperation der zentralamerikanischen Staaten erwartet. Im Rahmen des Projekts SIEPAC, das von den Staaten Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica und Panama getragen wird, soll bis 2008 durch den Ausbau und die Verknüpfung der Transportnetze ein zentralamerikanischer Elektrizitätsmarkt geschaffen werden. Der entsprechende Vertrag wurde von sechs Ländern der Region bereits 1999 unterzeichnet. Das Projekt wird größtenteils durch die Interamerikanische Entwicklungsbank (BID)⁵ finanziert. Das SIEPAC-Netz soll aus einer zentralen 1.830 km langen 230-kV-Haupttrasse bestehen. Dadurch dürfte sich die zwischenstaatliche Netzkapazität in der Region von heute 4% auf 10% der Nachfrage erhöhen.

1 Die thermischen Anlagen beruhen hauptsächlich auf der Verwendung von Diesel.

2 Die Verteilungsnetze der Kooperativen zur ländlichen Elektrifizierung sind mit dem SEN verbunden.

3 Quelle: ARESEP.

4 Quelle: ARESEP 2006.

5 Die BID vergibt unter anderem Kredite in Höhe von 240 Mio. US\$ für den Bau der Übertragungsleitungen. Die Gesamtkosten des Netzes werden auf 320 Mio. US\$ geschätzt.

Elektrifizierungsgrad

Während 1970 der Elektrifizierungsgrad erst bei 47 % lag, hatten Ende 2005 98 % der Bevölkerung Zugang zu Elektrizität. Je nach Region variiert der Elektrifizierungsgrad zwischen 80 % in der Provinz Puntarenas im Süden des Landes und knapp 100 % in der Hauptstadtprovinz San José.

Stromverbrauch

Die Stromnachfrage in Costa Rica ist in den vergangenen Jahren um 4 bis 6 % jährlich gestiegen. Der Stromverbrauch hat sich in den vergangenen Jahren wie folgt auf die verschiedenen Abnehmergruppen verteilt:

Jahr	Haushalte		Gewerbe/Andere		Industrie		Beleuchtung		Gesamt
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
2002	2.720	42,8	1.613	25,3	1.862	29,2	165	2,6	6.361
2003	2.855	42,5	1.775	26,4	1.913	28,4	173	2,6	6.715
2004	2.951	43,5	1.922	27,4	1.950	27,8	186	2,7	7.010
2005	3.056	41,5	2.068	28,0	2.046	27,8	192	2,6	7.363

Tab. 3: Stromverbrauch nach Abnehmern; Costa Rica; 2002-2005; GWh, %⁶

Strompreise

Den Stromtarifen liegen pauschal die kurzfristigen Grenzkosten des Kraftwerksparks zugrunde.

Im Vergleich zu anderen zentralamerikanischen Staaten sind die Elektrizitätspreise aufgrund der Importunabhängigkeit von Primärenergieträgern stabil und relativ niedrig.

Die durchschnittlichen Strompreise für das Jahr 2005 lagen für Haushalte bei 5,1 €-ct/kWh (33,13¢), für den Gewerbesektor bei 9,8 €-ct/kWh (43,89¢) und für den Industriesektor bei 5,3 €-ct/kWh (34,33¢). Eine weitere Ausdifferenzierung des Tarifsystems besteht zwischen Normal- und Spitzenlastzeiten und in Relation zur Abnahmemenge. So müssen Haushalte für die ersten 200 kWh in Normallastzeiten 4,4 €-ct/kWh (28,60¢)

zahlen, zu Spitzenlastzeiten hingegen 5,3 €-ct/kWh (34,50¢). Für jede zusätzliche Einheit Strom werden in Spitzenlastzeiten 9,0 €-ct/kWh (58,00¢) fällig, zu Normallastzeiten hingegen nur 7,4 €-ct/kWh (48,10¢).⁷ Tendenziell sind die Tarife in den von den Kooperativen belieferten ländlichen Versorgungsgebieten niedriger als im Gebiet um die Hauptstadt San José. Quersubventionen bestehen folglich zwischen den städtischen Stromkonsumenten und den Konsumenten in ländlichen Landesteilen. Zudem zahlen Kunden mit einem hohen Verbrauch durchschnittlich mehr als Kunden mit niedrigerem Stromverbrauch.

ICE hat für das Jahr 2007 bei der Regulierungsbehörde eine Strompreiserhöhung beantragt, die mit einer durchschnittlichen Preissteigerung von 16,5 % gegenüber 2006 deutlich über der Inflationsrate von 9,4 % liegt. Bereits im Frühjahr 2005 kam es zu einer mittleren Preiserhöhung von 17 %.

Ausbauplanung

Der Zubau von Kapazität wird in nationalen Plänen zur Ausweitung der Elektrizitätsproduktion festgelegt, die etwa alle zwei Jahre von ICE erstellt werden. Diese werden in Einklang mit dem Nationalen Entwicklungsplan und dem Nationalen Energieplan formuliert.⁸ Bei den Berechnungen für den geplanten Kapazitätsausbau geht ICE von einem weiteren Bedarfsanstieg zwischen 5,3 und 6 % pro Jahr aus.

Der aktuelle Plan zur Ausweitung der Elektrizitätsproduktion⁹ vom Januar 2006 hat einen Planungshorizont bis 2025 und soll die Stromversorgung unabhängig von den Nachbarländern, d.h. unabhängig von möglichen Stromimporten, sicherstellen. In der ersten Planungsperiode von 2006 bis 2010 sollen insgesamt rund 500 MW installiert werden, davon 360 MW durch Projekte im Bereich der Wasserkraft, 50 MW im Rahmen eines weiteren Windparks und 116 MW durch das thermische Kraftwerk Garabito.

⁶ Quelle: ARESEP 2006.

⁷ Eine detaillierte Auflistung aller Stromtarife befindet sich auf der Homepage der Regulierungsbehörde ARESEP (www.aresp.gov.cr).

⁸ Plan de Desarrollo Nacional und Plan de Nacional de Energía 2002-2016, Ministerio de Ambiente y Energía.

⁹ Siehe ICE (2006).

Das Kraftwerk Garabito sollte ursprünglich bereits 2007 fertig gestellt werden. Da Schwierigkeiten bei der Finanzierung des Gaskraftwerks aufgetreten sind, wurde der Bau des Projekts jedoch auf unbestimmte Zeit ausgesetzt.

Den Planungen bis 2016 entsprechend soll thermisch erzeugte Elektrizität in den kommenden Jahren einen größeren Stellenwert einnehmen. Für die Periode von 2010 bis 2015 ist der Bau von drei weiteren thermischen Kraftwerken geplant. Werden alle Projekte realisiert, wird nach Berechnungen des ICE der Anteil thermischer Kraftwerke an der Gesamtstromerzeugung von heute knapp 4% auf nahezu 20% anwachsen.

Aufgrund des rasanten Anstiegs der Stromnachfrage wurden in den vergangenen Jahren bereits Engpässe in der Elektrizitätsversorgung und eine eventuell notwendig werdende Rationierung des Stroms befürchtet. Die Situation hat sich durch die nicht absehbare Fertigstellung des thermischen Kraftwerks Garabito verschärft. Es wurde in Erwägung gezogen, die angespannte Situation durch die Anmietung von mobilen Erzeugungsanlagen zu entschärfen. Vorerst sollen Engpässe jedoch durch Elektrizitätsimporte aus dem zusammenwachsenden zentralamerikanischen Elektrizitätsmarkt umgangen werden.

Während für den Planungszeitraum 2006 bis 2010 die Entscheidung für die Durchführung der Projekte bereits gefallen ist, stehen für die Periode 2010 bis 2025 mehrere Projekte zur Auswahl, über deren Umsetzung noch nicht endgültig entschieden wurde. Im Bereich Wasserkraft sollen zusätzliche 1.400 MW installiert werden, im Bereich Geothermie 70 MW und im Rahmen von Windkraftanlagen 180 MW.

Betrachtet man den Planungszeitraum von 2006 bis 2020, so entfallen 53% der gesamten geplanten Kapazität von rund 3.000 MW auf Wasserkraft, 38% auf neue thermische Kraftwerke, rund 6% auf Windenergie und etwas mehr als 2% auf eine neue geothermische Anlage.

Neben den Kraftwerksprojekten des staatlichen Elektrizitätsunternehmens ICE beinhaltet der Plan auch die bereits im Bau befindlichen Projekte privater Investoren. Da der Ausbau des Kraftwerksparks nicht allein von staatlicher Seite finanziert werden kann, sind in Zukunft verstärkt private Investitionen im Rahmen von BOT-Verträgen (Build-Operate-Transfer) zu erwarten.

4.2 Marktakteure

Staatliche Akteure

Der Strommarkt wird durch das vertikal integrierte staatliche Elektrizitätsunternehmen ICE dominiert, das 1949 gegründet wurde.¹⁰ Das Unternehmen ist in den Bereichen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vermarktung aktiv. Durch das in das Unternehmen integrierte Nationale Zentrum für Energiekontrolle CENCE übernimmt ICE zudem die Rolle des Systembetreibers.

Das Planungszentrum CENPE – ebenfalls ein Teil von ICE – ist im Rahmen der Pläne zur Ausweitung der Elektrizitätsproduktion für die Versorgungssicherheit durch den Zubau von ausreichenden Erzeugungskapazitäten verantwortlich. Außerdem liegt das Monopol auf die Übertragungsnetze des Landes bei ICE. Regionale Verteilungsunternehmen und Kunden, die an das Hochspannungsnetz angeschlossen sind, können den Service von ICE für eine Pauschale von 0,68€-ct/kWh (4,40¢) nutzen. Die Netzentgelte werden von der Regulierungsbehörde ARESEP festgelegt.

Der Stromversorger CNFL (Compañía Nacional de Fuerza y Luz) wurde 1941 gegründet. Im Rahmen der Nationalisierung des Unternehmens wurden von ICE im Jahre 1968 rund 98% der Unternehmensanteile gekauft. Die übrigen Anteile befinden sich in der Hand von privaten Aktionären. CNFL engagiert sich in den Bereichen Produktion¹¹ und Verteilung. Es ist mit landesweit knapp einer halben Millionen Kunden das größte Verteilungsunternehmen und hatte 2005 einen Marktanteil von 41% in diesem Bereich. Der Versorger beliefert die bevölkerungsreichste Region im Einzugsgebiet der Hauptstadt.

¹⁰ Siehe Gesetz 449 des Jahres 1949.

¹¹ In 9 Wasserkraftwerken werden rund 11% des veräußerten Stroms produziert. Die verbleibenden 89% werden über ICE bezogen.

Private Akteure

Vier Kooperativen (Coopelesca, Coope Alfaro Ruiz, Coope Guanacaste und Coope Santos) operieren in ländlichen Regionen und sind Organisationen ohne Erwerbscharakter. Primäres Ziel der Kooperativen ist nach dem Gesetz 8345 aus dem Jahr 2003 die ländliche Elektrifizierung¹². Zwei lokale Versorgungsunternehmen, JASEC in der Provinz Cartago und ESPH in der Stadt Heredia, nehmen eine ähnliche Sonderstellung im Elektrizitätsmarkt des Landes ein¹³. Vornehmliche Aufgabe der lokalen Versorgungsunternehmen ist die öffentliche Versorgung mit Elektrizität. JASEC wurde 1964 gegründet und ist im Bereich Produktion¹⁴ und Verteilung aktiv. ESPH besteht seit 1976, ist auf die Bereiche Wasser- und Stromversorgung spezialisiert und versorgt rund 65.000 Kunden in sechs Kantonen.

Zudem gibt es 27 private Erzeuger, die ihren Strom an ICE verkaufen. Die Vergütung für private Erzeuger variiert je nach Anlage zwischen 4,65€-ct/kWh und 6,92€-ct/kWh.¹⁵

Weitere Akteure

Die staatliche Verantwortung im Bereich Energiepolitik liegt beim Umwelt- und Energieministerium MINAE. Das Ministerium leitet den Energierat (Consejo Subsectoral de Energía), der aus den wichtigsten Institutionen und staatlichen Unternehmen des Energiesektors besteht. Dazu zählen das Wissenschafts- und Technologieministerium, das Ministerium für Planung und Wirtschaftspolitik, die Regulierungsbehörde ARESEP, das nationale Erdölunternehmen RECOPE und das nationale Elektrizitätsunternehmen ICE. Die Interessen der privaten Stromerzeugungsunternehmen werden von dem Verband ACOPE vertreten.

Die Regulierungsbehörde ARESP

Die unabhängige Regulierungsbehörde ARESEP wurde 1996 geschaffen¹⁶ und ist in erster Linie für die Festlegung der Durchleitungsgebühren und der Strompreise verantwortlich. ARESEP legt die Tarife unter Berücksichtigung ökonomischer, sozialer und ökologischer Aspekte fest. Der Regulierer ist dabei befugt, Abgaben für die Finanzierung des Netzausbaus und die Unterstützung einkommensschwacher Bevölkerungsgruppen zu erheben. Eine weitere wesentliche Aufgabe ist zudem die Überwachung des Elektrizitätssektors auf allen Ebenen. Dazu zählen auch Technik- und Sicherheitsinspektionen. Der fünfköpfige Vorstand der Regulierungsbehörde wird von der Regierung bestimmt und muss vom Parlament bestätigt werden.

4.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Energie- und Elektrizitätsmarktpolitik

Trotz einiger Liberalisierungsansätze zu Beginn der 1990er Jahre befindet sich der Elektrizitätsmarkt weiterhin zum Großteil in staatlicher Hand. Ein weiterreichendes Gesetz für die Liberalisierung des Strommarktes wurde 1998 vom Kongress abgelehnt.

Private Erzeugung

Mit dem Gesetz 7200 aus dem Jahr 1990 war Costa Rica das erste Land Mittelamerikas, das per Gesetz Regelungen für die private Stromerzeugung getroffen hat. Ziel der Gesetzgebung war die Senkung der Importabhängigkeit im Energiesektor und die Nutzung der Wasserkraft und anderer regenerativer Energieträger. Private Akteure konnten nach dem Gesetz Elektrizität auf Basis erneuerbarer Energien erzeugen, wobei der Anteil privater Akteure an der installierten Kapazität des Landes 15% nicht überschreiten sollte. Zudem waren die Anlagen auf eine Größe von 20 MW Leistung beschränkt und Vertragslaufzeiten von 15 Jahren vereinbart.

¹² Siehe Abschnitt "Ländliche Elektrifizierung".

¹³ Siehe Gesetze 7789 und 7799 des Jahres 1998.

¹⁴ JASEC verfügt über eine 19-MW-Wasserkraftanlage.

¹⁵ Eine ausführliche Auflistung der Vergütung für alle privaten Erzeuger befindet sich auf der Homepage der Regulierungsbehörde (www.aresp.go.cr).

¹⁶ Siehe Gesetze 7593 des Jahres 1996.

Die Regelungen für private Erzeuger wurden mit dem Gesetz 7508 des Jahres 1995 reformiert und erweitert. Demnach müssen sich bei privaten Erzeugern und Kooperativen mindestens 35% des Gesellschaftskapitals in den Händen costaricanischer Staatsbürger befinden. ICE kauft nun Strom von Anlagen bis zu einer Größe von 50 MW. Der Anteil privater Erzeuger an der installierten Leistung wurde auf 30% erhöht.

Konzessionen für die Stromproduktion werden im Rahmen von Ausschreibungen durch die Regulierungsbehörde vergeben. Die Abnahmeverträge wurden von 15 auf 20 Jahre ausgedehnt. Diese Regelungen gelten gleichermaßen für Kooperativen und für lokale Versorgungsunternehmen.¹⁷

Die Genehmigung von privaten Erzeugungsanlagen wurde im Januar 2004 durch die Regulierungsbehörde neu gestaltet.¹⁸ Zu den wesentlichen Bestimmungen zählen neben der präzisen Darstellung des Projekts eine öffentliche Anhörung, die Vorlage eines Stromabnahmevertrags mit ICE und ein Zertifikat des Ministeriums für Umwelt und Energie bezüglich der bestandenen Umweltverträglichkeitsprüfung.

4.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

In Costa Rica werden für Regenerativstrom keine gesonderten Tarife wie etwa im Rahmen von speziellen Förderinstrumenten gewährt.¹⁹ Die Nutzung und Förderung erneuerbarer Energien ist jedoch wichtiges Leitmotiv der nationalen Energiepolitik. So bestätigt der aktuelle nationale Energieplan, dass die Nutzung und Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor einen wesentlichen Beitrag zum Umweltschutz leistet. Für den Strommarkt wird folglich das langfristige Ziel gesetzt, den Anteil erneuerbarer Energiequellen (ohne Wasserkraft) auf 15% zu steigern.

Die Förderung erneuerbarer Energien wird zudem in wichtigen Gesetzen des Landes festgeschrieben. Bereits im Gründungsgesetz des staatlichen Elektrizitätsunternehmens ICE aus dem Jahre 1949 wurde als

primäre Aufgabe des Unternehmens die Nutzbarmachung der Wasserkraft verankert. Im Gesetz 5961 aus dem Jahr 1976 wurde dem ICE das Monopol auf die Untersuchung und Nutzung der Geothermie zugesprochen. Das Umweltgesetz aus dem Jahr 1995 besagt, dass der Staat dazu verpflichtet ist, die Verfügbarkeit alternativer Energiequellen zu prüfen und die Nutzung zu fördern, um so ein nachhaltiges wirtschaftliches Wachstum zu erreichen.²⁰

Die ausschließliche Nutzung der Wasserkraft wird durch die Regelungen des Dekrets No. 30480 aus dem Jahre 2002 eingeschränkt, wonach Technologien zur Nutzung sonstiger erneuerbarer Energien den Vorzug vor der Wasserkraft erhalten sollen, solange so die negativen Umweltauswirkungen eingeschränkt werden können. Die Direktive 22 zur Förderung erneuerbarer Energien aus dem Jahr 2003²¹ präzisiert, dass erneuerbare Energien außer Wasserkraft im Elektrizitätssektor genutzt werden sollen, solange dies umweltpolitisch vorzuziehen und gleichzeitig ökonomisch praktikabel ist.

In der Deklaration von San Salvador haben die Energie- und Umweltminister Mittelamerikas im Februar 2006 den politischen Willen bekundet, den Anteil erneuerbarer Energien im Energieportfolio weiter zu erhöhen. Zudem sollen zukünftig private Akteure eine wichtigere Rolle spielen und potenzielle ökonomische Anreize evaluiert werden.

Clean Development Mechanism

Costa Rica hat das Kyoto-Protokoll im August 2002 ratifiziert. Zuständig für CDM-Angelegenheiten ist das OCIC (Oficina Costarricense de Implementación Conjunta), das dem Umwelt- und Energieministerium angeschlossen ist. OCIC gibt technische Unterstützung und berät private und öffentliche Unternehmen bei der Vorbereitung von CDM Projekten. OCIC wurde bereits 1995 im Rahmen des Programms Activities Implemented Jointly, dem Pilotprojektprogramm des Kyoto-Protokolls, gegründet.

17 Der rechtliche Rahmen für Kooperativen wurde im Gesetz 8345 vom 25.03.2003 geregelt.

18 Siehe ARESEP, 2004.

19 Für einige Windkraftanlagen wurden lediglich steuerliche Anreize gesetzt.

20 Siehe Ley Orgánica del Ambiente 7554 von 1995, Artikel 58.

21 Siehe D22-26389 vom 25.03.2003.

Mit der Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls wurde für eine bessere Finanzierung der CDM-Projekte eine aus privaten Akteuren bestehende Organisation, die Asociación Costarricense de Implementación Conjunta (ASOCIC), gebildet. Die Mitgliedschaft in ASOCIC steht den größten nationalen Unternehmen im privaten und öffentlichen Bereich sowie der Forstwirtschaftskammer offen. Das OCIC ist ASOCIC in administrativen Fragen untergeordnet. Somit stellt die Ausgestaltung der DNA in Costa Rica einen Fall dar, bei dem gewisse Kompetenzen ausgelagert wurden, um auf das Know-how privater Institutionen zurückgreifen zu können.

Bis Ende Januar 2007 wurden zwei CDM-Projekte beim UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) registriert. Im Oktober 2005 wurde die Anlage Rio Azul zur Deponiegasgewinnung registriert. Die 3,7-MW-Anlage in der Hauptstadt San José befindet sich in Besitz der Unternehmensgruppe SARET, der die Durchführung des Projekts im Rahmen einer Ausschreibung von CNFL zugesprochen wurde.

Im März 2006 wurde zudem das Wasserkraftwerk Cote mit einer Leistung von rund 7 MW registriert. Die Anlage befindet sich in der nördlichen Provinz Guanacaste und wird vom staatlichen Unternehmen CNFL finanziert.²² Der produzierte Strom soll in das nationale Stromnetz eingespeist werden.

Das spanische Stromversorgungsunternehmen Union Fenosa hat im August 2006 die Registrierung des Wasserkraftwerks La Joya mit einer Kapazität von 50 MW bei der spanischen DNA erreicht. Die Registrierung bei UNFCCC steht noch aus.

4.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Aus dem aktuellen Plan zur Ausweitung der Elektrizitätsproduktion geht hervor, dass für den Zeitraum 2006 bis 2025 im Rahmen erneuerbarer Energieträger in erster Linie die Wasserkraft, gefolgt von Geothermie und Windkraft ausgebaut werden sollen. Zu einem geringeren Grad wird die Nutzung der Biomassen, insbesondere aus Biomasse (Bagasse), geplant. Die Solarenergie soll aus Kostengründen hingegen nur eine marginale Rolle spielen.

Wasserkraft

Die Schätzungen des technisch nutzbaren Wasserkraftpotenzials Costa Ricas liegen bei 5.800 MW. Die Nutzbarkeit wird allerdings eingeschränkt, da sich rund 800 MW des identifizierten Potenzials in Nationalparks befinden und die Wasserkraftnutzung dort gesetzlich verboten ist. Weitere 1.800 MW der potenziellen Leistung liegen in Gebieten, die von indigenen Volksgruppen bewohnt werden. Eine Umsetzung von Vorhaben in diesen Regionen wird von ICE als problematisch erachtet.

Die installierte Wasserkraftleistung lag Ende 2005 bei 1.304 MW. Rund 75 % der installierten Leistung entfallen auf große Wasserkraftwerke (> 50 MW), 20 % auf mittelgroße Kraftwerke zwischen 10 und 50 MW-Leistung und die verbleibenden 5 % auf kleine Wasserkraft mit weniger als 10 MW.

Staatliche Wasserkraftwerke

Der Wasserkraftwerkspark des staatlichen Elektrizitätsunternehmens ICE hat rund 1.000 MW Kapazität, die sich maßgeblich aus großen Kraftwerken zusammensetzen. ICE verfügt dabei über 11 Anlagen, die zwischen 1958 und 2002 ihren Betrieb aufgenommen haben und eine Kapazität zwischen 24 und 180 MW besitzen. Zudem ist ICE im Besitz von fünf kleinen Wasserkraftwerken²³, die akkumuliert über eine Leistung von 5,3 MW verfügen. Das staatliche Unternehmen CNFL besitzt drei Anlagen, die insgesamt eine Kapazität von 73 MW haben.²⁴

²² Die Projektkosten von rund 8,8 Mio. US\$ werden zu 76 % durch einen Kredit der American Bank for Economic Integration getragen.

²³ Es handelt sich um die Kraftwerke Cacao, Echandi, Avance, Lotes und Pto. Escondido.

²⁴ Es handelt sich um die Anlagen Daniel Gutiérrez (18 MW), Cote (7 MW) und Brasil (5 MW).

ICE setzt auch in Zukunft auf den Ausbau der Wasserkraft. 2007 soll mit Cariblanco ein 80-MW-Kraftwerk ans Netz gehen, gefolgt von der 128-MW-Anlage Pírris in 2009/2010. In Planung befindet sich zudem das Wasserkraftwerk Veraguas, dessen Leistung einmal 631 MW betragen soll und somit das mit Abstand größte Kraftwerk des Landes wäre. Die vorläufigen Machbarkeits- und Umweltverträglichkeitsstudien aus dem Jahr 2005 haben positive Ergebnisse hervorgebracht. Bis Ende 2008 soll die Vorbereitungsphase abgeschlossen werden. Die Gesamtkosten des Projekts werden auf knapp eine Milliarde US\$ geschätzt.

Private Wasserkraftwerke

Die beiden lokalen Versorgungsunternehmen JASEC und ESPH sind Eigentümer einiger kleiner Wasserkraftwerke, die zusammen eine Kapazität von 22,5 MW haben. Durch die Fertigstellung des Wasserkraftwerks Los Negros konnte ESPH die installierte Leistung um 17 MW erweitern.

Von dem Unternehmen Edificadora Beta wurden Kraftwerke für drei Kooperativen des Landes gebaut. Für Coopelesca wurde 1999 eine 8-MW-Anlage und 2003 Erzeugungsstätten mit 14 MW bzw. 5 MW in Betrieb genommen. Eine 17,5-MW-Anlage für die Kooperative Copeguanacaste befindet sich in Bau. 2007 soll zudem mit dem Bau eines 15-MW-Kraftwerks für die Kooperative Coopesanto begonnen werden. Weitere Projekte des Unternehmens sind in Planung. Die Kooperative Coneléctricas R.L. plant mit dem Bau des Wasserkraftwerks Pocosol die Erweiterung des Kraftwerksparks um 26 MW. Das 47-Mio. US\$-Projekt soll im ersten Halbjahr 2007 in Angriff genommen und bis Ende 2008 fertig gestellt werden. Durch weitere Wasserkraftwerke sollen die installierte Kapazität der vier Kooperativen auf 132 MW im Jahre 2010 ausgebaut und somit 80% der Nachfrage in den entsprechenden Versorgungsgebieten mittels Wasserkraft gedeckt werden.

Weitere private Akteure verfügten 2005 über Abnahmeverträge mit ICE, die sich zu 127 MW Wasserkraftleistung summierten. Mit der Fertigstellung der Projekte La Joya (50 MW) und El General (39 MW) im Jahre 2006, die im Rahmen von BOT-Verträgen errichtet wurden, ist der Anteil privater Erzeuger weiter angestiegen.

Windenergie

Das Windenergiepotenzial in Costa Rica wird von der Regierung auf 500 bis 600 MW geschätzt. ICE geht jedoch davon aus, dass aufgrund bestehender gesetzlicher Restriktionen das tatsächlich nutzbare Windenergiepotenzial bei 274 MW liegt, da sich in den Nationalparks viele geeignete Standorte für die Nutzung der Windenergie befinden, diese dort jedoch verboten ist. Die Windenergie wird in Costa Rica als geeignete Ergänzung zur Wasserkraft gesehen, da in der Sommerzeit stärkere Winde verzeichnet werden und so die Auswirkungen eventueller Trockenperioden auf die Stromproduktion gemindert werden können. Bereits zu Beginn der 1980er Jahre begann ICE mit der Evaluierung des nationalen Windenergiepotenzials. Es liegt eine relativ ungenaue Studie der Windverhältnisse vor, die eine Unterteilung in vier Windgeschwindigkeitsbereiche vornimmt.²⁵

Ende 2006 verfügte Costa Rica über eine installierte Windenergiekapazität von rund 70 MW. Die Windparks befinden sich mit Ausnahme des 20-MW-Windparks des ICE in Tejona in privater Hand. Alle vier in Betrieb befindlichen Parks liegen in der Umgebung des Arenal-Stausees im Norden des Landes.

Der kleinste Windpark Aeroenergia wurde vom gleichnamigen Unternehmen im Jahr 1998 eingeweiht und hat eine Leistung von 6,4 MW. Die Projektkosten beliefen sich auf 9,5 Mio. US\$. Für ein weiteres Projekt wurde bereits 1995 von der Inter-American Development Bank ein 18,7 Mio. US\$-Kredit zur Verfügung gestellt und so weltweit das erste private Windkraftprojekt ohne staatliche Unterstützung realisiert. Der 20-MW-Windpark, der sich aus 55 Anlagen zusammensetzt, ist in der Hand des Unternehmens Planta Eólica S.A.

Der Windpark Movasa mit einer Gesamtleistung von 24 MW ging ebenfalls 1999 ans Netz. Der Park, bestehend aus 32 Anlagen mit einer Leistung von je 750 kW²⁶, gehört ERGA, einer Tochtergesellschaft des italienischen Energieversorgungsunternehmens ENEL. Der Abnahmevertrag mit ICE beläuft sich jedoch auf 20 MW. Bei einer Einspeisung unterhalb der vereinbarten Abnahmemengen drohen Strafzahlungen, die Mehrproduktion wird hingegen nicht vergütet.

Im Jahr 2002 wurde der letzte Windpark in Betrieb genommen. Der staatliche Windpark Tejona wird direkt von ICE betrieben. Er besteht aus 30 Turbinen des dänischen Herstellers Vestas mit einer Leistung von je 660 kW. Die Windgeschwindigkeiten am Standort liegen durchschnittlich bei 11,7 m/sec. Die Gesamtkosten des Windparks von 26 Mio. US\$ wurden zum Großteil von ICE selbst getragen (18,8 Mio. US\$) und im Rahmen eines Pilotprojekts für CDM-Projekte von dem niederländischen Stromversorger Essent (3,9 Mio. US\$) sowie vom GEF (3,3 Mio. US\$) unterstützt. Nach Angaben des Regulierers vom Januar 2007 werden die bestehenden Windenergieanlagen mit durchschnittlich 6,8€-ct/kWh (8,75 US-Cent/kWh) vergütet.

Das Unternehmen CNFL hat bei der Erstellung eines Entwicklungsplans für erneuerbare Energien bereits 2004 sechs geeignete Standorte für die Nutzung der Windenergie identifiziert. Mit einer Leistung zwischen 3 MW und 20 MW wurde von relativ kleinen Parks ausgegangen. Zudem wurden Windmessungen an den Standorten durchgeführt und Kostenabschätzungen vorgenommen. Konkrete Pläne zur Nutzung der Standorte lagen bis Ende 2006 nicht vor.

Im Rahmen des Plans zur Ausweitung der Elektrizitätsproduktion für die Jahre 2006 bis 2025 wurde der Zubau von weiteren 50 MW Windkapazität bis Ende 2008 geplant. Die Projektvergabe sollte über eine öffentliche Ausschreibung erfolgen, die bis Januar 2007 allerdings noch nicht abgeschlossen war. Auf dem Plan steht für die Folgejahre die Installation von weiteren 20 MW.

Biomasse

Das Potenzial der Biomassenutzung zur Elektrizitätsgewinnung wird von ICE auf 317 MW_e geschätzt. Die in der Zuckerindustrie anfallende Biomasse (Bagasse) soll in Zukunft verstärkt zur Stromproduktion verwendet werden. Momentan bestehen Verträge für die Aufnahme von Überschussstrom für die nachfolgenden zwei Anlagen, die auf der Nutzung von Bagasse operieren.

Die Anlage Ingenio El Viejo wird von der 1955 gegründeten Zuckerfabrik El Viejo S.A. betrieben und befindet sich in der Region Guanacaste, im Nordwesten des Landes. Das Heizkraftwerk mit 4 MW Leistung speist seit 1991 Strom ins Netz ein. Die zweite Anlage namens Taboga verfügt nach Angaben des Betreibers über eine installierte elektrische Leistung von 20 MW. Aufgrund der grenznahen Lage wird ein Teil der produzierten Elektrizität nach Nicaragua verkauft. Für beide Anlagen bestehen Stromabnahmeverträge mit ICE. Nach Angaben von ICE werden von den Betreibern Pläne zur Ausweitung der Kapazität erarbeitet.

Die Nutzung von Biogas zur Elektrizitätsproduktion wird bisher nur in dem Pilotprojekt Rio Azul erprobt, das gleichzeitig als erstes CDM-Projekt des Landes registriert wurde. Die seit 2004 installierte Anlage zur energetischen Verwertung von Deponiegas hat eine Leistung von 3,7 MW. Abgesehen von Bagasse wird Biomasse von ICE als "neue erneuerbare Energie" eingestuft, die aufgrund technischer und wirtschaftlicher Restriktionen nur begrenzt eingesetzt werden soll.

Solarenergie

Costa Rica verfügt über eine mittlere tägliche Sonneneinstrahlung von maximal 5,0 bis 6,0 kWh/m², die jedoch starken Schwankungen unterworfen ist. Photovoltaikanlagen werden in Costa Rica fast ausschließlich zur Elektrifizierung netzferner Regionen verwendet. Das theoretische Potenzial der Solarenergie in Costa Rica wird auf 10.000 MW geschätzt. Im Bereich der Forschung ist seit 1977 die Nationaluniversität Heredia aktiv. Zudem wird die Nutzung der Solarenergie durch Nichtregierungsorganisationen, wie dem costa-ricanischen Solarenergieverband, "Sol de Vida" und CEPRONA, gefördert.

2006 waren im Land 1.445 Anlagen zur Stromerzeugung installiert. Fast alle Anlagen werden in dezentralen Systemen eingesetzt und verfügen über eine Gesamtleistung von schätzungsweise 140 kW. Mit dem Solarprojekt San Antonio wurde von ICE eine erste Anlage zur Einspeisung in das Elektrizitätsnetz in Betrieb genommen. Die 2,4 kW leistenden PV-Module können jährlich etwa 3 MWh erzeugen. Nach Informationen des ICE sollen aufgrund der gewonnenen Erfahrungen ähnliche netzgekoppelte Anlagen mit insgesamt 500 kW Leistung an weiteren Standorten errichtet werden.

In netzfernen Gebieten hat ICE in Kooperation mit den Kooperativen des Landes fast 1.300 Solaranlagen installiert. Die Kooperative Coopeguanacaste hat in ihrem Versorgungsgebiet 170 weitere Solarsysteme installiert. Eine der größten PV-Anlagen wurde auf der Insel Caballo errichtet. Das aus 107 Modulen bestehende zentrale System versorgt die 200 Bewohner der Insel mit Strom für die Beleuchtung, zum Pumpen von Wasser und zur Eisproduktion für die Kühlung von Fisch.

Die Nutzung der Solarenergie zur Warmwasserbereitung steckt noch in den Kinderschuhen. Landesweit sind erst etwa 3.000 bis 4.000 m² Kollektorfläche installiert. Im aktuellen Energieplan hat sich die Regierung das Ziel gesetzt, die Nutzung von Sonnenenergie für die Erwärmung von Wasser weiter zu untersuchen. In nur wenigen Fällen wird die Sonnenenergie für das Destillieren von Wasser verwendet.²⁷

Geothermie

Das Geothermiepotezial des Landes wird in einigen Quellen auf bis zu 900 MW geschätzt. ICE geht hingegen lediglich von 235 MW aus, da bei der Analyse bereits restriktive Faktoren bedacht wurden. Dazu zählt in erster Linie die Tatsache, dass sich eine Vielzahl der geeigneten Standorte in Nationalparks im Norden des Landes befindet, der Betrieb von Anlagen an diesen Standorten jedoch gesetzlich verboten ist. Eine Gesetzesinitiative, die den Betrieb von Geothermieanlagen in Nationalparks ermöglichen sollte, hatte bisher keinen Erfolg. Ende 2005 verfügte Costa Rica

über eine installierte Geothermieleistung von 165 MW, mit der rund 15% der Stromnachfrage gedeckt werden konnten.

Untersuchungen für die Nutzung der Geothermie wurden in Costa Rica als Reaktion auf die erste Ölkrise bereits im Jahr 1974 initiiert. Die Vorbereitungen für den Bau eines ersten Geothermiekraftwerks nahe des Vulkans Miravalles wurden 1987 in Angriff genommen, bevor sieben Jahre später die erste Anlage Miravalles I mit einer Leistung von 55 MW in Betrieb ging. Im selben Jahr wurde ein zweites Kraftwerk mit dem Namen Boca de Pozo und einer Leistung von 5 MW in Betrieb genommen. Die Anlage wurde in den Jahren 1996 und 1997 um je 5 MW erweitert. Die beiden zuletzt errichteten Anlagen waren in Besitz des mexikanischen staatlichen Stromversorgers CNE, wurden 1998 jedoch wieder stillgelegt.

Der Komplex Miravalles wurde 1998 um das Kraftwerk Miravalles II mit ebenfalls 55 MW erweitert. Im Jahre 2000 folgte das Kraftwerk Miravalles III mit einer Leistung von 27,5 MW, das erstmals von privaten Investoren im Rahmen von BOT-Verträgen finanziert wurde.²⁸ Zuletzt wurde mit dem Kraftwerk Miravalles V der Kraftwerkskomplex im Jahr 2003 um 15 MW erweitert.

Ein weiteres Geothermiekraftwerk namens Las Pailas ist in Planung. Für die 35-MW-Anlage wurden bereits erfolgreich Tiefbohrungen durchgeführt. Das Kraftwerk soll nach dem Plan zur Ausweitung der Elektrizitätsproduktion 2011 betriebsbereit sein und im Rahmen eines BOT-Vertrags finanziert werden. Genaue Angaben über die Finanziere waren Ende 2006 noch nicht bekannt. 2013 soll das Kraftwerk dann um abermals 35 MW ausgebaut werden. Weitere Kraftwerke sind im Rahmen des Plans zur Erweiterung der Elektrizitätsproduktion nicht vorgesehen.

²⁷ Für eine detaillierte Aufzählung ausgewählter Solaranlagen in Costa Rica siehe Nandwani, 2006.

²⁸ Die Kosten von rund 65 Mio. US\$ werden vom privaten Konsortium um Oxbow Power, Marubeni Corp. & José Altmann getragen. Mit ICE wurde ein Stromabnahmevertrag über 15 Jahre geschlossen.

4.6 Ländliche Elektrifizierung

Angesichts des landesweiten Elektrifizierungsgrades von über 98 %, ist auch die ländliche Elektrifizierung Costa Ricas weit fortgeschritten, was einen Sonderfall in Mittelamerika darstellt. Zurückzuführen ist diese Entwicklung insbesondere auf die seit den 1960er Jahren aktiven Kooperativen. Die vier gemeinnützigen Organisationen wurden mit dem Ziel der ländlichen Elektrifizierung gegründet. Das Verteilungsnetz der Kooperativen ist insgesamt über 7.000 km lang und versorgt rund 150.000 Kunden. Das Versorgungsgebiet der vier Kooperativen erstreckt sich über 22 % des Staatsgebiets. Die wenigen ausschließlich auf Wasserkraft beruhenden Erzeugungsanlagen²⁹ decken jedoch nur 34 % der akkumulierten Nachfrage, sodass die zusätzlich nachgefragte Strommenge vom ICE bezogen werden muss. Durch den Zubau von Wasserkraftwerken soll die Eigenerzeugung bis 2010 auf 80 % der Nachfrage ausgebaut werden. Die Interessen der Kooperativen werden von der 1989 gegründeten Kooperative Coneléctricas R.L. vertreten, die als Dachverband fungiert.

Kooperation UNDP, ICE und MINAE

Die Regierung hat sich im Rahmen des nationalen Entwicklungsplans das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2010 alle Bürger Costa Ricas mit Strom zu versorgen. Um die verbleibenden 20.000 Haushalte zu erreichen, wurde im Rahmen einer Kooperation von UNDP (Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen), des ICE und des MINAE das nationale Programm für die Elektrifizierung netzferner Gebiete ins Leben gerufen, dass ausschließlich auf dezentral genutzten erneuerbaren Energien beruhen soll.

Das Programm ist in zwei Phasen untergliedert. In der ersten Phase soll durch die Schaffung eines institutionellen, finanziellen und normativen Rahmens im Energiesektor die ländliche Elektrifizierung mit Hilfe erneuerbarer Energien vorbereitet werden. In der zweiten Phase soll die Umsetzung der Projekte realisiert werden. Konkret wird die Elektrifizierung von 329 Gemeinden durch die Nutzung von kleinen Wasser-

kraftanlagen oder Photovoltaikanlagen ins Auge gefasst. 7.000 Familien sollen von dem Projekt profitieren, bei dem die Anlagen jeweils über weniger als 100 kW Leistung verfügen.

Für die erste Phase des Projekts, deren Kosten sich auf rund 2 Mio. US\$ belaufen, wurde vom GEF ein Zuschuss in Höhe von 1,15 Mio. US\$ bewilligt. Das ICE und das Umwelt- und Energieministerium steuern 660.000 bzw. 240.000 US\$ bei. Der Vertrag für das Projekt wurde im Mai 2005 vom ICE und Umwelt- und Energieministerium unterzeichnet. Im Rahmen von Pilotprojekten sollen 16 Gemeinden, die bislang weder über Netzanschluss noch über Dieselgeneratoren verfügen, mit Elektrizität versorgt werden.

Für eine systematische Elektrifizierung der verbleibenden Haushalte in Phase II hat das UNDP-Büro in Costa Rica in Kooperation mit dem GEF im Oktober 2006 ein Projekt ausgeschrieben. Die Bewerber sollen einen stringenten Plan zur umfassenden ländlichen Elektrifizierung erarbeiten. Dabei sollen die Standorte dargestellt werden, die über die Ausweitung des Verteilungsnetzes erreicht werden. Im Umkehrschluss müssen alle verbleibenden Standorte über die Nutzung dezentraler Erzeugungssysteme auf Basis erneuerbarer Energien elektrifiziert werden. Zudem sollen die kostenwirksamsten Optionen herausgearbeitet und Studien für die Umsetzung der ersten Projekte erarbeitet werden.

Währungskurs (27.01.2007):

1.000 Costa-Rica-Colón (CRC) = 1,546 Euro (EUR);

4.7 Literatur

- **ARESEP – Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos:**
Procedimiento para el otorgamiento de concesiones para explotar centrales de limitada capacidad, al amparo de la ley 2700 y sus reformas, Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Publicado en La Gaceta N° 14 del 21 de enero de 2004
- **Asamblea Legislativa de la República de Argentina:**
Participación de las cooperativas de electrificación Rural y de las empresas de servicios públicos municipales en el desarrollo nacional, Decreto Legislativo No. 8345 de 2003
- **CEPAL:**
Estrategia para el fomento de las energías renovables de energía en América Central, Naciones Unidas, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), LC/MEX/L.620, 2 de agosto de 2004
- **Henkel, K.:**
Frühzeitig erneuert, in: Neue Energie, 02/2006, S. 92-95
- **ICE – Instituto Costarricense de Electricidad:**
Plan de Expansión de Generación Eléctrica, enero de 2006, San José
- **Manso:**
Establishing a national authority (NA) for the Clean Development Mechanism (CDM): The Costa Rican Experience, OECD, 2003, Paris
- **Ministerio del Ambiente y Energía:**
IV Plan Nacional de Energía 2002-2016, Dirección Sectorial de Energía, Februar 2003, San José
- **Nandwani, S.:**
Use of solar energy in Costa Rica, in: Energy Policy Volume 31, Issue 5, April 2006, S. 689-701
- **Quirós:**
Visión energética regional de Centroamérica, Visión del ICE, Präsentation des Présidents des ICE Pedro Pablo Quirós, Central American Power – Integration, Trade, Regulation. November 2006, Institute of the Americas
- **PNUD/GEF:**
Proyecto:
Programa nacional de electrificación rural con base en fuentes de energía renovable en áreas no cubiertas por la red, octubre 2006
- **Romero-Peréz:**
La generación eléctrica privada en Costa Rica, Instituto de Investigaciones Jurídicas, Universidad de Costa Rica, 2004
- **UCCAEP:**
Modernización y Fortalecimiento del Sector Eléctrico, Union Costarricense de Cámaras y Asociaciones de las Empresas Privadas, enero 2005

4.8 Kontakte

Asociación Costarricense de Solar (ACES)
c/o Departamento de Física, Universidad Nacional Heredia
Tel. +506 (277) 34 82
Fax +506 (277) 33 45
E-Mail: snandwan@una.ac.cr

Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE)
Apartado 270-1007
Centro Colón
9no. piso
Oficina #6
Tel. +506 (258) 41 41
Fax +506 (258) 41 35/36
E-Mail: acopecr@racsa.co.cr

**Autoridad Reguladora de los
Servicios Públicos (ARESEP)**

Apartado 936 1000
Sabana Sur
San José
Tel. +506 (220) 01 02
Fax +506 (290) 20 10
www.aresep.go.cr

**Clean Development Mechanism
Oficina Costarricense de
Implementación Conjunta (OCIC)
Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE)**

Calle 25
Avenida 8
Barrio Gonzalez Lahman
Apartado 10104-1000
San José
Director: Sr. Paulo Manso
E-Mail: pmanso@imn.ac.cr
Tel. +506 (258) 11 40/(222) 42 90
Fax +506 (222) 74 26/(223) 18 37
www.minae.go.cr/dependencias/ocic.htm

Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)

Calle 1
Avenidas 5 y 7
S. José
Tel. +506 (295) 50 00
www.cnfl.go.cr

**Dirección Sectorial de Energía (DSE)
Secretaría de Planificación Subsectorial
de Energía de Costa Rica
Edificio de Oficinas Centrales del Ministerio
del Ambiente y Energía**

Sita calle 25
Avenidas 8 y 10
San José
Tel. +506 (257) 36 62
Fax: +506 (257) 24 34
E-Mail: dse@dse.go.cr
www.dse.go.cr

Instituto Costarricense de Electricidad – ICE

Apartado 10032-1000
Sabana Norte
San José
www.ice.go.cr

**Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ)
Büro Costa Rica**

Apartado 8-4190
1000 San José
Tel. +506 (520) 15 35
Fax +506 (520) 15 28
E-Mail: gtz-costa-rica@gtz.de
www.gtz.de/de/weltweit/lateinamerika-
karibik/627.htm

Ministerio del Ambiente y de Energía (MINAE)

Apartado 10104
1000 San José
Tel. +506 (233) 28 75
Fax +506 (233) 23 34
E-Mail: prensa@minae.go.cr
www.minae.go.cr

**Oficina Costarricense de
Implementación Conjunta (OCIC)**

Apartado 7170-1000
La Uruca, San José
Tel. +506 (220) 00 36/ext. 346
Fax +506 (290) 12 38
E-Mail: crocic@sol.racsa.co.cr

5 Dominikanische Republik

5.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Die Erzeugungskapazität der öffentlichen Versorgung in der Dominikanischen Republik mit einer installierten Leistung von 3.164 MW (Dezember 2005) beruht zu 85 % auf fossilen Energiequellen (Kohle, Erdöl und Erdgas) und zu 15 % (468 MW) auf Wasserkraft. Die hohe Abhängigkeit von fossilen Energieträgern, die vollständig importiert werden müssen, verteuert die Stromerzeugung und belastet die Handelsbilanz der Dominikanischen Republik.

Mangelnde Sicherheit der Stromversorgung

2005 wurde eine maximale Leistung von 1.498 MW nachgefragt. Trotz der installierten 3.164 MW reichte die verfügbare Reservekapazität an manchen Tagen nicht aus, diesen Bedarf zu decken. Geht man von einer derzeit durch Rationierung gewollten Unterdrückung der Nachfrage von 20 % aus (was ca. 375 MW entspricht), so kann von einer Vollversorgung nicht gesprochen werden.²

Unternehmen		Total	Dampfturbinen	Gasturbinen	GuD	Heizöl	Wasserkraft	Gesamt
		MW	%	%	%	%	%	%
ehemals CDE-Erzeugung	Haina	663	10,9	5,2		4,8		21,0
	Itabo	432	8,2	5,5				13,7
staatliche Wasserkraft	EGEHID	468					14,8	14,8
unabhängige Privaterzeuger	GPLV: Generadora Palamara La Vega GPLV	195				6,2		6,2
	CEPP: Cia. De Electricidad de Puerto Plata	77				2,4		2,4
	Monte Rio	100				3,2		3,2
	AES Andrés	319			10,1			10,1
	Metaldom: Complejo Metalurgico Dominicano	42				1,3		1,3
	DPP: Dominican Power Partners	236		7,5				7,5
	Seaboard: Transcontinental Capital Corp.	116				3,68		3,68
IPP ausschließlich für CDEEE	Smith Enron Cogeneration Ltd.	185			5,9			5,9
	Maxon Engineering Services	30				1,0		1,0
	Cia. Eléctrica de San Pedro de Macorix (CESPM)	300			9,5			9,5
Gesamt		3.164	19,2	18,1	25,4	22,5	14,8	100,0

Tab. 1: Verteilung der installierten Leistung nach Erzeuger und Art der Erzeugung; Dominikanische Republik; MW, %; 2005¹

1 Organismo Coordinador, Jahresbericht 2005, Tab. 2.

2 Organismo Coordinador, Memoria 2005, Fig. 6.

Diese Unterversorgung kennzeichnet schon seit Ende der 1990er Jahre die Situation und wurde selbst durch die Nettoerweiterung der Kraftwerkskapazitäten um rund 630 MW zwischen Ende 2000 und Mitte 2006 nicht behoben. Zur Erweiterung der Kapazitäten sind von der staatlichen Stromgesellschaft CDEEE Ausschreibungen für zwei Kohlekraftwerke zu jeweils 600 MW durchgeführt worden, die von Emirates Power aus den Vereinigten Arabischen Emiraten bzw. der chinesischen Sichuan Plant and Machinery gewonnen wurden. Grundlage ist ein langfristiger Stromvertrag (PPA), bei dem CDEEE die Brennstoffkosten (Steinkohle) übernimmt und dem Betreiber die Erzeugungskosten garantiert werden.³ Mit dem Bau der Anlagen wurde noch nicht begonnen, da geforderte Garantien nicht vorliegen.

Ursache der unzureichenden Versorgungslage ist die Unfähigkeit des Elektrizitätssektors, die hohen Erzeugungskosten und die durch Verteilungsverluste zusätzlich entstehenden Kosten an die Verbraucher weiterzugeben.⁴ Um die bestehende Differenz – die aus dem Staatsbudget finanziert werden muss – nicht über den von den internationalen Finanzierungsinstitutionen (Weltwährungsfonds, Weltbank) gesetzten Rahmen ansteigen zu lassen, werden einzelne Endverbraucher – je nach Zahlungsmoral gestaffelt – nur zeitweise versorgt. Die Erfolge der Bemühungen des Staates, das System effizienter und finanzierbar zu machen, werden auf Forderung der Weltbank am “Cash Recovery Index – CRI” gemessen, der sowohl die Verluste⁵ als auch die Zahlungsmoral der Kunden multiplikativ miteinander vereint. Dieser Index lag Ende 2005 bei 53, d.h. lediglich 53 % der vom Verbundnetz eingekauften Strommenge führen zu Einnahmen. Dieser CRI lag vor der Kapitalisierung ab 1997 bei nur 40, die Planungen sehen eine Verbesserung auf 80 bis zum Jahr 2012 vor. Die sich daraus ergebenden finanziellen Verluste erfordern Subventionen seitens des Staates in der Höhe von rund 600 Mio. US\$ jährlich (Jahr 2006). Darin enthalten sind auch die Kapitalkosten von Schulden aus den Vorjahren von rund 170 Mio. US\$.

Stromerzeugung

Die Bruttostromerzeugung für das Verbundnetz betrug 9.712 GWh im Jahr 2005 und lag damit – bei insgesamt steigenden Indikatoren – um 6,5 % unter dem historischen Maximalwert im Jahr 2003. In 2005 betrug der Stromverkauf der drei stromverteilenden Unternehmen an die Endkunden 5.268 GWh.

Die Stromerzeugung beruhte 2005 zu 50 % auf Schweröl, zu 19 % auf Wasserkraft, zu 13 % auf Kohle, zu 10 % auf Erdgas und zu 8 % auf Dieselöl.

		EDESUR	EDENORTE	EDEESTE	Gesamt
Stromverkauf	GWh	2.196	1.447	1.627	5.269
Technische Verluste (nur Verteilung)	GWh	452	285	309	1.046
	%	11,6	12,0	11,5	11,7
Nicht technische Verluste (nur Verteilung)	GWh	1.246	640	753	2.639
	%	32	27	28	29,5
Spitzenlast	MW	546	491	463	1.499

Tab. 2: Stromverkauf und Verluste der Verteilungsunternehmen; Dominikanische Republik; 2005⁶

Stromübertragung und -verteilung

Das Rückgrat der zentralen Stromversorgung in der Dominikanischen Republik bildet ein Übertragungsnetz, das aus knapp 1.500 km 138-kV-Leitungen besteht, die sich radial von Santo Domingo aus nach Norden, Westen und Osten erstrecken, und gut 1.600 km mit 69 kV. Zur Verstärkung des Netzes wird ein zweiter 138-kV-Ring von 38 km um die Hauptstadt Santo Domingo Ende 2006 in Betrieb genommen und eine 130 km lange 345-kV-Verbindung zur im Norden gelegenen Stadt Santiago gebaut. Die nationalen Übertragungs- und -verteilungsnetze versorgen rund 85 % der landesweiten Haushalte mit Strom.

3 CDEEE, Plan de Acción 2006.

4 Siehe Abschnitt Strompreise.

5 Darunter fallen technische und nicht-technische Verluste.

6 Quelle: Superintendencia de Electricidad, Juli 2006.

Etwa 45 % des Stromaufkommens gehen durch technische und nicht-technische Verluste auf der Übertragungs- und Verteilungsebene verloren. Die Anzahl der Stromabnehmer mit illegalen Anschlüssen, ungehemmte Stromweiterleitungen und eine niedrige Zahlungsmoral sind Ursache großer nicht-technischer Verluste, die die technischen Netzverluste um das Doppelte übersteigen.

	GWh
Netto-Strombedarf	11.990
Stromdefizit	2.278
Brutto-Stromerzeugung	9.712
Transportverluste	234
Netto-Stromerzeugung	9.478
An Verteiler und andere geliefert	8.953
Technische Verteilungsverluste	1.046
Nicht-technische Verteilungsverluste	2.639
Stromverkauf	5.269

Tab. 3: Strombilanz der öffentlichen Versorgung; Dominikanische Republik; GWh; 2005⁷

Stromverbrauch

Von den ca. 2 Mio. Haushalten sind 0,8 Mio. als Kunden registriert, ihr Verbrauch wird mit Zählern gemessen. Mit gut 300 kWh pro Jahr ist ihr Verbrauch gering und hat sich gegenüber 2003 sogar noch um 40 kWh reduziert, was auf die Rationierungsmaßnahmen zurückzuführen ist. Hinzu kommen ca. 480.000 Haushalte in den Armutsgebieten der Städte, die im Rahmen des "Programms zur Reduktion von Stromausfällen" (Programa de Reducción de Apagones – PRA) stundenweise mit Strom versorgt werden und lediglich eine monatliche Pauschale von ca. 8 US\$ entrichten. Die Zahl der illegalen Anschlüsse wird auf ca. 200.000 geschätzt.

Der hohe Anteil der Haushalte am öffentlichen Gesamtverbrauch von 47 % spiegelt die Realität im gesamten Stromsektor nur teilweise wider: zum einen führen die permanenten Stromrationierungen dazu, dass Handelsbetriebe, Hotels etc. zunehmend zur Eigenstromerzeugung greifen, die statistisch nicht erfasst ist. Zum anderen sind auch die industriellen Eigenstromerzeuger in der Statistik nicht enthalten. Ihr Anteil dürfte nicht unerheblich sein, sind doch ca. 40 große Betriebe registriert, die Brennstoffe beziehen, die zur Eigenstromerzeugung von der Mineralölsteuer befreit sind. Die damit erzeugte Strommenge ist jedoch unbekannt. Damit lässt sich auch erklären, dass der im öffentlichen Netz an die Industrie abgegebene Strom zwischen 2002 und 2005 um 20 % gesunken ist, während das Bruttosozialprodukt im gleichen Zeitraum um knapp 3 % gestiegen ist.⁸

	Kunden	Verbrauch (GWh)
Haushalte	808.380	2.477
Dienstleistung	78.952	506
Industrie	9.006	1.712
Öffentlicher Sektor	6.007	574
Gesamt	902.345	5.269

Tab. 4: Stromkunden und -verbrauch; Dominikanische Republik; GWh; 2005⁹

Strompreise

Lieferpreise unabhängiger Erzeuger

Im Mittel aller Erzeuger (inklusive Wasserkraft) lagen die vertraglichen Erzeugerpreise im Juli 2006 bei 13,1 US-ct/kWh. Auf dem Spotmarkt wurden 9,1 US-ct/kWh realisiert. Im Marktdurchschnitt ergaben sich damit Erzeugerpreise von 12,7 US-ct/kWh, eine durch die gestiegenen Rohölpreise verursachte Erhöhung von 84 % gegenüber Juni 2003.

7 Quelle: Superintendencia de Electricidad, Juli 2006; eigene Berechnungen bei den Verlusten.

8 CEPAL 2005: Jahresstatistik, BSP in US\$ zu Marktpreisen, Tabelle 2.1.1.3.

9 Quelle: Superintendencia de Electricidad, Juli 2006.

Stromtarife

Die Haushaltstarife (Tarif BTS1) weisen eine progressive Komponente sowohl bei den verbrauchsabhängigen festen Grundpreisen als auch bei den Arbeitspreisen auf. Die ersten 200 kWh/Monat aller privaten Verbraucher werden bei einem Tarif von 9,3 US-ct/kWh stark subventioniert, bis 300 kWh/Monat decken sie mit 14 US-ct/kWh gerade die Einkaufskosten. Bei Verbrauchern mit mehr als 700 kWh/Monat wird ein Tarif von 26 US-ct/kWh verrechnet. Diese Tarife unterliegen einer monatlichen Anpassung durch die Superintendencia de Electricidad, die Brennstoffpreise, den Wechselkurs und die allgemeine Inflation berücksichtigen soll, aber auch von politischen Entscheidungen beeinflusst wird. So kommt es immer wieder vor, dass politische Opportunitäten die notwendigen Anpassungen verhindern und die Tarife nur unzureichend oder gar nicht angepasst werden. Die den Verteilern dadurch entstehenden Verluste werden vom Staat in Form von monatlichen Kompensationszahlungen übernommen. Die Subvention der Haushalte mit einem Verbrauch von weniger als 300 kWh wird für 2006 auf knapp 160 Mio. US\$ geschätzt (und ist Teil der Gesamtsubvention von etwa 600 Mio. US\$).

5.2 Marktakteure

Bereits seit den frühen 1990er Jahren sind durch das Anreizgesetz zur Entwicklung des Stromsektors (Ley de Incentivo al Desarrollo Energético) neben dem früheren staatlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen CDE (Corporación Dominicana de Electricidad) auch ein Dutzend private (vorwiegend US-amerikanische) Stromerzeuger aktiv, die inzwischen etwa die Hälfte der installierten Erzeugungskapazität stellen und ausschließlich thermische Kraftwerke betreiben.

Staatliche Gesellschaften

Mit dem "Allgemeinen Stromgesetz" von 2001 wurden für das Übertragungssystem und den Betrieb der Wasserkraftanlagen, die von der Privatisierung ausgenommen wurden, eigenständige staatliche Gesellschaften geschaffen (Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana – ETED bzw. Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana – EGEHID). Die Aufgaben der Elektrifizierung von ländlichen Regionen und Stadttrandgebieten, der Koordination der Stromgesellschaften sowie der Verwaltung und Umsetzung von Verträgen mit unabhängigen Stromproduzenten wurden in einer neuen Gesellschaft Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) zusammengeführt, die gleichzeitig als Holding für ETED und EGEHID fungiert.¹⁰

Itabo und Haina

Der Bereich der thermischen Stromerzeugung von CDE wurde in zwei Gesellschaften zerlegt. An dem neu entstandenen Betreiber thermischer Kraftwerke, Itabo, wurden die Unternehmen Gener¹¹ (Chile) und Coastal (USA) beteiligt, an dem Stromerzeuger Haina zunächst Seaboard und die frühere Enron (beide USA).¹² Beide Gesellschaften waren Ende 2005 mit 34,7 % an der gesamten installierten Stromerzeugungskapazität beteiligt.

10 Mit dem Vertrag von Madrid vom 18.7.2001 wurde beschlossen, bestimmte Verträge mit unabhängigen Erzeugern von CDEEE auf die Verteilungsunternehmen zu verlagern.

11 Inzwischen AESGener mit dem Mehrheitseigentümer AES (USA).

12 Die Besitzverhältnisse haben sich seitdem mehrfach gewandelt. Eigentümer der Beteiligung ist derzeit ein Konsortium aus Commonwealth Development Corporation (England), Basic Energy (USA), Fondo Básico del Caribe, Haert Energy (USA) und der dominikanischen Grupo Nacional de Finanzas.

Neue Stromerzeuger

In der Statistik werden die "unabhängigen privaten" Stromerzeuger aufgeführt, die ihren Strom per Liefervertrag direkt an einen Abnehmer (in der Regel den regionalen Stromverteiler) verkaufen oder an der Strombörse veräußern. Daneben gibt es jene IPPs, die auf der Grundlage von "Power Purchase Agreements" (PPA) ausschließlich für die jetzige CDEEE produzieren. In Neuverhandlungen mit den Stromproduzenten sollen schrittweise alle diese PPA durch Neuverträge abgelöst werden, um somit die CDEEE von ihrer Rolle als Stromaufkäufer zu entbinden.

Verteilungsgesellschaften

Die Verteilungsnetze wurden im Jahre 1999 teilprivatisiert. Eine Gruppe unter Führung der spanischen Unión Fenosa beteiligte sich zu jeweils 50% an den nördlichen und südlichen Netzen (EDENORTE/ EDESUR), die amerikanische Firma AES kaufte sich in das östliche Netz (EDEESTE) ein, wobei in beiden Fällen die operative Betriebsführung diesen privaten Mit-eigentümern überlassen wurde. Aufgrund der schlechten finanziellen und operativen Situation der Vertriebsgesellschaften hat der dominikanische Staat mittels CDEEE die Anteile von Unión Fenosa an Edenorte und Edesur im September 2003 wieder übernommen. Bisherige Bemühungen einer erneuten Privatisierung sind bisher nicht zum Tragen gekommen.

Weitere Akteure im Elektrizitätssektor

Comisión Nacional de Energía (CNE)

Aufgaben der 2001 entstandenen Comisión Nacional de Energía (CNE) sind die Ausarbeitung von Gesetzen und Verordnungen sowie die Erstellung von Prognosen zur Bedarfs- und Angebotsentwicklung. Die CNE untersteht unter der Führung des Ministeriums für Industrie und Handel gemeinsam mit dem Finanzministerium, dem technischen Sekretariat des Präsidenten, dem Direktor der Zentralbank, dem Landwirtschaftsministerium, dem Umweltministerium und dem Direktor des Instituts für Telekommunikation.

Dieses Leitungsgremium hat das gesetzliche Recht, Verordnungen für den Stromsektor zu erlassen. Seit Mitte 2003 gibt es in der CNE eine Abteilung für Alternativenergien und rationelle Energieverwendung (Gerencia Energías Alternas y Uso Racional de Energía).

Regulierungsbehörde SIE

Die Regulierung des Marktes wird von der Superintendencia de Electricidad (SIE) beaufsichtigt, die mit dem Dekret 118-98 vom 16.3.1998 geschaffen wurde und im Juli 1999 ihre Arbeit aufnahm. Die Stellung der SIE als juristische Person des öffentlichen Rechts wurde mit dem "Allgemeinen Stromgesetz" von 2001 festgeschrieben. Zu den Aufgaben gehört insbesondere die Preisaufsicht bei regulierten Verbrauchern (Haushalte und Gewerbe), die ihren Strom von einem der Verteilungsunternehmen beziehen müssen. Dagegen können Großverbraucher ihren Strombezug frei mit dem jeweils günstigsten Anbieter verhandeln. Seit Juni 2000 besteht ein Spotmarkt für Elektrizität, über den kurzfristige Stromverkäufe abgewickelt werden.

Koordinierungsgremium für den Großmarkt

Neu geschaffen wurde mit dem "Allgemeinen Stromgesetz" von 2001 auch ein Koordinierungsgremium (Organismo Coordinador), das vor allem die Lastverteilung der verschiedenen Stromerzeuger und Netzbetreiber im Großmarkt aufeinander abstimmt und für eine Bereitstellung der benötigten Kapazitäten im Spotmarkt sorgt. Diese Einrichtung soll der Selbstregulierung des Marktes dienen und ist keine staatliche Instanz. Seine höchste Autorität ist ein Koordinationsrat, dem je ein Vertreter der privaten Versorgungsunternehmen, der Stromerzeuger mit privater Beteiligung sowie ein Vertreter aus dem Bereich Übertragung und Verteilung angehören.

Ministerium für Industrie und Handel

Das Ministerium für Industrie und Handel (Secretaría de Estado de Industria y Comercio – SEIC) ist mit den Leitlinien zur Energiepolitik befasst und schafft die allgemeinen Rahmenbedingungen für den Energiesektor. Mit Dekret 146-2000 wurde in der SEIC im August 2000 das nicht-konventionelle Energieprogramm (Programa de Energía no Convencional) angesiedelt, um die Forschung und Entwicklung von Projekten zur Nutzung erneuerbarer Energien zu fördern.

Wassermanagement

Für das Wasserressourcenmanagement zeichnet das Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDHRI) verantwortlich. Dieses Institut stellt auch Genehmigungen für die energetische Wassernutzung aus und sorgt für die Harmonisierung mit anderen Nutzungsformen, insbesondere der Bewässerung in der Landwirtschaft.

5.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Entbündelung und Privatisierung

Mit dem Gesetz 141-97 zur Reform öffentlicher Unternehmen,¹³ das im Juni 1997 verabschiedet wurde, wurde die Aufgliederung und teilweise Privatisierung des damaligen staatlichen Versorgers CDE eingeleitet. Stromerzeugung, Stromübertragung und -verteilung wurden 1998 getrennt. Alle Bestandteile des Unternehmens mit Ausnahme der Übertragungsleitungen und der Wasserkraftwerke wurden zur Privatisierung ausgeschrieben und mit einem Preis von insgesamt 642 Mio. US\$ bewertet. Dabei wurde für private Unternehmen eine 50%ige Kapitalbeteiligung sowie die Übernahme der operativen Betriebsführung zugelassen. Die privatwirtschaftliche Beteiligung an den thermischen Kraftwerken wurde zudem mit der Auflage verbunden, 100 MW pro Jahr an Kapazität zuzubauen¹⁴ und die Anlagen innerhalb von fünf Jahren an den Weltbank-Standard heranzuführen. Alle staatlichen Wirtschaftsaktivitäten im Stromsektor wurden der neu gebildeten CDEEE unterstellt.

Allgemeines Elektrizitätsgesetz von 2001

Ein allgemeines Elektrizitätsgesetz (Ley General de Electricidad, No. 125-01) wurde vom Parlament Ende Juli 2001 verabschiedet und in Kraft gesetzt. Mit dem Gesetz wurden die Rahmenbedingungen für weiteres privates Engagement festgelegt, die Abnehmer rechtlich besser gegenüber den Stromanbietern geschützt, und es wurde ein flexibler Großmarkt für Strom geschaffen.

Neben den bereits im vorigen Kapitel beschriebenen institutionellen Veränderungen betreffen weitere Regelungen im neuen Elektrizitätsgesetz vor allem folgende Bereiche, die aus heutiger Sicht oft nur unzureichend eingehalten werden:

- Sicherstellung einer Spotmarkt-Quote von mindestens 20 % des gesamten Stromhandels¹⁵;
- Autorisierung der Energieerzeuger zur Errichtung von Verbindungsleitungen zum Verbundnetz oder zu eigenen Abnehmern (Selbstversorger);
- Begrenzung des Eigentums von Verteilungsunternehmen an Erzeugungsanlagen auf maximal 15 % der Spitzenlast im Verbundsystem; erneuerbare Energien sind von dieser Regelung ausgenommen;
- Regulierung der Stromtarife für Abnehmer der öffentlichen Stromversorgung mit einer max. Anschlussleistung von 2.000 kW (1.400 kW ab 2002, 800 kW ab 2003 bzw. 200 kW ab 2004), sofern diese nicht direkte Verträge mit den Lieferanten abschließen;
- Regulierung der Durchleitungstarife für Nutzung von Übertragungs- und Verteilungseinrichtungen;
- bei gleichen Preisen und Konditionen werden bei Verkauf und Lastverteilung die Unternehmen bevorzugt, die Strom aus erneuerbaren Energiequellen herstellen;
- Unternehmen, die Strom auf Basis erneuerbarer Energieträger produzieren, werden für fünf Jahre von nationalen und kommunalen Steuerzahlungen befreit;

¹³ Ley General de Reforma de la Empresa Pública (141-97).

¹⁴ Mit dem Zubau von 800 MW zwischen 2000 und 2003 erreichte das System mit 3.430 MW installierte Leistung seinen Höhepunkt. Seither nimmt es durch Stilllegungen und vertragliche Probleme wieder ab und beträgt heute (Juli 2006) lediglich 3.086 MW.

¹⁵ Im Jahr 2005 wurden jedoch nur 8 % über diesen Markt gehandelt.

- Schaffung einer nationalen Energiekommission (Comisión Nacional de Energía – CNE) zur Entwicklung energiepolitischer Maßnahmen und langfristigen Planung des Energiesektors;
- Stärkung der Superintendencia de Electricidad zu einer unabhängigen, neutralen Regulierungsbehörde mit weit reichenden Kompetenzen;
- 10 % der Strafgebühren für Stromdiebstahl sollen in einen Anreizfonds zur Entwicklung erneuerbarer Energien fließen.¹⁶

Verordnung zum Allgemeinen Elektrizitätsgesetz von 2002

Eine Verordnung zur Anwendung des Allgemeinen Elektrizitätsgesetzes (Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad) wurde mit Verordnung 555-02 vom 19.7.2002 beschlossen und mit Verordnung 749-02 vom 19.9.2002 modifiziert. Sie legt im Detail die Rolle der einzelnen Marktakteure und die Funktion des Marktes fest.

Neues Tarifsysteem

Mit Resolution 31-2002 der SIE vom 17.9.2002 wurde ein neues Tarifsysteem für Endverbraucher eingeführt und die Quersubventionen erheblich verringert. Die regulierten Tarife bestehen aus einer Komponente, die Arbeits- und Leistungskosten enthält und regelmäßigen Anpassungen an wechselnde Brennstoffkosten, Währungskurse und Inflationsraten unterliegt, sowie einem Kostenbetrag für die Verteilung (Valor Agregado de Distribución), der alle vier Jahre neu bestimmt wird. In den letzten Jahren wurde die Unterteilung der Tarifgruppen wiederholt verändert, um eine möglichst effektive Subvention von sozial Bedürftigen zu erreichen. Dafür werden 2006 ca. 160 Mio. US\$ pro Jahr aus dem Staatshaushalt aufgewendet.

5.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Zur Förderung der Anwendung erneuerbarer Energien hat die dominikanische Regierung Ende 2000 neben den bereits im Elektrizitätsgesetz festgelegten Präferenzregelungen ein Gesetz zur Besteuerung des Verbrauchs von fossilen Energieträgern und Erdölderivaten beschlossen. Aus dem Steueraufkommen wird seit 2002 ein Sonderfonds zur Förderung von Alternativenergien und Programmen zur Energieeinsparung gespeist¹⁷, in den 5 % dieser Einnahmen fließen. Im Jahr 2006 wurden ca. 600 Mio. US\$ Steuereinnahmen erwartet, sodass rund 30 Mio. USD an den Fonds abgeführt wurden. In den beiden vergangenen Jahren (2004 / 2005) wurden jedoch 55 % der Fondsmittel im Haushalt der Regierung wieder den allgemeinen Einnahmen zugewiesen. Eine transparente Verwendung der verbleibenden Mittel konnte bisher nicht erreicht werden, aber bekannt sind Zuschüsse an Forschungseinrichtungen, die Finanzierung von 10.000 dörflichen PV-Systemen sowie die kostenlose Bereitstellung von 2 Millionen Energiesparlampen in Armutszonen der Städte. Diese Mittel fließen über das Industrie- und Handelsministerium ab und zwar bevorzugt zu Zeiten von Präsidentschafts- oder Parlamentswahlen.

Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien

Im Oktober 2001 wurde im Nationalkongress ein erster Entwurf für ein Anreizgesetz zur Entwicklung von erneuerbaren und "sauberen" Energiequellen zur Diskussion eingebracht. Unter anderem mit Unterstützung durch das GTZ-Projekt Proyecto de Fomento de Energías Renovables (PROFER) wurde der Entwurf im Laufe der Jahre 2003-2006 modifiziert und unter dem geänderten Titel "Proyecto de Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía" im Oktober 2005 dem Kongress vorgelegt und vom Senat in zweiter Lesung im September 2006 verabschiedet. Im Mai 2007 schließlich wurde dem Gesetz auch vom dominikanischen Präsidenten Leonel Fernández zugestimmt, womit es nun in Kraft getreten ist.

16 Um den Stromdiebstahl zu reduzieren, hat der Präsident dem Parlament eine Gesetzesvorlage vorgelegt, in dem bis zu 5 Jahren Gefängnis bei illegalem Strombezug vorgesehen sind.

17 Fondo de Interés Nacional, für den das Industrie- und Handelsministerium verantwortlich ist.

Das Gesetz fördert Windparks bis 50 MW, Kleinwasserkraftanlagen bis 5 MW, PV-Anlagen jeder Größenordnung und konzentrierende solarthermische Kraftwerke bis 120 MW, Biomasse-Kraftwerke mit einem Anteil organischer Brennstoffe von mindestens 60 % und einer Leistung von maximal 80 MW sowie Meereskraftwerke (Wellen-, Gezeitenkraftwerke, etc.).

Für die Einspeisung in das öffentliche Stromversorgungsnetz sind Präferenzregelungen nach dem spanischen Muster von jährlich festzulegenden Prämien auf den jeweiligen Marktpreis vorgesehen. Zudem wird eine Quote für den Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien von 10 % (2015) bzw. 25 % (2025) festgelegt.

Beschlossen wurden ferner Zoll- und Steuerbefreiungen für Importe von Anlagen zur Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Energien, sowie ein fiskalischer Anreiz für Eigenerzeuger von bis zu 75 % der Investitionskosten.

Neben der regenerativen Stromerzeugung unterstützt das Gesetz auch Anlagen zur Herstellung von Biokraftstoffen jeder Art und Größe sowie Anpflanzungen und landwirtschaftliche Infrastruktur zur Herstellung energetisch genutzter nachwachsender Rohstoffe durch weitgehende Steuererleichterungen und -befreiungen über 10 Jahre. Angeboten werden sollen dabei Beimischungen von E15 und B2. Diese Regelungen zielen in erster Linie auf den heimischen Zuckersektor, der sich für die Produktion von Bioethanol rüstet. Aber auch die Einführung von Biodiesel auf der Basis einheimischer Ölpflanzen sowie der Import von Biokraftstoff werden nicht ausgeschlossen.

Schließlich werden auch Technologien zur solarthermischen Wärme- und Kälteerzeugung durch das Gesetz gefördert.

Als Finanzierung dienen die im Jahr 2000 beschlossenen Abgaben auf Kohlenwasserstoffe von rund 30 Mio. US\$ pro Jahr, aus dem allerdings auch Maßnahmen zur Energieeinsparung finanziert werden sollen. Grundsätzlich gelten als mögliche Förderempfänger öffentliche, private, gemischtwirtschaftliche, kommunale und andere Antragsteller.

GTZ-Projekt seit 2003

Die GTZ unterstützte das SEIC und die CNE bei deren Vorhaben zur Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien zwischen März 2003 und Februar 2007.¹⁸ Dabei standen als Schwerpunkte die Beratung bei der Gestaltung rechtlich-regulativer Rahmenbedingungen, beim Management des beschriebenen Fonds für erneuerbare Energien, bei der Elektrifizierung ländlicher Kommunen mit Kleinstwasserkraftwerken sowie der Einbindung der Privatindustrie bei Projekten zur Nutzung erneuerbarer Energien im Vordergrund. Der Anbau und die energetische Nutzung ölhaltiger Pflanzen in ariden Zonen wurde ab Mai 2005 in Zusammenarbeit mit einem Regionalvorhaben zur Armutsminderung im Grenzgebiet zu Haiti untersucht und bewertet.

Clean Development Mechanism

Die Dominikanische Republik hat die Klimarahmenkonvention im Oktober 1998 ratifiziert und ist dem Kyoto-Protokoll im Februar 2002 beigetreten. Ein erster nationaler Bericht zum Klimaschutz wurde im Juni 2003 vorgelegt. Im August 2004 wurde per Präsidialdekret das "Oficina Nacional del Mecanismo de Desarrollo Limpio (ONMDL)" gegründet. Es ist die Designierte Nationale Autorität (DNA), die das Kyoto-Protokoll für die Inanspruchnahme der entsprechenden Mechanismen vorsieht.¹⁹ Projekte im Rahmen des "Clean Development Mechanism" wurden bereits vorgeschlagen, der Windkraftpark "Guanillo" der Firma Parques Eólicos del Caribe (Tochtergesellschaft von Gamesa, Spanien) ist mit geplanten 64,4 MW als erste CDM-Maßnahme erfolgreich registriert (Stand Dezember 2006).²⁰ Mit der Weltbank, dem Prototype Carbon Fund, Kanada und Spanien sind Vereinbarungen zum Ankauf zertifizierter Emissionsvermindierungen (CER) getroffen.

18 Proyecto Fomento de las Energías Renovables en la República Dominicana – PROFER.

19 Dekret 786-04: Decreto presidencial que crea la oficina nacional de Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio.

20 <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/AENOR1153378528.03/view.html>

5.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Die Nutzung erneuerbarer Energieträger für die öffentliche Stromerzeugung beschränkt sich in der Dominikanischen Republik bislang auf Wasserkraft. Eine Erschließung vorhandener Potenziale im Bereich Windkraft, Solarenergie und Biomasse steht noch aus und wird insbesondere nach Umsetzung des geplanten Gesetzes für erneuerbare Energien erwartet.

Wasserkraft

Die Dominikanische Republik verfügt über Wasserkraftressourcen, die trotz erheblicher Nutzung noch weitere Potenziale eröffnen. Dabei steht die Energiegewinnung häufig in engem Zusammenhang mit Speicherbecken für Trinkwasser und Bewässerung sowie Bewässerungskanälen. Insgesamt befinden sich derzeit rund 20 Wasserkraftanlagen im mittleren Leistungsbereich zwischen 3 und 100 MW im Betrieb, mit einer Gesamtkapazität von 468 MW. Derzeit befinden sich sieben weitere Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 167 MW im Bau, weitere sieben mit einer Leistung von 189 MW sind in Planung.

Kleinwasserkraftpotenzial – internationales Engagement

Die früheren Wasserkraftabteilungen von CDE und INDRHI haben Anfang der 1980er Jahre mit taiwanesischer Unterstützung (Sinotec Engineering Consultants, Inc., Taipeh) einen umfangreichen Katalog von potenziellen Kleinwasserkraftanlagen (ab 100 kW) mit möglicher Netzkopplung identifiziert und bis zur Umsetzungsreife entwickelt. Nur zwei der insgesamt 25 Vorhaben mit Leistungen von 370 bis 4.000 kW und einer Gesamtkapazität von rund 30 MW wurden bis 1986 realisiert.

Mit finanzieller und technischer Unterstützung von UNDP-GEF wurden Basisstudien für 18 Klein- und Kleinstwasserkraftanlagen²¹ zwischen 1,5 kW und 250 kW zur Versorgung netzferner Kommunen durchgeführt, die jetzt teilweise von UNDP und GTZ weiterverfolgt und unterstützt werden.²²

Insgesamt befinden sich derzeit nur sechs Kleinwasserkraftwerke mit zusammen etwa 1 MW Leistung in Betrieb. Darüber hinaus sind etwa 15 Pikowasserkraftanlagen mit jeweils weniger als 1 kW im Einsatz.

Laut eines Präsidialdekrets vom 8.12.2000 (Nr. 1277-0) ist der Privatsektor autorisiert, mittels Konzessionen Wasserkraftressourcen von bis zu 1 MW zu nutzen. Umgekehrt heißt das auch, dass alle größeren Wasserkraftanlagen dem nationalen Interesse zugeordnet werden und nur durch den zuständigen staatlichen Versorger (EGEHID) betrieben werden dürfen.

Windenergie

Eine Nutzung der großen Windressourcen findet bislang nicht statt. Das amerikanische National Renewable Energy Laboratory (NREL) hat eine erste Bewertung der Windpotenziale durchgeführt, die als Grundlage für größere Windkraftprojekte dienen kann. Wesentliches Ziel der Untersuchung war die Erfassung der Windressourcen in allen Regionen der Dominikanischen Republik und deren Zusammenführung in einem Windatlas.²³

Die Auswertung ergab, dass sich die besten Windverhältnisse im äußersten Südwesten (in den Provinzen Pedernales und Barahona) und Nordwesten (in den Provinzen Puerto Plata und Montecristi) des Landes befinden, außerdem in exponierten Höhenlagen des Binnenlandes, wo sich Standorte insbesondere für die netzferne Versorgung (ländliche Elektrifizierung) nutzen lassen. Aber auch andere Regionen entlang der Küste weisen gute Windbedingungen auf.

Insgesamt wurden ca. 1.500 km² mit gutem bis sehr gutem Windpotenzial (mit Windgeschwindigkeiten von mehr als 7 m/s in 30 m Höhe) identifiziert (entsprechend 3% der gesamten Landfläche). Damit ließe sich ein Potenzial von mehr als 10.000 MW erschließen. 20 Provinzen weisen ein Potenzial von wenigstens 100 MW auf, drei Provinzen sogar mehr als 1.000 MW. Weitere Studien müssten jedoch durchgeführt werden, um die elektrischen Übertragungswege und die Zugänglichkeit genauer zu untersuchen.

21 Als Kleinstwasserkraftanlagen sind hier Erzeugungssysteme mit zu verstehen.

22 Über die Erfahrungen beim Bau und Betrieb von 13 Mikrokraftwerken berichtet eine Studie (PROFER- Informe Nr. 13).

23 Der Windatlas findet sich unter www.rsvp.nrel.gov/pdfs/wind_atlas_dominican_republic.pdf.

Wenn zusätzlich die Standorte mit mäßigen Windverhältnissen einbezogen werden, die sich für eine ländliche Elektrifizierung nutzen lassen, erhöht sich das Potenzial sogar auf mehr als 30.000 MW bzw. 60 TWh pro Jahr. 12 Provinzen weisen dann ein Potenzial von wenigstens 1.000 MW auf.

Pläne für Windparks

Es bestehen seit längerem Umsetzungspläne für Windkraftvorhaben im größeren Maßstab, jedoch wurde bislang noch keines der 10 Projekte mit insgesamt 750 MW begonnen, für die seit 2001 entweder Teil- oder Volllizenzen²⁴ von der SIE vergeben wurden. Weit fortgeschritten ist das Windparkprojekt in Cabo Engaño (Samaná) des Stromversorgers Consorcio Energético Punta Cana (CEPM).²⁵ Für dieses Vorhaben mit 8,5 MW Leistung liegt bereits eine Konzession zur Stromerzeugung vor, die Finanzierung wird durch die Weltbank (IFC) durchgeführt. Dasselbe Unternehmen verfolgt auch Pläne für einen Windpark von bis zu 100 MW in Juancho in der Provinz Pedernales sowie für einen Windpark in Matanzas in der Provinz Peravia. Auch für Windparks von Unión Fenosa (100 MW) sowie der Firma Parques Eólicos del Caribe (einer Tochter von Gamesa-Spanien, 90 MW)²⁶ wurden bereits Erzeugungsgenehmigungen von SIE in 2001 erteilt. Deren Projekt am Standort "Guanillo" in Montecristi ist im Rahmen des CDM mit 64,4 MW registriert. Kein Zeitplan zur Errichtung der Anlagen konnte jedoch bisher eingehalten werden, da bislang alle Investoren auf die Verabschiedung des Fördergesetzes und seiner entsprechenden Regelwerke gewartet haben.

Biomasse

Hauptquelle für die Biomassenutzung ist Bagasse aus der Zuckerproduktion, die bereits jetzt zur Wärme- und Stromversorgung der Zuckerfabriken eingesetzt wird. Allerdings sind die Anlagen i.d.R. veraltet und reichen bei einer Stromerzeugung von häufig nicht mehr als 20 kWh pro gemahlene Tonne nicht aus, um über den Eigenbedarf hinaus Strom an die öffentliche Versorgung zu liefern. Bei einer deutlichen Steigerung der Effizienz auf das ökonomisch rentable Niveau ließen sich durch eine Anpassung des Dampfregimes bis zu 100 kWh/t erzeugen, d.h. 80 kWh könnten an das Netz exportiert werden. Bei einer Jahresproduktion von 6 Mio. t Zuckerrohr ließen sich in modernen Heizkraftwerken der Zuckerindustrie zwischen 470 und 575 GWh Strom pro Jahr erzeugen, was etwa 5 % des gegenwärtigen Aufkommens entspräche. Die bisherige Förderung von Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energieträgern reichte nicht aus, um den Erzeugern angemessene und attraktive Vergütungen zu ermöglichen. Das neue Fördergesetz hingegen priorisiert die Einspeisung von Regenerativenergiestrom und beinhaltet Prämien auf den Einkaufspreis.

Daneben richten sich die Erwartungen auch auf die Produktion von Ethanol aus Zucker als Treibstoffersatz. Eine angestrebte Zumischung von 5 % zum Benzin erfordert den Anbau von ca. 3 Mio. Tonnen zusätzlichen Zuckerrohres. Ein dominikanisch-schwedisch-englisches Konsortium²⁷ beginnt Ende 2006 mit der Umrüstung von zwei staatlichen Zuckerfabriken Consuelo, Boca Chica), um 15 Mio. Liter Ethanol zu erzeugen, wofür eine Investition von zunächst 70 Mio. US\$ vorgesehen ist. Geplant sind weitere Investitionen von 200 Mio. US\$ zum Ausbau der Ethanolproduktion, unter anderem für den US-Markt.

Weitere organische Materialien zur Energiegewinnung lassen sich vor allem in Form von Reststoffen der Landwirtschaft erschließen. Hierzu gehören insbesondere die Biogasgewinnung aus Bananenstauden sowie die Verwertung von Reisschalen und -blättern.

24 Teillizenzen sehen vor allem die Genehmigung von Windmessungen vor, Volllizenzen den eigentlichen Betrieb.

25 Anteilseigner der privaten CEPM, die überwiegend die touristische Infrastruktur von Punta Cana mit Strom versorgt, ist der größte spanische Stromversorger und Windparkbetreiber Endesa.

26 Dieser Windpark "Guanillo" hat als erstes Projekt für 64 MW eine CDM-Maßnahme erfolgreich registriert.

27 Ethanol Dominicana in Kooperation mit Tall Oil (Schweden), Booker Tate (UK) und Resource Energy Group (USA).

Biogas könnte auch in der Viehzucht gewonnen werden sowie aus dem Hausmüll der Großstädte, der einen hohen Anteil organischer Bestandteile aufweist. Das Institut für Innovation in Biologie und Industrie²⁸ begleitet derzeit mehrere Biogasprojekte in der Land- und Viehwirtschaft.

Ein hohes Potenzial weisen zudem ölhaltige Früchte auf, wie Kokos- und Erdnüsse, deren Anbau und Nutzung aufgrund preiswerterer Ölimporte in den vergangenen 20 Jahren drastisch zurückgegangen ist. Die steigenden Preise für die Importe der Mineralölprodukte seit 2005 haben die Diskussion um eine einheimische Biodieselproduktion wieder aufleben lassen: eine Vielzahl von Kleinunternehmern betreibt eine Umwandlung von gebrauchten Pflanzenölen – vornehmlich aus der Lebensmittelindustrie und dem Hotelgewerbe – in Biodiesel. Der Anbau großer Rizinusplantagen wird von Brasilien vorangetrieben, der Anbau von *Jatropha* wird vor allem in ländlichen Armutsgebieten untersucht und wird zu Beginn des Jahres 2007 auf mehreren hundert Hektar im Osten des Landes durch die Europäische Kommission und Spanien gefördert.

Solarenergie

Die Dominikanische Republik weist nach vorliegenden meteorologischen Daten von 1970 bis 1972 mittlere tägliche solare Einstrahlungen zwischen 4,9 und 5,9 kWh/m² auf und bietet damit günstige Bedingungen für die Nutzung von Solarenergie.

Photovoltaik

Insgesamt wird der Einsatz von PV-Modulen zur Elektrifizierung abgelegener ländlicher Regionen auf schätzungsweise mehr als 23.000 Einheiten beziffert. Diese Anlagen wurden in der Vergangenheit in erster Linie auf der Basis von Fonds durch Nichtregierungsorganisationen und mit finanzieller Unterstützung von USAID, UNDP und anderen internationalen Gebern aufgebaut. Im Programm für nicht-konventionelle Energie des Industrie- und Handelsministeriums (SEIC)

wurden im Jahr 2000 rund 600 PV-Systeme bei ländlichen Schulen und Kliniken, im militärischen und polizeilichen Bereich, zur Chlorung von Trinkwasser, für Informatiklabore, Wachhütten in Naturparks sowie ländliche Wohnhäuser zum Einsatz gebracht. 2004 wurden weitere 1.800 PV-Kleinsysteme in ländlichen Haushalten mit Finanzierung aus dem Förderfonds für nationale Interessen installiert. Aus dem gleichen Fonds werden seit November 2005 weitere 10.000 PV-Anlagen in den sieben Provinzen an der Grenze zu Haiti installiert.²⁹

Solarthermie

Die klimatischen Bedingungen zur Nutzung solarer Warmwassererzeugung sind hervorragend. Da vor allem im häuslichen Bereich Warmwasser überwiegend mit sehr teurem Strom erzeugt wird (bei Haushalten mit einem Verbrauch von mehr als 700 kWh: 21 US-ct/kWh) sind auch die Amortisationszeiten konventioneller Thermosiphonanlagen mit 2 bis 4 Jahren kurz. Dennoch ist die Verbreitung mit schätzungsweise 15.000 Systemen gering. Die SEIC hat deshalb im August 2005 im Rahmen ihres nationalen Programms zur Energieeffizienz und -einsparung eine Präqualifikation von lokalen Lieferanten von Siphonsystemen durchgeführt. Mit Unterstützung durch das GTZ-Projekt PROFER wurde das Marktpotenzial alleine im häuslichen Bereich auf 80.000 Anlagen geschätzt und ein Programm zur massiven Verbreitung konzipiert. Die staatliche Banco de Reservas soll dazu geeignete Finanzierungsinstrumente zur Verfügung stellen. Weitere Kostensenkungen für die Anwender ergeben sich aus dem neuen Fördergesetz, das eine Verrechnung mit der Einkommensteuerschuld bis zu einer Höhe von 75 % der Investitionen vorsieht.³⁰

Geothermie

Geothermische Potenziale zur Stromerzeugung sind in der Dominikanischen Republik nicht vorhanden.

28 Instituto de Innovación en Biotecnología e Industria.

29 Hauptlieferant dieser Anlagen ist die Fa. Tecsol, eine Tochter von Isophoton, Spanien. Isophoton hat im Dezember 2006 angekündigt, im Industriegebiet Haina eine Fabrik für thermische Solarkollektoren im Wert von 100 Mio. US\$ zu bauen, später ergänzt um eine Fabrikation von PV-Modulen im Wert von 900 Mio. US\$ (Quelle: Listín Diario).

30 Für Eigenerzeuger sind Zuschüsse zu den Investitionskosten (über die Absetzbarkeit von der Einkommenssteuerschuld) bis zu 75 % möglich.

5.6 Ländliche Elektrifizierung

Es wird davon ausgegangen, dass landesweit noch ca. 350.000 der insgesamt 2,3 Mio. Haushalte, mehrheitlich in den ländlichen Regionen, nicht über das nationale Netz mit Strom versorgt werden. Die große Mehrzahl dieser Haushalte muss ohne Elektrizität auskommen.

CDEEE-Abteilung für ländliche Elektrifizierung

Mit der Gründung einer speziellen Abteilung für ländliche Elektrifizierung "Unidad de Electrificación Rural y Suburbana" innerhalb der CDEEE besteht die Erwartung, dass die noch erheblichen Defizite bei der Vollversorgung der Haushalte mit Elektrizität schrittweise abgebaut werden. Die Finanzierung dieser Aufgaben soll teilweise aus den laufenden Gewinnen der privatisierten Verteilungsunternehmen und Erzeugungsanlagen erfolgen.

Hierfür sind aus dem entsprechenden Fonds (Fondo Patrimonial) 20% der Gesamtmittel vorgesehen.

Nationaler Elektrifizierungsplan

Seit Mai 2004 wird ein "Nationaler Ländlicher Elektrifizierungsplan" (Plan Nacional de Electrificación Rural – PER) implementiert, der von der Abteilung für ländliche Elektrifizierung bei CDEEE mit technischer Unterstützung durch NRECA und finanzieller Unterstützung von USAID ausgearbeitet wurde. Dabei werden neben der Erweiterung des bestehenden Netzes auch die Möglichkeiten der Nutzung erneuerbarer Energieträger für netzferne Regionen und deren Finanzierung betrachtet. Der Elektrifizierungsplan soll dazu beitragen, bis 2020 95% der ländlichen Bevölkerung mit netzgebundenem Strom zu versorgen. Bis Ende 2006 wurden rund 35 Mio. US\$ investiert, um gut 88.000 Haushalte an das Netz anzuschließen. Mit Unterstützung durch USAID (NRECA) werden weitere 6 Mio. US\$ in naher Zukunft investiert werden, wobei CDEEE 66% davon übernimmt. Der Einsatz von Kleinstwasserkraftwerken und Photovoltaik wird dabei in Zukunft stärker in den Vordergrund rücken als bisher.

Vorhaben zu ländlicher Elektrifizierung mit erneuerbaren Energien

In der Vergangenheit haben bereits die Nichtregierungsorganisationen REGAE, NRECA und Fondo Pro Naturaleza (PRONATURA) eine Reihe von Vorhaben im Bereich "Erneuerbare Energien und ländliche Elektrifizierung" implementiert³¹ und dabei eng mit ländlichen Regionalentwicklungsprogrammen und Dorfkooperativen zusammengearbeitet. Die Programme wurden überwiegend von GEF (Kleinprojektfonds) und USAID finanziert.

Währungskurs (18.12.2006):

100 Dominikanische Pesos (DOP) = 2,42 Euro (EUR)

31 Solar-Home-Systeme und kleine Windkraftanlagen zur Basiselektrifizierung ländlicher Haushalte und kommunaler Einrichtungen; Kleinstwasserkraftanlagen zur dezentralen Dorfstromversorgung.

5.7 Literatur

- CDEEE – Corporación Dominicana De Empresas Eléctricas Estatales:
Plan De Expansión 2006-2012, Empresa De Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID)
- CDEEE – Corporación Dominicana De Empresas Eléctricas Estatales:
Comité de Recuperación del Sector, Plan de Acción para la Recuperación del Sector Eléctrico, Santo Domingo, 8/2006
- CNE – Comisión Nacional De Energía:
Proyecto De Ley De Incentivo Al Desarrollo De Fuentes Renovables de Energías Y Sus Regimenes Especiales, 10/2006
- EDENORTE Dominicana:
Seminario Sobre El Sector Eléctrico, 8 Y 9 De Septiembre De 2006, Juan Dolio, Rep. Dominicana
- EDESUR:
Seminario Plan De Acción Para El Sector Eléctrico Dominicano, Plan De Negocios De Edesur Dominicana S.A. 8 Y 9 de Septiembre de 2006, Juan Dolio, Rep. Dominicana
- Elliott, D., Schwartz, M., George, R., Haymes, S., Heimiller, D. & Scott, G.:
Wind Energy Resource Atlas of the Dominican Republic, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, 10/2001
- Empresa De Transmisión Eléctrica Dominicana:
Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión 2006-2012, 9/2006
- Energy Information Administration (Department of Energy, USA):
Caribbean Fact Sheet, 6/2003
- Listín Diario.com.do:
www.listin.com.do; div. Berichte
- Modificación al Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, Decreto del Poder Ejecutivo No. 749-02 del 19 de Septiembre 2002
- OC – Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado de la República Dominicana:
Programa De Operación De Mediano Plazo, 10/2006-9/2007
- OC:
Informe Mensual De Transacciones Económicas, 8/2006
- OC:
Memoria Anual y Estadísticas de Operación 2005
- OC:
Estadísticas, www.oc.org.do
- PROFER:
Informe No. 7, Estudio básico sobre potenciales, proyectos y actores en el área de energías renovables en la República Dominicana, Santo Domingo, 12/2003
- PROFER:
Informe No. 8, Aspectos económicos de Calentadores Solares en el sector residencial en la República Dominicana, Santo Domingo, 4/2004
- PROFER:
Informe No. 12, Calentadores Termosolares en la República Dominicana: Mercado y Beneficios, Santo Domingo, 10/2006
- PROFER:
Informe No. 13, Micro Centrales Hidroeléctricas para la Electrificación Rural: La Experiencia en la República Dominicana, Santo Domingo, 12/2006
- Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, Decreto del Poder Ejecutivo No. 555-02 del 19 de julio 2002

- **Secretariado Técnico De La Presidencia:**
Unidad De Análisis Económico,
Monitor Energético, 7/2006
- **Secretaria de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales:**
Primera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, 2003
- **Superintendencia de Electricidad:**
Ley General de Electricidad, No. 125-01, República Dominicana, 7/2001
- **Superintendencia de Electricidad:**
Proyección de la Demanda de Energía y Potencia y Balance de Energía, Informe final, 25 Marzo 2003
- **Superintendencia de Electricidad:**
Resolución SIE-64-2006
- **Secretaria de Estado de Industria y Comercio:**
Republica Dominicana, Informaciones Suministradas Por La Dirección de Energía No Convencional, 11/2006
- **USAID:**
Estrategia de Eficiencia Energética para La República Dominicana, 11/2004

5.8 Kontakte

Secretaría de Estado de Industria y Comercio Programa de Energía No Convencional

Direktor: Ing. Salvador Rivas
E-Mail: salvador.rivas@seic.gov.do
Av. México Esq. Leopoldo Navarra
Edificio Oficinas Gubernamentales Juan Pablo Duarte
Ensanche Gazcue, Santo Domingo
Tel. +1 (809) 685 51 71
Fax +1 (809) 548 65 10
E-Mail: energia@seic.gov.do
www.seic.gov.do

Comisión Nacional de Energía

Exekutivdirektor: Ing. Aristedes Fernández Zucco
E-Mail: presidente@cne.gov.do
Direktor Abteilung Erneuerbare Energien und Rationelle Energieverwendung:
Arq. Doroteo Rodriguez
E-Mail: drodriguez@cne.gov.do
Direktor Abteilung Planung: Lucas Vicens
E-Mail: lvicens@cne.gov.do
Ave. Gustavo Mejía Ricart No. 73
Ensanche Serrallés, Santo Domingo
Tel. +1 (809) 732 20 00
Fax +1 (809) 547 20 73
www.cne.com.do

Superintendencia de Electricidad (SIE)

Vorsitzender: Ing. Francisco Méndez
E-Mail: smedrano@sie.gov.do
Ave. Gustavo Mejía Ricart No. 73
Ensanche Serrallés, Santo Domingo
Tel. +1 (809) 683 25 00/683 27 27
Fax +1 (809) 732 27 75
E-Mail: sielectric@verizon.net.do
www.sie.gov.do

Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)

Geschäftsführer: Radhames Segura
 Director Nacional Programa Electrificación Rural:
 Antonio Herrera
 Ltr. Bereich "Transmission": Julian Santana Araujo
 Ltr. Bereich "Generadora Hidroeléctrica": Sr. Rafael Suero
 Av. Independencia Centro de los Héroes
 Santo Domingo
 Tel. +1 (809) 535 11 00
 Fax +1 (809) 533 72 04
 E-Mail: cderd06@verizon.net.do
 www.cde.gov.do
 Wasserkraft: www.hidroelectrica.gov.do

**Instituto de Innovación en Biotecnología e Industria - IIBI
Energieabteilung (División Recursos Energéticos)**

Ltr: Bolivar Rodriguez
 Apartado Postal 329-2
 Calle Oloff Palme Esq. Núñez de Cáceres,
 Edificio INDOTEC
 Ensanche San Gerónimo, Santo Domingo
 Tel. +1 (809) 566 81 21
 Fax +1 (809) 227 88 08
 E-Mail: iibi@verizon.net.do
 www.indotec.gov.do

Renewable Energy Growth Assistance Entity (REGAE)

Luis Guillermo Local PRONATURA
 Paseo de Los Periodistas No. 4
 Ensanche Miraflores, Santo Domingo
 Tel. +1 (809) 688 60 92
 Fax +1 (809) 688 87 74
 E-Mail: luisguille1@hotmail.com

Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI)

Centro de los Héroes
 Edificio Nuevo del INDRHI
 Santo Domingo
 Tel. +1 (809) 532 32 71
 www.indrhi.gov.do

National Rural Electric Cooperative Association (NRECA)

Direktor: Jame Vancoevering
 Calle Rafael Augusto Sánchez No. 51A
 Ensanche Piantini, Santo Domingo
 Tel. +1 (809) 541 48 25
 Fax +1 (809) 683 86 08
 E-Mail: jvancoevering@nrenca-intl.org
 www.nreca.org

**Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ)
Proyecto "Fomento de Energías Renovables en la República Dominicana" www.gtz.de/dominican-republic****Deutsch-Dominikanische Industrie- und Handelskammer**

Direktor: Thomas Kirbach
 Centro-Dominicano-Alemán
 Calle Isabel la Católica No. 212
 Zona Colonial, Santo Domingo
 Tel. +1 (809) 688 67 00
 Fax +1 (809) 687 96 81
 E-Mail: ccdomalemana@codetel.net.do
 www.ahkzakk.com/repúblicaDominicana

6 Kolumbien

6.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Die installierte Erzeugungskapazität¹ im Verbundnetz betrug Ende 2005 rund 13.330 MW. Sie lag damit geringfügig niedriger als Ende 2002 (13.468 MW). 67% der installierten Kapazität basiert auf Wasserkraft, der Rest auf thermischer Energie.

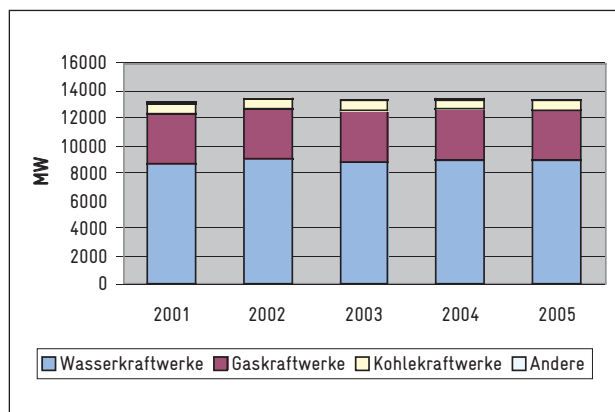


Abb. 1: Erzeugungskapazitäten im Verbundnetz; Kolumbien, 2001-2005; MW²

Die frühere fast komplette Abhängigkeit von Wasserkraft und (in geringem Maße) Kohle bei der Stromerzeugung, wurde in den neunziger Jahren durch die Inbetriebnahme einer Reihe von Gaskraftwerken aufgehoben. Trotz dieses dominierenden Zuwachses von Gaskraftwerken ist der kolumbianische Kraftwerkspark weiterhin deutlich von der Wasserkraft geprägt, deren Abhängigkeit von klimatischen Effekten allerdings zu schwankenden Erzeugungsbeiträgen zwischen den einzelnen Jahren führt und erheblich auf die Preissituation für Elektrizität einwirkt.³ Der Kraftwerksmix dürfte in den nächsten Jahren wieder durch eine wachsende Dominanz von Wasserkraft geprägt sein.

Insgesamt speisen derzeit 31 größere Wasserkraftwerke mit Leistungen über 20 MW und 20 thermische Kraftwerke mit zum Teil mehreren Erzeugungsblöcken Strom in das Verbundnetz ein.

Rund 97% der installierten Leistung wird von der zentralen Laststeuerung aus geregelt, während vor allem kleine Wasserkraftanlagen⁴ mit Einspeisung in das Verbundnetz (rund 380 MW) sowie der einzige Windpark keinem Lastmanagement unterworfen sind.

Stromerzeugung

Nach einer Rezession Ende der 90er Jahre, die sich auf den Stromsektor mit Verbrauchsrückgängen auswirkten, ist seit Beginn des Jahrzehnts wieder ein deutliches Nachfragewachstum zu verzeichnen. In 2005 betrug die Stromerzeugung im Verbundnetz (Sistema Interconectado Nacional – SIN) 50.415 GWh. Sie lag damit um 3,7% höher als 2004. Größere Wasserkraftwerke trugen hierzu mit 72% (36.377 GWh) bei, Kleinwasserkraftanlagen mit 9%. Gasbetriebene Erzeuger hatten einen Anteil von 14% (6.980 GWh), Kohle von 4% (2.086 GWh). Heizkraftwerke und Windkraft trugen 0,2% bzw. 0,1% bei. Vor allem aufgrund guter hydrologischer Bedingungen und wegen der Stilllegung einzelner thermischer Kraftwerke lag der Anteil von mit Wasserkraft erzeugtem Strom in 2004 und 2005 deutlich höher als in den Vorjahren.

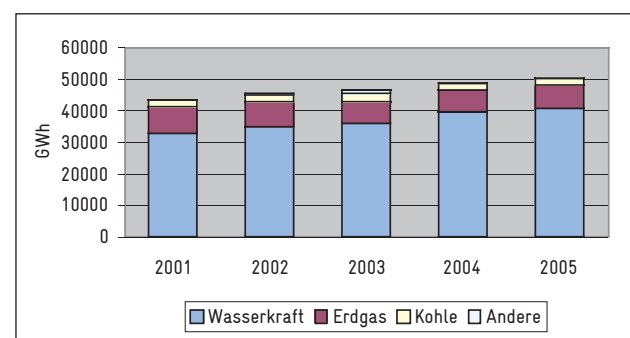


Abb. 2: Netto-Stromerzeugung im Verbundnetz nach Primärenergieträgern; Kolumbien, 2001-2005; GWh

1 Die kolumbianischen Statistiken sprechen von effektiver Nettokapazität. Die mittlere tägliche Verfügbarkeit aller Verbundkraftwerke liegt aufgrund von Wartungsarbeiten etwa um 1.700 MW unter diesem Wert.

2 Die Werte für Wasserkraft beinhalten auch kleinere, dezentrale Kraftwerke (2005: 391 MW). Die Rubrik "Andere" umfasst Kraft-Wärme-Kopplung sowie Eigenerzeugung.

3 Die Abhängigkeit von Wasserkraft, die Anfang der 1990er Jahre noch bei rund 78% lag, hat sich allerdings bereits deutlich verringert.

4 Die kolumbianische Statistik ist beim Begriff "kleine Wasserkraft" nicht ganz trennscharf. In der Regel fallen darunter alle Anlagen mit weniger als 20 MW. Allerdings wird in der Auflistung zu Großanlagen auch ein Wasserkraftwerk mit nur 5 MW aufgeführt.

Kolumbien ist in der komfortablen Lage, seine Stromproduktion bislang weitgehend ohne Rohstoffimporte gewährleisten zu können. Das südamerikanische Land ist größter Kohleproduzent und -exporteur des Kontinents und führt auch Öl aus, insbesondere in die USA. Mittelfristig wird Kolumbien aber aufgrund seiner begrenzten Reserven an Erdöl und Erdgas zu einem Netto-Importeur werden.

Stromübertragung

Das überregionale Übertragungssystem (Sistema de Transmisión Nacional – STN) setzt sich aus zwei Netzen zusammen, eines an der nördlichen Atlantikküste und eines zur Versorgung im Kernland, die beide durch Quertrassen miteinander verbunden sind. Das STN besteht aus drei Spannungsstufen (110 kV; 220 kV und 500 kV) mit einer gesamten Länge von rund 15.000 km.⁵ Anfang 2007 wurde eine weitere 500-kV-Übertragungsleitung zwischen der Atlantikküste (Bolívar) und Bogotá mit einer Länge von rund 1.000 km in Betrieb genommen, die durch einen privaten Investor gebaut wurde.

Es besteht eine Verbindung mit dem Übertragungsnetz in Venezuela, die allerdings bislang kaum genutzt wird. In 2003 nahmen zwei neue Verbindungsleitungen zwischen Ecuador und Kolumbien den Betrieb auf. Sie sind Teil des Abkommens zwischen den fünf Andenstaaten (Bolivien, Kolumbien, Ecuador, Peru und Venezuela), die mittelfristig ihre Strommärkte in einen supraregionalen Strommarkt integrieren wollen. 2005 wurde über diese Trasse vorwiegend Strom in Richtung Ecuador exportiert (4.570 GWh), während nur ein geringes Volumen importiert wurde (132 GWh).

Auch 2005 lagen die technischen und nicht-technischen Stromverluste bei einem sehr hohen Wert von mehr als 23 %. Davon machten die Verluste im Verbundnetz nur 2,5 % aus, der Rest entfiel auf die Verteilungsebene.

Stromverbrauch

Der Stromverbrauch Kolumbiens nimmt nach einer kurzen wirtschaftlichen Rezession seit der Jahrtausendwende kontinuierlich zu und erreichte 2005 rund 38,4 TWh. Es wird darüber hinaus geschätzt, dass ein Bedarf von weiteren etwa 10 TWh gegenwärtig nicht bedient werden könnten.

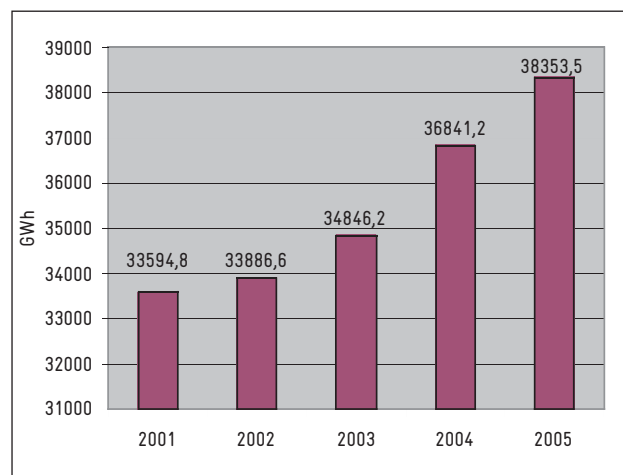


Abb. 3: Entwicklung des Stromverbrauchs 2001-2005; Kolumbien; GWh

In der Tendenz ist der Anteil des Verbrauchs der Privathaushalte von 48 % in 1999 auf 42 % in 2005 zurückgegangen (Abb. 4).

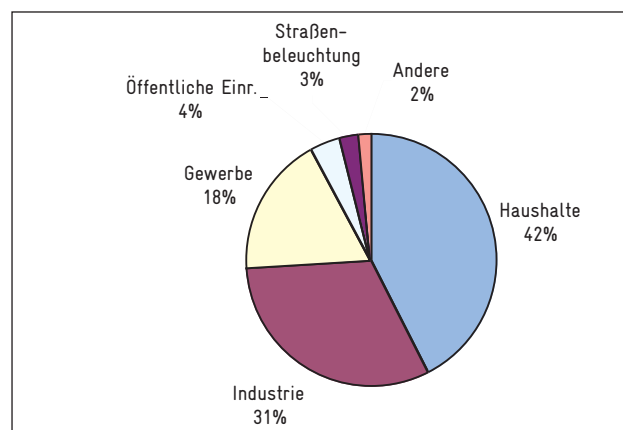


Abb. 4: Stromverbrauch nach Abnehmergruppen; Kolumbien; 2005; %⁶

5 Nicht an das öffentliche Übertragungsnetz angeschlossen sind die kontinentalen Regionen Amazonas, Antioquia, Arauca, Caquetá, Casanare, Cauca, Chocó, Guainía, Guaviare, Meta, Nariño, Putumayo, Vaupés, Vichada und die beiden Inseln San Andrés und Providencia.

6 Quelle: Comunidad Andina (CAN), 2004.

Die Spitzenlast ist seit 1999 im Mittel um 2,7% pro Jahr gestiegen. Bei einer verfügbaren Verbundnetzkapazität von etwa 11.000 MW Ende 2005 betrug die Höchstlast im Dezember 2005 nur 8.638 MW (plus 3,7% gegenüber dem Vorjahr). Die bestehende Leistungsreserve kann in Zeiten geringer Niederschläge jedoch deutlich schrumpfen, sodass bei einer weiteren Belegung der Stromnachfrage selbst Versorgungsengpässe nicht ausgeschlossen sind.

Bis 2014 wird ein Anstieg der Stromerzeugung auf 67.365 GWh prognostiziert. Der Spitzenbedarf soll dann bei 12.085 MW liegen.

Strompreise

Die Strompreise variieren erheblich zwischen den einzelnen Versorgungsunternehmen. Sie lagen beispielsweise für Haushalte in einem Bereich von 3,5-8,3€-ct (98 bis 230 Pesos) pro kWh, für Industriebetriebe zwischen 3,3 und 14,2€-ct (92 und 394 Pesos) und für das Gewerbe zwischen 2,1 und 15,0€-ct (58 und 417 Pesos) pro kWh. Die Durchschnittstarife im Industriebereich liegen deutlich über denen fast aller anderen lateinamerikanischen Länder.

Für Dezember 2003 wurde der Preisanteil, der auf die Stromerzeugung entfällt, auf 1,9€-ct/kWh beziffert.

Ausbauplanung

Nach der letzten vorliegenden Energiestatistik von 2005 befinden sich etwa 10.500 MW zusätzlicher Kraftwerkskapazität in Bau oder Planung – darunter rund 1.230 MW in thermischen Kraftwerken, von denen in 2006 bereits 186 MW in Betrieb genommen wurden, 8.730 MW in großen Wasserkraftwerken sowie knapp 470 MW in mittleren und kleineren Wasserkraftanlagen.

6.2 Marktakteure

Die Akteursstruktur des kolumbianischen Strommarktes stellte sich Ende 2005 folgendermaßen dar: Im Bereich der Stromerzeugung waren 50 Unternehmen aktiv, 55% aller Erzeugungskapazitäten lagen in privater Hand. Im Stromhandel waren 74, im Bereich der Übertragung (überregional und regional) waren 11 Unternehmen am Markt. Im Verbundnetz (Sistema Interconectado Nacional – SIN) arbeiteten insgesamt 75 regulierte Unternehmen, davon waren nur drei komplett vertikal integriert, d.h. auf allen Ebenen (Erzeugung, Transport, Verteilung, Verkauf) tätig: EEPPM, EPSA und ESSA.

Stromerzeuger

Größte Stromerzeuger sind EEPPM mit etwa 2.600 MW installierter Kraftwerkskapazität, EMGESA mit rund 2.250 MW und ISAGEN mit etwa 2.100 MW.

Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber

Das überregionale Übertragungssystem (Sistema de Transmisión Nacional – STN) ist auf sieben Gesellschaften aufgeteilt, die im Laufe des vertikalen Desintegrationsprozesses teilweise aus den früheren EVU hervorgegangen sind, darunter das Unternehmen Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) mit einer Beteiligung von etwa 70% am Gesamtnetz.⁷ Vier dieser Gesellschaften (ISA, TRANSELECTRA, EEB und DISTASA) sind ausschließlich in der Stromübertragung tätig. ISA, an der der kolumbianische Staat 2005 noch 59% der Anteile hielt, ist als ehemals zentrale Netzgesellschaft für die Koordinierung, Operation und Verwaltung des Verbundnetzes zuständig. Einige der Miteigentümer des STN sind ebenfalls Aktionäre bei ISA (z.B. Empresas Públicas de Medellín – EEPPM mit 10,6%). Die regionalen und lokalen Netze sind den Verteilungsunternehmen zugeordnet, an denen Stromerzeuger mit bis zu 20% beteiligt sein können.

⁷ Die weiteren Eigentümer sind: Empresa de Energía de Bogotá – EEB, Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica – CORELCA, Empresas Públicas de Medellín – EEPPM, Empresa de Energía del Pacífico – EPSA, Electricadora de Santander – ESSA, Distasa S.A., Central Hidroeléctrica de Caldas – CHEC, Centrales, Eléctricas de Norte de Santander – CENS, Central Hidroeléctrica de Betania – CHB und Electricadora de Boyacá – EBSA.

Seit mehreren Jahren ist die kolumbianische Stromwirtschaft mit Angriffen der Guerilla auf das Verbundnetz konfrontiert, was zum Teil erhebliche Versorgungsprobleme aufwirft. In 2005 wurden 227 Attacken auf Hochspannungsmasten gemeldet. Mehrere Strom exportierende Regionen wurden von den Verbrauchermärkten abgeschnitten. Die anhaltenden Probleme in der Stromversorgung haben dazu beigetragen, dass einige geplante Privatisierungen vorläufig unterbrochen wurden.

Weitere Akteure

Regulierungskommission

Mit der Regulierung des Elektrizitätsmarktes ist ein nationaler Ausschuss (Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG) beauftragt. Dieser regelt die Rahmenbedingungen für ein effizientes Elektrizitätsangebot, die schrittweise Liberalisierung des Strommarktes, die Normenbestimmungen für den Großhandelsmarkt, den freien Netzzugang, die Übertragungs- und Verteilungsentgelte, die Tarife für regulierte Endverbraucher, die Wahrung der Verbraucherinteressen sowie Fragen der vertikalen Desintegration der Elektrizitätswirtschaft.

Planungseinheit im Energieministerium

Die staatlichen Aufgaben wurden mit der Reform des Stromsektors im Wesentlichen auf planende Funktionen eingeschränkt. Für die Analyse des zukünftigen Energiebedarfs und entsprechender Angebotssituationen sowie zur Aufstellung des Nationalen Energieplans ("Plan Energético Nacional") und des Planes zur Erweiterung des Stromsektors ("Plan de Expansión del Sector Eléctrico") ist die Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) im Ministerium für Bergbau und Industrie zuständig. Diese Planung hat jedoch nur noch analytischen Charakter und ist nicht mehr bindende Vorgabe für die Ausbautvorhaben.

6.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Restrukturierung

Mit der Verabschiedung des Gesetzes zur Organisation der öffentlichen Dienstleistungen (Gesetz 142 vom 11.7.1994, Régimen de Servicios Públicos Domiciliarios) und des Elektrizitätsgesetzes 143 vom 11.7.1994 (Ley Eléctrica) wurde eine Reform des Sektors eingeleitet. Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb von Strom wurden getrennt, das frühere regionale Monopol der Versorgungsunternehmen aufgelöst. In Bereichen, in denen kein natürliches Monopol vorliegt, also Erzeugung und Vertrieb, wurde freier Wettbewerb eingeführt, die anderen Bereiche werden staatlich geregelt und überwacht.

Die Betreiber des Verbundnetzes, die regionalen Übertragungsunternehmen (Sistema de Transmisión Regional – STR) und lokale Stromverteiler (Sistema de Distribución Local – SDL) müssen ihre Netze jedem Nutzer und Erzeuger gegenüber öffnen (diskriminierungsfreier Zugang).⁸ Zudem wurde eine umfassende Privatisierung eingeleitet, die alle Bereiche der Stromwirtschaft tangiert und noch nicht abgeschlossen ist. Der Zubau von Kraftwerkskapazitäten steht im Rahmen sonstiger gesetzlicher Regelungen jedem wirtschaftlichen Akteur offen.

Großhandelsmarkt

Erzeuger, deren Anlagen in das nationale Verbundsystem liefern und über mindestens 20 MW verfügen, sind verpflichtet, sich an dem seit 1995 bestehenden Großhandelsmarkt (Mercado de Energía Mayorista – MEM) zu beteiligen (Resolution CREG-054 von 1994).⁹ Die Erzeuger müssen stündliche Gebote für den nächsten Tag an das nationale Dispatchzentrum in Medellín melden und werden entsprechend ihrem Preisangebot in die Lastverteilung aufgenommen. Hierbei gibt es keine Vorzugsbehandlung für bestimmte Kraftwerkstypen.

⁸ Die Zugangsbedingungen für Stromerzeuger sind in der Resolution CREG-030 von 1996 enthalten. Generelle Aussagen zu den gesetzlichen Anforderungen für regionale Stromüberträger und lokale Verteiler enthalten die Resolutionen CREG-003 von 1994 und CREG-099 von 1997.

⁹ Alle Stromhändler, die direkt Endverbraucher mit Strom aus dem Verbundnetz beliefern, sind zu einem Ankauf des Stroms über den MEM verpflichtet. Anlagenbetreiber mit 10 bis 20 MW können sich freiwillig am MEM beteiligen, solche mit weniger als 10 MW sind grundsätzlich vom MEM ausgeschlossen. Selbstversorger können das Verbundnetz nutzen, um Ersatz- oder Zusatzstrom zu erhalten. Betreiber von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen können sich selbst oder andere mit Strom und Wärme für industrielle oder gewerbliche Zwecke beliefern.

Zur Vermeidung einer dominanten Stellung am Markt darf kein Stromlieferant mehr als 20 % der Gesamtzeugung bereitstellen, unter Einbeziehung der Kapitalbeteiligung an anderen Erzeugungsunternehmen. Nachfrager können keine direkten Gebote an den Pool abgeben. Der Poolbetreiber stellt die Angebote der geschätzten Nachfrage gegenüber und bestimmt die stündlichen Poolpreise. Weiterverteiler und zugelassene Großverbraucher können mit den Erzeugern bilaterale Verträge abschließen, die zur Abrechnung beim Poolbetreiber registriert werden müssen.

Der Stromhandel basiert im Wesentlichen auf langfristigen Verträgen. Die kolumbianische Strombörse ist durch eine unsichere und stark schwankende Preissituation gekennzeichnet, die durch die starke Abhängigkeit der Wasserkraft von günstigen Niederschlagsbedingungen bestimmt wird. So liegt der durchschnittliche Preis langfristiger Verträge in trockenen Zeiten regelmäßig unter den Börsen-(Pool-)Preisen, in regenreichen Jahren bzw. Monaten darüber. So lag der mittlere Preis bilateraler Verträge in 2005 bei 2,6 €-ct/kWh (71 Pesos/kWh) und damit niedriger als der Poolpreis, der durchschnittlich 2,8 €-ct/kWh (76,5 Pesos/kWh) betrug. Im feuchten Monat Juni allerdings lag der Poolpreis bei nur 2,1 €-ct/kWh (59,5 Pesos/kWh), während für langfristige Verträge 2,5 €-ct/kWh (68,7 Pesos/kWh) verlangt wurden.

Nicht regulierte Verbraucher

Seit dem 1.1.2000 besteht für alle Endverbraucher mit einem Leistungsbedarf von mindestens 100 kW oder einer Stromabnahme von mindestens 55 MWh/Monat keine Regulierungsbindung mehr, d.h. diese können unmittelbar mit den Erzeugern Strombezugsverträge abschließen.

6.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

In einem Entwicklungsplan für alternative Energien ("Plan de Desarrollo Nacional de las Energías Alternativas") wurden bereits im Jahr 1995 Maßnahmen vorgeschlagen, die zu einer Stärkung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen beitragen sollten. In der Praxis blieben diese Ankündigungen jedoch Lippenbekenntnisse ohne erkennbare Wirkung.

Nationale Energiepläne

Auch der Nationale Energieplan von 1997 ("Plan Energético Nacional") unterstrich die Bedeutung der regenerativen Energien und hob hervor, dass diese zumindest im Bereich der Stromerzeugung bis dato nur sehr unzureichend genutzt wurden. Allerdings wies der Nationale Energieplan von 1997 den erneuerbaren Energiequellen – mit Ausnahme der Großwasserkraft – eher ein Nischendasein im Bereich städtischer oder nicht elektrifizierter Randgebiete oder im Umfeld ländlicher und isolierter Ansiedlungen zu. Dies hat sich auch im Nationalen Energieplan von 2003 nicht geändert, der noch stärker als zuvor eine forcierte Nutzung von Erdgas und Kohle empfiehlt und in Bezug auf erneuerbare Energien lediglich den Ausbau der kleinen Wasserkraft sowie Pilotprojekte im Bereich anderer erneuerbarer Energien nahelegt.

Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien von 2001

Mit dem Gesetz 697 vom 3.10.2001 hat die kolumbianische Regierung einen Rahmen zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen geschaffen, indem die Einrichtung eines Programms zur rationalen Energieverwendung und zum Einsatz regenerativer Energien (Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energía No Convencionales – PROURE) unter Federführung des Ministeriums für Bergbau und Energie vorgesehen wurde.

Im Rahmen dieses Programms sollen auch politische Richtlinien und Strategien sowie Instrumente zur Förderung nicht-konventioneller Energieträger entwickelt werden, wobei der Schwerpunkt auf Regionen liegt, die über keine Stromversorgung verfügen. Unternehmen, die Komponenten zur Nutzung erneuerbarer Energien fertigen oder importieren, sollten besondere Unterstützungen erhalten.

Mit dem Dekret 3683 vom 19.12.2003 wurde das Gesetz zur Umsetzung gebracht. Eingerichtet wurde eine überinstitutionelle Kommission (CIURE), die vom MME geleitet wird und der die Ministerien für Umwelt und Außenhandel, die Regulierungsbehörde CREG, das kolumbianische Institut für Wissenschaft und Technologieentwicklung (Colciencias), die Energieplanungseinheit (UPME) sowie andere eingeladene Institutionen angehören.

Steuerbefreiung

Erste konkrete Fördermaßnahme im Zusammenhang mit PROURE ist eine Regelung im Rahmen des Gesetzes 788 vom 27.12.2002, wodurch der Verkauf von Strom aus Windenergie, Biomasse oder agrarischen Reststoffen für 15 Jahre von der Einkommensteuer befreit wird, sofern die Verkäufer folgende Kriterien erfüllen: Teilnahme am CO₂-Zertifikatehandel gemäß dem Kyoto-Protokoll sowie Reinvestition von mindestens 50% der Verkaufserlöse des Zertifikatehandels in soziale Projekte innerhalb des Versorgungsgebietes des Erzeugungsunternehmens. Laut Artikel 95 ist zudem die Einfuhr von Anlagen und Komponenten, die dem Zertifikatehandel zugute kommen, von der Mehrwertsteuer befreit.

Mit Gesetz 818 und Dekret 3172 von 2003 wurden ferner Steuerabschreibungen für alle Investitionen beschlossen, die dem Umweltschutz dienen. Um sich hierfür zu qualifizieren, muss der Projektentwickler allerdings ein entsprechendes Zertifikat vom Umweltministerium ausgestellt bekommen.

Fonds zur Elektrifizierung netzferner Regionen

Bereits mit dem Gesetz 633 (2000) und dem Dekret 2884 (2001) wurde ein Fonds für die finanzielle Hilfe bei der Elektrifizierung in Zonen außerhalb der Reichweite des Verbundnetzes eingerichtet (FAZNI). Dieser Fonds wird seit Juli 2003 aus der Abgabe von einem Peso auf jede Kilowattstunde, die im Verbundnetz verkauft wird, gespeist und dient auch Projekten, die eine solche Elektrifizierung auf der Basis von erneuerbaren Energien, z.B. durch Installation einer Wasserkraftanlage, realisieren.

Andere Anreizsysteme mit spezifischer Fokussierung auf die Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere für solche Anlagen, die in das Verbundnetz einspeisen, sind bisher nicht in Kraft, da die Regierung vornehmlich auf eine wettbewerbsorientierte Politik in der Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft setzt.

Clean Development Mechanism

Kolumbien hat die Bestimmungen des Kyoto-Protokolls mit dem Gesetz 629, das am 30.11.2001 verabschiedet wurde, in nationales Recht umgesetzt. Seit Mai 2002 ist die Designated National Authority (DNA) beim Ministerium für Umwelt, Wohnen und Landesentwicklung untergebracht. Mit den Resolutionen 1812421 und 1812422 von 2005 wurden die Treibhausgasfaktoren festgelegt, die bei Projekten unterschiedlicher Größenordnung auf der Basis erneuerbarer Energien zur Geltung kommen, wenn diese in das Verbundnetz einspeisen. Es ist erklärtes Ziel, zumindest einen Teil der Investitionen für CDM-Projekte in Vorhaben zur Verbesserung der ländlichen Elektrifizierung unter Nutzung erneuerbarer Energien zu lenken, um so längerfristig unter anderem die geschätzten mehr als 1.000 kleinen Stromgeneratoren auf Dieselsbasis zur Inselversorgung in ländlichen Regionen abzulösen.

Beim CDM-Exekutivboard wurden bislang außer dem Windpark Jepirachi¹⁰ drei Wasserkraftprojekte registriert, und zwar das Projekt Agua Fresca im Departamento Antioquia mit einer Leistung von 7,5 MW und einer jährlichen Erzeugung von 63,3 GWh, das Projekt Santa Ana, das in die Trinkwasserversorgung von Bogotá integriert werden und 13,4 MW leisten soll, sowie zwei Anlagen am Fluss La Herradura ebenfalls im Departamento Antioquia mit einer Leistung von 19,8 bzw. 11,7 MW.

6.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Abgesehen von der Nutzung der Wasserkraft auch im kleineren Maßstab ist die Verbreitung entsprechender Technologien auf Basis erneuerbarer Energien selbst bei der Elektrifizierung ländlicher Regionen in Kolumbien deutlich geringer als in anderen Ländern Lateinamerikas. Dazu haben unter anderem der geringe finanzielle Spielraum des Staates und die teilweise fehlende Kontrolle der Zentralgewalt über weite ländliche Regionen mit beigetragen.

Eine statistische Erfassung der Nutzung erneuerbarer Energien in isolierten Netzen oder zur Selbstversorgung fehlt weitgehend, sodass an dieser Stelle keine genauen Angaben zum Umfang des Einsatzes entsprechender Technologien gemacht werden können. Allerdings enthält der nationale Energieplan von 2003 zumindest eine knappe Einschätzung zur Nutzung erneuerbarer Energien in Kolumbien, worauf die folgenden Angaben teilweise beruhen.

Wasserkraft

Aufgrund der geografischen Gegebenheiten und hoher jährlicher Niederschläge in weiten Teilen des Landes bietet Kolumbien sehr gute Bedingungen für die Nutzung von Wasserkraft. Anfang 2007 erarbeiten UPME und das nationale meteorologische Institut IDEAM¹¹ einen ersten hydroenergetischen Atlas.

Im Jahre 2005 war Wasserkraft im Bereich der Stromerzeugung sowohl in Bezug auf die installierte Kapazität (67 %) als auch hinsichtlich der Stromproduktion (rund 82 %) der mit Abstand wichtigste Energieträger. Die Nutzung von Wasserkraft zur Stromerzeugung findet in Kolumbien etwa seit 1920 statt; man versorgte auf diesem Weg zunächst Siedlungen an der Atlantikküste mit Strom. In den 1960er Jahren deckte die Mehrheit der größeren Gemeinden im Landesinneren ihren Strombedarf mittels Eigenerzeugung in Form von Kleinwasserkraftwerken.

Das älteste im Verbundnetz betriebene Wasserkraftwerk stammt von 1957. Ab den 1960er Jahren entstanden dann zahlreiche Großprojekte mit oftmals weit reichenden sozialen und ökologischen Auswirkungen sowie der Notwendigkeit, ausländisches Kapital einzubinden. Dies und der fortschreitende Anschluss der Städte und Gemeinden an das Verbundnetz hatte die Stilllegung der Mehrzahl kleiner Wasserkraftanlagen zur Folge, die sich nicht mehr rentabel betreiben ließen. Als größte Anlage wurde 1988 das Wasserkraftwerk San Carlos in der Provinz Antioquia mit 1.240 MW in Betrieb genommen. Seit Anfang dieses Jahrzehnts sind drei weitere Großanlagen mit Leistungen zwischen 344 und 411 MW hinzugekommen.

Aufgrund des hohen Anteils des Stromsektors an der Auslandsverschuldung, der gestiegenen Kosten der Stromübertragung und -verteilung sowie verstärkten Bemühungen hinsichtlich der ländlichen Elektrifizierung wird eine Revitalisierung der Kleinwasserkraft¹² angestrebt. Ende 2005 befanden sich knapp 400 MW Kapazität verteilt auf gut 70 Erzeugungsstätten im Verbundnetz.

10 Siehe Abschnitt "Windenergie".

11 Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.

12 Unter 20 MW.

Windenergie

In 2006 wurde von UPME und dem meteorologischen Institut IDEAM ein erster Windatlas vorgelegt, der auf Langzeitmessungen an mehr als 100 Referenzstandorten beruht. Kolumbien verfügt regional über gute bis sehr gute Windbedingungen. Als attraktivste Windregion gilt die Halbinsel La Guajira im äußersten Norden Kolumbiens mit mittleren Windgeschwindigkeiten von bis zu 11 m/s in 10m Höhe. Auch der Küstenstreifen südwestlich hiervon in den Departamentos Magdalena und Atlántico weist gute Standorte zur Windnutzung auf. Günstige Windregime zeigen außerdem die Bergregionen in den Departamentos César, Norte de Santander und Santander und die Karibikinseln San Andrés und Providencia.

Das bisher einzige in Betrieb befindliche Windkraftprojekt Kolumbiens ist das Jepírachi-Vorhaben des Erzeugungs- und Versorgungsunternehmens Empresas Públicas de Medellín (EPPM) in der Region Alta Guajira an der Karibikküste, das mit Unterstützung der GTZ realisiert wurde. Der Standort befindet sich in der Nähe des Steinkohlehafens Puerto Bolívar mit Zugang zum nationalen Hochspannungsnetz. EPPM prüft derzeit auch die Errichtung eines zweiten Windparks in etwa gleicher Größenordnung, der unweit des ersten Standortes errichtet werden würde.

Jepírachi-Windpark

Der Jepírachi-Windpark wurde im Dezember 2003 in Betrieb genommen und verfügt über 19,5 MW Leistung (bestehend aus 15 Starkwindanlagen vom Typ N 60 der Firma Nordex). Der Jahresertrag wurde mit 68 GWh erwartet, entsprechend einem Leistungsfaktor von 40%. Dabei wurde aufgrund von Windmessungen von einer mittleren Geschwindigkeit von fast 10 m/s in 50 m Höhe ausgegangen. Allerdings lieferte der Park im Jahr 2004 nur knapp 52 GWh und im Jahr 2005 lediglich 49,5 GWh. Die Verfügbarkeit der Anlagen war aufgrund technischer Probleme durch hohe Temperaturen sowie durch Netzinstabilitäten zeitweilig erheblich eingeschränkt.

Zur Errichtung des Windparks investierte EPPM 27,8 Mio. US\$. Das Projekt wird finanziell durch die Weltbank im Rahmen des "Prototype Carbon Fund" (PCF) mit bis zu 3,2 Mio. US\$ für die Vermeidung von insgesamt 800.000 t CO₂-Emissionen bis 2012 unterstützt.¹³ Die Auszahlung dieses Zuschusses erfolgt dabei in regelmäßigen Abständen nach Vorlage von Emissionszertifikaten durch EPPM beim PCF gemäß den CDM-Anforderungen. Die Stromerzeugungskosten werden trotz der guten Windverhältnisse auf rund 49 US\$/MWh veranschlagt, was sich auch durch die Kosten des Netzanschlusses über eine 8 km lange Trasse erklärt. Um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, wurde der Windpark zudem vom kolumbianischen Wissenschafts- und Technologierat COLCIENCIAS als "technisches Innovationsprojekt" anerkannt, was EPPM erlaubte, die Investitionskosten mit dem zu versteuernden Gewinn zu verrechnen.

GTZ-Aktivitäten im Rahmen des TERNA Programms

Die Vorbereitung des seit 1998 in Planung befindlichen Vorhabens wurde im Rahmen des TERNA-Programms von der GTZ unterstützt. Seit Mai 2000 betrieb EPPM eine Windmessstation nahe dem vorgesehenen Standort. Nach dreijährigen Windmessungen wurde für die Guajira-Region ein nutzbares Windpotenzial von rund 5 GW ermittelt. Die GTZ hat EPPM bei der Auswahl des Standortes, bei den Windmessungen und bei der Bewertung der technischen und finanziellen Möglichkeiten im Rahmen von Windertrags- und Machbarkeitsstudien unterstützt. Zudem hat die GTZ EPPM bei der Erstellung und Auswertung der Ausschreibung des Windparks beraten. Im Dezember 2003 wurden die ersten Anlagen des 19,5-MW-Windparks in Betrieb genommen.

¹³ Dazu hatte UPME gemeinsam mit dem kolumbianischen Umweltministerium die notwendigen Berechnungen zum Verkauf von Emissionszertifikaten durchgeführt und dem PCF vorgelegt. Der PCF billigte anschließend sowohl die zugrunde gelegte Berechnungsmethode als auch das daraus resultierende Reduktionsvolumen.

Biomasse

Kolumbien verfügt über reiche Ressourcen an Biomasse, die energetisch genutzt werden könnten. Allerdings gibt es bislang keine systematische Erfassung dieser möglichen Energieträger. Für 2007/08 sehen UPME, IDEAM und COLCIENCIAS die Erarbeitung eines ersten Atlas zur Erfassung der Energiepotenziale aus Biomasse vor.

Der (dokumentierte) Beitrag der Biomasse zur Stromproduktion in Kolumbien ist bisher sehr gering. Als Rohstoff dient hierzu meist Bagasse aus Zuckerrohr, die in der Regel in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zum Einsatz kommt. Die kumulierte Leistung dieser Anlagen liegt bei etwa 25 MW. Zählt man auch zugefeuerte Biomasse zur Stromerzeugung hinzu (etwa Bagasse in Kohlekraftwerken), erhöht sich die Kapazität um ca. 100 MW. Darüber hinaus werden verschiedene agroindustrielle Reststoffe wie Trester, Schalen von Reis oder anderem Getreide zur Wärmegewinnung eingesetzt.

Solarenergie

In 2005 wurde von UPME und dem meteorologischen Institut die Neufassung eines Solaratlas vorgelegt, der erstmals 1993 publiziert wurde. Kolumbien verfügt demnach über hervorragende solare Einstrahlungsbedingungen mit Werten zwischen 4,0 und 4,25 kWh/m² pro Tag in den südwestlichen Landesteilen sowie an der Pazifikküste und zwischen 5,5 und 5,75 kWh/m² pro Tag in der Region Guajira. Dies entspricht 58-84 % der Werte von Saudi-Arabien, dem Land mit der höchsten Sonneneinstrahlung weltweit. Trotzdem kommt dem Einsatz der Solarenergie zur Stromgewinnung durch Solar-Home-Systeme (SHS) selbst in entlegenen Gebieten Kolumbiens oder zur Warmwasserbereitung durch Solarkollektoren bisher nur marginale Bedeutung zu.

Laut Nationalem Energieplan von 2003 sind bisher nur rund 2 MW an Photovoltaikleistung in Kolumbien in Betrieb. Eine größere Photovoltaikanlage wurde 1995 im Bezirk Vichada zur Versorgung einer kleinen Ansiedlung mit Schule und Gesundheitsposten installiert. Im Oktober 2003 veranlasste der Energieversorger Empresa Antioqueña de Energía S.A. (EADE), ein Tochterunternehmen der Empresas Públicas de Medellín (EPPM), eine Ausschreibung von 60 kleinen PV-Systemen für Dorfschulen in seinem Versorgungsgebiet. Jede Anlage konnte zu einem Preis von 500.000 Pesos (etwa 156 €) erworben werden. Mit dieser Maßnahme wollte EADE vor allem das Interesse an SHS wecken.

Geothermie

Trotz mehrerer Vorstudien zur Nutzung der Geothermie innerhalb der letzten 35 Jahre und ersten Probebohrungen des Unternehmens Geoenergía Andina S.A. (GESA) im Jahre 1997 wurde das Erdwärmepotenzial Kolumbiens bisher kaum genutzt. Der Grund hierfür liegt vor allem in der Verfügbarkeit anderer heimischer Energieressourcen, insbesondere der Kohle. Gegenwärtig besteht die einzige Form der Nutzung geothermischer Vorkommen in Kolumbien in der Verwendung heißen Quellwassers für den Betrieb von Heilbädern.

6.6 Ländliche Elektrifizierung

In den vom Verbundnetz erreichten Zonen (zonas interconectadas) liegt die Anzahl der angeschlossenen Stromkunden bei 90 % und soll bis 2019 auf annähernd 100 % erhöht werden. In den verbundnetz-fernen Regionen (zonas no interconectadas – ZNI) liegt der Elektrifizierungsgrad derzeit bei 75,5 %.

1999 hat das Ministerium für Bergbau und Energie mittels des Instituts für Planung und Förderung von Energielösungen für netzferne Regionen (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas – IPSE)¹⁴ die Durchführung von 93 Projekten zur ländlichen Elektrifizierung eingeleitet. Diese Projekte konzentrieren sich auf die Erweiterung bestehender Netze und den Aufbau von Insellösungen, vornehmlich durch Installation von Dieselgeneratoren.

Inzwischen wird in Zusammenhang mit dem Programm PROURE von einem verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien auch zur ländlichen Elektrifizierung gesprochen, allerdings kommt die Umsetzung nur schleppend voran.

Währungskurs (Februar 2007):
 100 Kolumbianische Pesos (COP) =
 0.03605 Euro (EUR)
 1 EUR = 2.774 COP

6.7 Literatur

- MME:
Atlas de Radiación Solar de Colombia, Bogotá 2005
- Energy Information Administration (US Department of Energy):
Country Analysis Briefs Colombia, June 2006
- Interconexión Eléctrica S.A. (ISA):
Informe anual 2005
- Korneffel, Peter: Großer Bruder Wind, in: Neue Energie, 2003 (8), S. 80-84
- Larsen, Erik; Dyner, Isaac; Bedoya, Leonardo; Franco, Carlos Jaime:
Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead, in: Energy Policy 2003, article in press
- Rodríguez M., Humberto (Universidad Nacional de Colombia):
Generación de Energía Eléctrica en la Costa Atlántica con Aerogeneradores, Bogotá, o.D.
- MME/UPME:
Boletín Estadístico de Minas y Energía 1999-2005
- UPME:
Informe de Gestión 2005
- UPME:
Manual de Aplicación de la Energía Eólica, Bogotá 2006
- UPME:
Plan Energético Nacional 2003-2020
- UPME:
Plan de Expansión de Referencia – Generación, Transmission, 2006-2020

6.8 Kontakte

Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)

Carrera 50 No. 26-00

Bogotá

Tel. +57 (1) 222 06 01

Fax +57 (1) 221 95 37

E-Mail: info@correo.upme.gov.co

www.upme.gov.co

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Carrera 7 No. 71-52

Bogotá

Tel. +57 (1) 312 20 20

Fax +57 (1) 312 19 00

E-Mail: creg@creg.gov.co

www.creg.gov.co

Interconexion Electrica S.A. E.S.P (ISA)

Calle 12 Sur No. 18-168

Medellín

Tel. +57 (4) 325 22 70

Fax +57 (4) 317 08 48

E-Mail: isa@isa.com.co

www.isa.com.co

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EEPPM)

Unidad Planeación Generación Eléctrica

Carrera 58 No. 42-125

Medellín

Tel. +57 (4) 380 42 30

Fax +57 (4) 380 67 95

E-Mail: acalle@eeppm.com

www.eeppm.com

Deutsch-Kolumbianische Industrie- und Handelskammer

Cámara de Industria y Comercio Colombo-Alemana

Post: Apartados Aéreos 91 527, 91 528

Büro: Carrera 13 No. 93-40, piso 4

Bogotá

Tel. +57 (1) 623 33 30

Fax +57 (1) 623 33 08

E-Mail: gerencia@ahk-colombia.com

www.ahk-colombia.com

Botschaft der Republik Kolumbien

Kurfürstenstraße 84

10787 Berlin

Tel. +49 (30) 26 39 61-0

Fax +49 (30) 26 39 61-25

E-Mail: info@embajada-colombia.de

www.embajada-colombia.de

Botschaft der Bundesrepublik Deutschland

Carrera 69 No. 25B-44

Edificio "World Business Port", Piso 7

Bogotá

Tel. +57 (1) 423 26 00

Fax: +57 (1) 429 31 45

www.bogota.diplo.de

7 Mexiko

7.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Die Gesamtkapazität aller Stromerzeuger in Mexiko (inkl. Export) lag Ende 2005 bei 53.858 MW (+0,6% gegenüber dem Vorjahr). Daran hatten die staatlichen Versorger Comisión Federal de Electricidad (CFE) und Luz y Fuerza del Centro (LFC) einen Anteil von etwa 70% bzw. 1,6% (zusammen 38.247 MW), unabhängige Stromversorger von rund 15%, Eigenerzeuger und Heizkraftwerke¹ von 11% (zusammen 7.236 MW) sowie Export von 2,5%.

Öffentliche Versorgung

Die Erzeugungsleistung für die öffentliche Versorgung (ohne Selbstversorgung und KWK aber inkl. der von den staatlichen Versorgern unter Vertrag genommenen unabhängigen Stromproduzenten) lag Ende 2005 bei 46.534 MW, verteilt auf 192 Kraftwerksstandorte. Hierzu trugen unabhängige Stromproduzenten mit Lieferverträgen knapp 18% bei (8.287 MW, ausschließlich aus GuD-Kraftwerken). Der Erzeugungspark setzte sich zu 23% aus Wasserkraftwerken, zu 28% aus gasbefeuerten GuD-Kraftwerken, zu 47% aus anderen thermischen Kraftwerken und zu 2% aus Geothermie und Windkraft zusammen. Die Gesamtleistung verringerte sich in 2005 leicht gegenüber dem Vorjahr. Die Spitzenlast im nationalen Verbundnetz der öffentlichen Versorgung (SIN²) lag in 2005 bei 31.268 MW.

	2001	2002	2003	2004	2005
Dampfkraftwerke	14.283	14.283	14.283	13.983	12.935
GuD-Kraftwerke	5.188	7.343	10.604	12.401	13.256
Gasturbinen	2.381	2.890	2.890	2.818	2.599
Dieselgeneratoren	143	144	143	153	182
Kombikraftwerke	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100
Wasserkraft	9.619	9.608	9.608	10.530	10.536
Geothermie	838	843	960	960	960
Windkraft	2	2	2	2	2
Kernkraft	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365
Kohle	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600
Gesamt	38.519	41.178	44.554	46.552	46.534

Tab 1: Erzeugungskapazität – öffentliche Stromversorgung Mexiko (CFE, LFC und unabhängige Stromlieferanten); 2001–2005; MW³

Der Leistungszuwachs in den letzten Jahren ist vor allem auf den Markteintritt unabhängiger Erzeugungsunternehmen zurückzuführen, die sich fast ausschließlich in ausländischem Besitz befinden.

Stromerzeugung

Die Gesamtstromerzeugung betrug 248,0 TWh in 2005. Dazu trugen die Versorger CFE und LFC 69,2% bei, die unabhängigen Stromproduzenten 19,1%, Selbstversorger 5,8%, industrielle Heizkraftwerke 2,9%, Export 2,5% und Eigenerzeuger mit Altverträgen (usos propios continuos) 0,6%.

1 Heizkraftwerke dienen in der Regel ebenfalls der Eigenversorgung bzw. der direkten Strom- und Wärmelieferung industrieller Abnehmer insbesondere in der Erdölindustrie, werden jedoch statistisch getrennt erfasst.

2 SIN = Sistema Interconectado Nacional, Verbundsystem ohne die unabhängigen Netze von Baja California (Lastspitze 1.909 MW in 2005), Baja California Sur (264 MW) und Inselnetze (24 MW).

3 Quelle: SENER, Balance nacional de energía 2005, México D.F. 2006.

Die Bruttostromproduktion der öffentlichen Versorgung lag in 2005 bei 219,0 TWh (plus 5,0% gegenüber dem Vorjahr), 71% davon lieferten fossil befeuerte Kraftwerke. 21,6% (47,4 TWh) wurde von unabhängigen Stromproduzenten bereit gestellt (gegenüber nur 0,6% in 2000). Die Bruttoerzeugung aus Kraftwerken von CFE und LFC betrug in 2005 knapp 171,7 TWh. Insbesondere der Beitrag von gasbetriebenen GuD-Kraftwerken zur Stromerzeugung hat sich in den letzten Jahren stark erhöht (von 9% in 2000 auf mehr als 33% in 2005) und wird auch in den kommenden Jahren weiter zunehmen. Nach dem letzten Ausbauplan soll allerdings versucht werden, den Gasanteil bei der Erzeugungskapazität auf 50% zu begrenzen.

Stromübertragung und -verteilung

Das Hochspannungsnetz zur Stromübertragung (> 150 kV) im Besitz von CFE erstreckte sich Ende März 2006 über knapp 46,700 km. Das gesamte Übertragungsnetz befindet sich gemeinsam mit dem Verteilungsnetz zu 96% im Besitz von CFE und zu 4% im Verantwortungsbereich von LFC. Die Netze der Provinzen Baja California und Baja California Sur sind nicht mit dem nationalen Verbundnetz gekoppelt. Außerdem werden in abgelegenen Regionen noch einige isolierte Netze betrieben.

	2002		2003		2004		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Dampfkraftwerke	79.820	39,7	74.501	36,6	66.346	31,8	65.111	29,7
GuD-Kraftwerke	44.836	22,3	54.960	27,0	72.396	34,7	73.381	33,5
Gasturbinen	6.434	3,2	6.921	3,4	2.712	1,3	1.385	0,6
Motoren	0	0	0	0	626	0,3	780	0,4
Kombikraftwerke	13.873	6,9	13.842	6,8	7.928	3,8	14.275	6,5
Wasserkraft							27.609	12,6
Geothermie	30.360	15,1	26.055	12,8	31.504	15,1	7.299	3,3
Windkraft							5	0,0
Kernkraft	9.651	4,8	10.585	5,2	9.180	4,4	10.805	4,9
Kohle	16.085	8,0	16.692	8,2	17.943	8,6	18.380	8,4
Gesamt	201.059	100,0	203.555	100,0	208.634	100,0	219.000	100,0

Tab 2: Bruttostromerzeugung für die öffentliche Versorgung; Mexiko; GWh, %; 2002–2005

Verluste

Die Verluste im Bereich Übertragung und Verteilung sind hoch und lagen im Jahr 2005 bei zusammen 17,8%. Für das Verteilungsnetz von LFC werden für 2005 Verluste von mehr als 30% angegeben. Dabei dürften insbesondere nicht-technische Verluste eine Rolle spielen.

Export und Import von Strom

Ein Stromaustausch besteht über mehrere Verbindungen mit den US-amerikanischen Bundesstaaten Kalifornien, Texas und Arizona im Norden sowie über eine Verbindung mit Belize im Süden. Eine weitere geplante Trasse nach Guatemala ist bislang nicht fertig gestellt. Der Stromhandel erreichte in 2005 bei Exporten von knapp 1.300 GWh und nur geringfügigen Importen (93 GWh) einen deutlichen Bilanzüberschuss. Seit 2000 ist der Stromimport signifikant zurückgegangen, während andererseits der Export im selben Maße wuchs.

Stromverbrauch

Inklusive Eigenerzeugung lag der nationale Stromverbrauch in 2005 bei 191,3 TWh und damit um 4 % höher als im Vorjahr. Von CFE und LFC zusammen wurden in 2005 rund 169,8 TWh Strom verkauft. Der mittlere Zuwachs beim Stromverbrauch (öffentliche Versorgung) lag im Zeitraum 1995-2005 bei 4,7 % pro Jahr und damit deutlich über dem Anstieg des Bruttoinlandprodukts von im Mittel 2,7 %. Seit 2000 ist der Stromverbrauch allerdings nur noch verhalten gestiegen. Während die etwa 25,5 Mio. privaten Haushalte in 2005 ein Viertel des Strombedarfs konsumierten, flossen fast 60 % der Elektrizität in den Verbrauch von nur 181.000 industriellen Kunden⁴ sowie rund 8 % in den Bereich Handel und etwa 5 % in den landwirtschaftlichen Sektor.

	Kunden	Stromverkauf		Mittlerer Verbrauch	Mittlere Preise
	Anzahl in Tausend	TWh	%	kWh/Kunde	€-ct/kWh
Haushalte	ca. 25.500	42,5	25,0	1.670	6,4
Handel	3.056	13,0	7,7	4.250	10,2
Dienstleistungen	158	6,4	3,8	40.500	14,6
Landwirtschaft	107	8,1	4,8	75.700	3,1
Mittlere Industrie	181	61,9	36,5	551.000	7,5
Großindustrie		37,8	22,3		5,4
Gesamt	ca. 29.000	169,8	100,0	5.855	7,0

Tab 3: Stromverbrauch und mittlere Preise der öffentlichen Versorgung in Mexiko; 2005; TWh; %; €-ct/kWh⁵

Weitere 21,6 TWh Strom wurden in 2005 aus der Eigenerzeugung bezogen und verbraucht.

Strompreise

Die Stromtarife für Endkunden werden vom Wirtschaftsministerium festgelegt und monatlich in Bezug auf die Inflationsrate und die Entwicklung der Brennstoffpreise angepasst. Sie lagen im Mittel des Jahres 2005 durchschnittlich bei umgerechnet 7,0 €-ct/kWh. Im Laufe des Jahres 2006 wurden die Tarife außer für Haushalte, Landwirtschaft und Großindustrie in allen Verbrauchssektoren deutlich angehoben. Im Bereich Gewerbe, für den die höchsten Strompreise verlangt werden, lagen sie im Oktober 2006 bereits im Schnitt bei über 20 €-ct/kWh.

Haushalte mit niedrigem Verbrauch und die Landwirtschaft (Bewässerung) genießen tarifliche Privilegien. Die Haushaltstarife sind progressiv gestaffelt und variieren je nach Verbrauchs- und Klimazone. Sie lagen in 2005 im Mittel bei 6,5 €-ct/kWh. Beim industriellen Verbrauch, dessen mittlerer Strompreis dem der Haushalte fast gleicht, werden je nach Region unterschiedliche Leistungstarife fällig. Auch wird für die abgenommene Arbeit nach Verbrauchszeiten im Tagesverlauf unterschieden, für die ebenfalls nach Regionen differenzierte Tarife zu zahlen sind. Keinerlei tarifliche Festlegungen bestehen für netzferne Regionen mit eigenständiger Stromversorgung.

⁴ Dazu addiert sich der wachsende Anteil von Selbstversorgung in diesem Bereich.

⁵ Datenquelle: CFE, SENER.

Insgesamt sind die Tarifeinnahmen trotz Anpassungen nach wie vor nicht kostendeckend, sodass von staatlicher Seite hohe Subventionen in die Elektrizitätswirtschaft fließen, die vor allem ärmeren Bevölkerungsschichten und der Landbevölkerung zugute kommen. So lag beispielsweise der Kostendeckungsgrad bei Haushalten in 2002 trotz Tarifierhöhungen für CFE bei nur 50%, im Fall von LFC betrug er sogar nur 34%. In 2005 deckten die Einnahmen von CFE und LFC insgesamt nur 67% der Erzeugungskosten. Zum Ausgleich wurden im gleichen Jahr etwa 6,5 Mrd. € (93 Mrd. Pesos) Subventionen aus dem Staatsbudget gezahlt, die zu zwei Dritteln die durch die niedrigen Haushaltstarife verursachten Defizite ausgleichen mussten.

Ausbauplanung

Das Energieministerium prognostiziert die Zuwachsrate beim nationalen Strombedarf zwischen 2005 und 2015 auf im Mittel 4,8% pro Jahr, d.h. von 191,3 TWh⁶ im Jahr 2005 auf 304,7 TWh im Jahr 2015, davon 279 TWh für die öffentliche Versorgung. Um mit dieser Entwicklung Schritt zu halten, müsste die Stromerzeugungskapazität für die öffentliche Versorgung im gleichen Zeitraum um rund 20 GW bzw. um fast 40% gegenüber 2005 auf 66.600 MW im Jahr 2015 zunehmen. Zur Abdeckung des Mehrbedarfs und als Ersatz für stillzulegende Kraftwerke wären innerhalb des Planungszeitraums 24 GW zuzubauen, darunter unter anderem mehr als 11.000-MW-GuD-Kraftwerke und rund 2.400-MW-Wasserkraftwerke.⁷ Bestandteil des Zubauplans sind auch sechs Windparks in Oaxaca mit zusammen rund 600 MW.

7.2 Marktakteure

Energieversorgungsunternehmen CFE und LFC

Fast der gesamte Stromsektor Mexikos wird seit der Nationalisierung im Jahr 1960 von den staatlichen Versorgern Comisión Federal de Electricidad (CFE) mit derzeit knapp 24 Mio. Kunden und Luz y Fuerza del Centro (LFC) mit gut 5 Mio. Kunden beherrscht (2005). CFE und LFC sind entweder selbst Eigentümer der Kraftwerke oder vereinbaren mit privaten Anlagenbetreibern Stromlieferverträge über längere Zeiträume. Daneben haben in den vergangenen zehn Jahren vor allem industrielle Verbraucher Erzeugungsanlagen zur Eigenversorgung installiert.

CFE deckt etwa 92% des gesamten nationalen Strombedarfs⁸, LFC – mit Kunden vorwiegend in der Hauptstadt – trägt weniger als 1% bei. CFE hatte Ende September 2006 eine Leistung (inkl. unabhängiger Lieferanten) von 46.672 MW.⁹ LFC verfügte im April 2006 nur über knapp 880 MW Erzeugungskapazität (281 MW Wasserkraft, 224 MW thermische Kraftwerke, 374 MW Gasturbinen), beliefert aber in Mexiko-Stadt und den Nachbarregionen mehr als ein Sechstel aller Stromkunden im Land. Der hierfür benötigte Strom wird von CFE zugekauft.

Neben den beiden staatlichen Versorgern, die vertikal integriert sind, und den unabhängigen Stromproduzenten, die ausschließlich die öffentliche Versorgung von CFE bedienen, sind weitere Akteure auf dem mexikanischen Strommarkt nur im Rahmen der Eigenversorgung bei der Versorgung abgelegener Kommunen und zum Export von Elektrizität tätig. Ein Großteil dieser sonstigen Stromerzeugung entfällt auf die staatliche Erdölgesellschaft Petróleos Mexicanos (Pemex) mit etwa 4% der Gesamtstromproduktion¹⁰ und auf private Erzeuger (3%).

6 Öffentliche Versorgung und Eigenversorgung.

7 Mexikos Energiepolitik sieht einen weiteren Umbau zahlreicher Kraftwerke von Erdöl- auf Erdgasfeuerung vor. Neue Kapazitäten werden vornehmlich mit Erdgas betrieben. Der Anteil von Erdgas an der gesamten Stromerzeugung soll sich nach derzeitigen Prognosen bis 2010 auf 52% erhöhen. Dazu kommen etwa 4.300 MW Zuwachs bei Selbstversorgern und in Kraft-Wärme-Kopplung.

8 Die Bruttostromerzeugung im Jahr 2005 betrug 215,6 TWh incl. Lieferung unabhängiger Produzenten.

9 Davon 9.266 MW unabhängige Stromerzeuger.

10 Pemex hat alleine etwa 2.100 MW Kraftwerkskapazität installiert.

Weitere Akteure

Staatliche Institutionen

Die Leitlinien der Energiepolitik sowie Zukunftsstrategien und Projektionen für den Elektrizitätsbereich werden vom Energieministerium (Secretaría de Energía – SENER) ausgearbeitet, das auch die Tarifpolitik beaufsichtigt. Konkrete Ausbauplanungen für den Strombereich auf der Umsetzungsebene werden von der CFE entwickelt, die dem Ministerium untersteht.

Alle Anlagen zur Stromerzeugung von Selbstversorgern und unabhängigen Produzenten müssen von der Regulierungsbehörde für Energie (Comisión Reguladora de Energía – CRE) genehmigt werden, die dem Energieministerium zugeordnet und auch für den Gassektor zuständig ist.¹¹ Bis Ende 2005 hatte CRE insgesamt 494 Stromerzeugungsgenehmigungen über insgesamt 21.733 MW erteilt. Davon befanden sich 463 Anlagen (knapp 94 %) mit einer Gesamtleistung von 16.800 in Betrieb. Leistung und Stromerzeugung von Selbstversorgern und unabhängigen Produzenten lagen in 2005 jeweils bei knapp 44 % der für CFE und LFC genannten Daten, womit die Bedeutung dieses Bereichs für die mexikanische Elektrizitätswirtschaft unterstrichen wird.

Wesentliche forschungs- und studienbezogene Aufgaben erfüllt das Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), das innerhalb der "Division de Energías Alternas" über ein Referat für Geothermie (Gerencia de Geotermia) sowie über ein Referat für nicht-konventionelle Energien (Gerencia de Energías No Convencionales) verfügt. Letzteres beschäftigt sich vor allem mit Windenergie, Biomassennutzung und ländlicher Elektrifizierung durch Einsatz von Photovoltaik.

7.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Mit der Novellierung des Gesetzes für die öffentliche Stromversorgung von 1992 und der zugehörigen Verordnung wurde die öffentliche Stromversorgung als exklusives Recht staatlicher Unternehmen bestätigt.¹² Das Recht zur Übertragung und Verteilung von Elektrizität und zum Verkauf an Endverbraucher ist ausschließlich den beiden staatlichen Versorgern vorbehalten.

Beteiligung des Privatsektors

Erstmals wurden jedoch mit der Novellierung Investitionen des Privatsektors bei der Stromerzeugung zugelassen, nachdem die öffentlichen Investitionen in den Stromsektor Ende der 1980er Jahre deutlich zurückgegangen waren. Private Unternehmen können damit tätig werden im Falle der Eigenversorgung, bei Kraft-Wärme-Kopplung,¹³ als Kleinproduzenten (≤ 30 MW), als unabhängige Stromerzeuger,¹⁴ zur Versorgung abgelegener Kommunen mit weniger als 1 MW Leistungsbedarf (s. Kapitel zur ländlichen Elektrifizierung) sowie beim Stromexport und -import zum Eigenverbrauch.

Seit 2000 ist zudem die Betriebsführung von öffentlich finanzierten Kraftwerken sowie der Bau und Betrieb von privat finanzierten Kraftwerken durch unabhängige Stromproduzenten möglich, sofern diese ausschließlich die öffentliche Versorgung bedienen. Dadurch konnten in den letzten Jahren erhebliche Investitionen aus dem Privatsektor mobilisiert werden. Mitte 2006 wurden bereits 19 Kraftwerke von unabhängigen Produzenten betrieben.

Alle Pläne zur Erweiterung der Versorgungskapazitäten von CFE müssen vom Energieministerium bewilligt werden. Dieses kann zur Einbindung von unabhängigen Stromproduzenten mit einer Mindestkapazität von 30 MW die Durchführung einer Ausschreibung anordnen. Strombezugsverträge, die im Zuge der Ausschreibungen abgeschlossen werden, haben eine Laufzeit von 20 bis 25 Jahren.

11 Die Aufgaben sind im Ley de la Comisión Reguladora de Energía vom 31.10.1995 definiert (letzte novellierte Fassung vom 23.1.1998).

12 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, Diario Oficial de la Federación de 23 de Diciembre de 1992; Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, Diario Oficial de la Federación de 31 de Mayo de 1993.

13 Kraft-Wärme-Kopplung wird in Mexiko vorwiegend im Bereich der Erdölindustrie eingesetzt.

14 Als unabhängige Stromerzeuger gelten nur Anlagen mit mehr als 30 MW, die ausschließlich zum Verkauf an CFE oder für den Export produzieren.

Eigenversorgung und Kleinproduzenten

Erlaubt ist auch die industrielle, gewerbliche und kommunale Eigen- bzw. Selbstversorgung durch private Stromproduzenten. In jedem Fall muss allerdings der Stromabnehmer (also z.B. eine Kommune) zumindest pro forma mit an der stromproduzierenden Gesellschaft beteiligt sein. Dabei besteht auch die Möglichkeit einer Nutzung des öffentlichen Übertragungsnetzes, falls der Erzeugungsstandort entfernt vom Verbrauchsort liegt. Zur Eigenversorgung können mehrere Unternehmen auch ein gemeinsames Tochterunternehmen gründen. Nicht für die eigene Versorgung zum Zeitpunkt der Erzeugung genutzter Strom kann optional zu 85 % der kurzfristigen Grenzkosten (der effizientesten Erzeugungseinheit) an die CFE verkauft, oder in einen virtuellen Speicher eingespeist und zu einem späteren Zeitpunkt in gleichem Umfang von CFE bezogen werden. In den letzten Jahren hat vor allem die Eigenversorgung im Dienstleistungsbereich erheblich zugenommen.

Alleiniger Ankäufer von Überschussstrom ist die CFE. Umgekehrt sind die Eigenversorger im Falle eines Ausfalls ihrer Anlagen darauf angewiesen, Reservestrom bei CFE zu kaufen.

Nach einer Neuregelung vom Mai 2001 sind Selbstversorger mit Anlagen über 40 MW berechtigt, die Erzeugung aus bis zu 50% ihrer Kapazität in das öffentliche Netz einzuspeisen. Betreiber von weniger als 40 MW können bis zu 20 MW der öffentlichen Versorgung zur Verfügung stellen.¹⁵ CFE muss den gelieferten Strom zu 85 % der kurzfristigen Grenzkosten der effizientesten Erzeugungseinheit im System abnehmen. Sobald die Erzeugungsgenehmigung vorliegt, kann der Anlagenbetreiber mit CFE ein Netzanschlussabkommen abschließen, für das im Jahr 2001 ein Regelwerk aufgestellt wurde (Resolution 140/2001).

Kleinproduzenten verkaufen ihren Strom ausschließlich an CFE oder LFC und erhalten keine Vergütungen für gesicherte Leistungen. Kleinproduzenten bis zu 1 MW können auch Strom an Inselnetze liefern.¹⁶

Beteiligung ausländischer Firmen

In den Sektoren der Stromwirtschaft, die nicht direkt zur öffentlichen Stromversorgung gehören, können sich ausländische Firmen zu 100 % beteiligen. Bei mehr als 49 % ist allerdings die Zustimmung der Comisión Nacional de Inversiones Extranjeras (Nationale Kommission für Auslandsinvestitionen) erforderlich.

Weitergehende Reform des Elektrizitätssektors

Einvernehmen besteht darin, dass das Kapital für den weiteren Ausbau des Stromsektors nur mit Hilfe der Privatwirtschaft aufgebracht werden kann. Ein Gesetzespaket zur Reform der Elektrizitätswirtschaft und zur weiteren Öffnung in Richtung privater Stromerzeugung wurde dem Senat von Seiten der Regierung im August 2002 vorgelegt. Im Zentrum der Neustrukturierung standen die Schaffung eines Großhandelsmarktes sowie die Trennung ("unbundling") von Übertragung und Verteilung. Auch die Aufgaben der Regulierungsbehörde sollten in diesem Zusammenhang neu geordnet werden. CFE sollte in eine Holdinggesellschaft umgewandelt werden und im Wesentlichen für das Übertragungsnetz und die verbleibenden Kraftwerke verantwortlich sein, während die Zulassung von privaten Konzessionären auch auf der Verteilungsebene ernsthaft erwogen wurde.

Das Vorhaben stieß jedoch im Kongress auf erheblichen Widerstand und konnte während der Regierungszeit von Präsident Fox (bis 2006) nicht umgesetzt werden, obwohl eine Privatisierung der beiden staatlichen Versorgungsunternehmen ausdrücklich ausgeschlossen wurde. Befürchtet wird insbesondere eine wachsende ausländische Dominanz im Strommarkt.¹⁷ Es bleibt abzuwarten, inwieweit die neue Regierung unter Felipe Calderón, die für sechs Jahre seit Dezember 2006 im Amt ist, signifikante Änderungen im Stromsektor durchsetzen kann.

15 Siehe Diario Oficial de la Federación vom 24.5.2001 und Pressemitteilung des Energieministeriums vom 17.6.2001.

16 Kleinproduzenten wurden gesondert aufgenommen, um insbesondere den Einsatz von erneuerbaren Energien zu stimulieren. Aufgrund der ansonsten ungünstigen Rahmenbedingungen erwies sich diese Erwartung jedoch als falsch.

17 Bereits das Engagement ausländischer unabhängiger Stromerzeuger trifft teilweise auf heftigen politischen Widerstand.

7.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Eine fehlende Vorrangstellung für nicht-konventionelle erneuerbare Energien und der Mangel an eigenständigen Regelwerken erschwerten in der Vergangenheit den großflächigen Einsatz erneuerbarer Energien. Dabei sind die Monopolstellungen der staatlichen Versorger und der politisch verordnete Zwang, Strom zu Niedrigstkosten und nach Möglichkeit nur von "sicheren" Erzeugungsquellen anzukaufen bzw. zu produzieren, wesentliche Hemmnisse. Unklare oder fehlende Bestimmungen im Bau- und Planungsrecht sowie mangelnde Erfahrung bei Behörden und Entwicklern ließen größere Vorhaben bereits im Ansatz scheitern. Die angebotenen Vergütungen ermöglichten in der Regel keinen wirtschaftlichen Betrieb, zumal für nicht gesicherte Leistung Abschläge in Kauf zu nehmen waren.

Seit Anfang 2005 besteht für Investitionen in erneuerbare Energieprojekte die Möglichkeit einer beschleunigten Abschreibung zu 100% im ersten Jahr. Die Anlagen müssen mindestens fünf Jahre in Betrieb bleiben und produktiven Zwecken dienen.¹⁸

Darüber hinaus wurde Ende 2005 im Unterhaus des Kongresses (Cámara de Diputados) ein Gesetz für erneuerbare Energien beschlossen¹⁹, das vom Senat in der letzten Legislaturperiode allerdings noch nicht bewilligt wurde. Dieses Gesetz beinhaltet im Kern, dass bis 2012 erneuerbare Energien ohne große Wasserkraft mindestens 8% zum Stromaufkommen beitragen sollen. Hierzu ist vorgesehen, dass Strom aus derartigen Energiequellen mit Vorrang ins Netz eingespeist wird. Außerdem wird die Schaffung eines besonderen Finanzierungsmechanismus beabsichtigt ("FonVerde"), mit dem für ausgereifte Energietechnologien ein zusätzlicher Produktionsbonus (zu den vermiedenen Kosten) aus dem staatlichen Haushaltsbudget bereitgestellt werden soll.

Parallel zu diesem Gesetz wurde ein Gesetzesvorhaben zur Förderung von Bioenergie²⁰ (vornehmlich Biokraftstoffen) in den Kongress eingebracht, dessen Vorschriften sich teilweise mit den zuvor genannten Regelungen überlappen. Dieses Vorhaben, das sich vornehmlich mit der Förderung der Landwirtschaft durch Einführung von Biokraftstoffen beschäftigt, wurde Ende April 2007 endgültig verabschiedet.²¹ Inwieweit das allgemeine Gesetz für erneuerbare Energien (LAFRE) im Herbst 2007 verabschiedet wird, hängt davon ab, ob man sich im Kongress auf die erforderlichen Änderungen zur Eliminierung der Überlappungen mit dem Gesetz zur Förderung der Bioenergie verständigen kann.

COFER

Zur Unterstützung der Regierungspolitik wurde 1997 ein Beirat zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen gebildet (Consejo Consultivo para el Fomento de las Energías Renovables – COFER), dem alle wesentlichen staatlichen und nicht staatlichen Institutionen angehören. Der Beirat arbeitet unter der Aufsicht und Koordination der 1989 gegründeten nationalen Kommission für Energieeinsparung (Comisión Nacional para el Ahorro de Energía – CONAE) in Verbindung mit dem nationalen Verband für Solarenergie (ANES). Neben regelmäßigen Arbeitstreffen hat der Beirat verschiedene fachliche Arbeitsgruppen zu einzelnen Themenbereichen eingerichtet.

18 Diario Oficial de la Federación, 1° de diciembre 2004: Modificación al Artículo 40, Fracción XII de la Ley de Impuesto sobre la Renta.

19 Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía (LAFRE).

20 Ley para el desarrollo y promoción de los bioenergéticos.

21 Gaceta Parlamentaria, Cámara de Diputados, número 2241-II, jueves 26 de abril de 2007.

Regelungen für intermittierenden Strom aus erneuerbaren Energien

Im September 2001 veröffentlichte die Regulierungsbehörde CRE besondere Regelungen zur Festlegung der Transportentgelte und zu anderen spezifischen Fragen bei der Einspeisung und Übertragung von intermittierendem Strom aus erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Solar- und Windenergie).²² Demnach muss CFE

- den produzierten Strom mit Vorrang in sein Netz aufnehmen,
- Rabatte für den Stromtransport und Netzanschluss von zwischen 50 und 70 % für Betreiber von Anlagen mit mehr als 500 kW einräumen,
- Selbstversorgern Strom in gleicher Menge zu anderem Zeitpunkt liefern, sofern der ins Netz eingespeiste Strom nicht unmittelbar benötigt wird.

Auf der Basis dieser Regelungen wurden Modellverträge für Vereinbarungen zwischen Einspeisern und CFE zur Netzkopplung entwickelt. Anfang 2006 hat die Regulierungsbehörde neue Vertragsentwürfe vorgelegt, nach denen nun auch bei intermittierender Einspeisung nicht nur Energie, sondern auch Leistung vergütet wird, und zwar auf der Basis des monatlichen Durchschnitts der zur Spitzenlastzeit gelieferten Energie.

Aktuelle und mittelfristige Entwicklung erneuerbarer Energien

Anfang 2002 veröffentlichte die Regierung im Rahmen ihrer nationalen Entwicklungsstrategie ein Sektorpapier zur Entwicklung des mexikanischen Energiemarktes bis 2006.²³ Dieses Papier hält die Schaffung eines jährlichen Programms zur Förderung erneuerbarer Energien, die Änderung gesetzlicher Rahmenbedingungen und die Einrichtung eines nationalen Förderfonds für erforderlich, um die angestrebten Ziele erreichen zu können. Der Sektorplan für die aktuelle Legislaturperiode wird Ende 2007 auf den Internetseiten von SENER verfügbar sein.

Bis zum Jahr 2006 sollte der Einsatz erneuerbarer Energien im Stromsektor gegenüber 2000 verdoppelt werden. Nicht-konventionelle erneuerbare Energien sollten zum Ausbauplan von CFE mit einer Gesamtleistung von 1.000 MW beitragen, zusätzlich zu den 1.776 MW, die in Form zumeist großer Wasserkraftanlagen bereits als Stromerzeugungskapazitäten auf der Basis erneuerbarer Energien vorgesehen waren. Im vorgegebenen Zeitraum konnten diese Ziele allerdings nicht erreicht werden. Gegenüber 2002 dürften sich die Beiträge erneuerbarer Energien (bei vergleichbaren hydrologischen Bedingungen) auch im Jahr 2006 kaum verändert haben.

International geförderte Projekte

GEF-Vorhaben zur Förderung der Windenergie

Ein GEF-Vorhaben zur Unterstützung der Zielsetzungen im Windbereich unter dem Titel "Action Plan for Removing Barriers to the Full-Scale Implementation of Wind Power in Mexico, Phase I" befindet sich seit Anfang 2004 in der Umsetzung. Das Projekt beinhaltet eine Revision des regulativen Rahmens, die Schulung von Entscheidungsträgern und technischem Personal durch Einrichtung eines regionalen Windtechnikzentrums in Oaxaca (inklusive eines Testfeldes), die weitere Erfassung von Windressourcen sowie die Ausarbeitung von Machbarkeitsstudien zur Vorbereitung von drei kommerziellen 15- bis 20-MW-Windparks. Die GEF-Förderung beläuft sich auf 4,7 Mio. US\$. Erhebliche Verzögerungen beim Grunderwerb für das Testfeld sind verantwortlich dafür, dass das Windzentrum voraussichtlich erst im Herbst 2007 seinen Betrieb aufnehmen wird.

Anfang 2007 begann die Umsetzungsphase eines großen GEF-unterstützten Vorhabens unter dem Titel "Large-Scale Renewable Energy Development Project". Das Projekt sieht die Entwicklung von Ausschreibungsmodellen für Großprojekte zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor, die von unabhängigen Produzenten betrieben werden, sowie die Einrichtung eines Fonds zur Subventionierung des erzeugten Stroms über einen Anfangszeitraum von fünf Jahren.

²² Resolution RES/140/2001.

²³ Programa Sectorial de Energía 2001-2006.

In der ersten Phase soll mit 25 Mio. US\$ ein Windvorhaben mit rund 100 MW Erzeugungskapazität (La Venta III) durch einen unabhängigen Stromproduzenten zur Umsetzung gebracht werden.

Es wird erwartet, dass der vorgesehene Zuschuss von 1,1 US-ct/kWh (insgesamt 20,4 Mio. US\$) in der Phase I auf ca. 0,8 US-ct/kWh in der Folgephase reduziert werden kann, für die weitere 45 Mio. US\$ vorgesehen sind. Das Vorhaben soll sich in der ersten Phase auf das zuvor genannte Windkraftprojekt konzentrieren und im weiteren Verlauf auch Kleinwasserkraft und Biomasse einbeziehen.

GTZ-Projekt zur Förderung erneuerbarer Energien

Seit April 2005 unterstützt die GTZ die mexikanische Regierung mit einem Vorhaben zur Förderung erneuerbarer Energien (PROMOVER) beim Aufbau eines effizienten und sich selbst tragenden Marktes für erneuerbare Energien. Dabei wird sowohl mit Akteuren des öffentlichen Sektors, vor allem auf Bundesebene, als auch mit dem Privatsektor zusammengearbeitet. Die Schwerpunkte der Kooperation liegen auf folgenden Aktionslinien:

- Politik- und Strategieentwicklung (zunächst mit Schwerpunkt Biokraftstoffe);
- Beratung zu gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen;
- Markt- und Projektentwicklung (zunächst mit Schwerpunkt auf solarthermischer Warmwasserbereitung);

Das Vorhaben kooperiert primär mit dem Energieministerium (SENER), der Regulierungsbehörde für Energie (CRE), der Nationalen Energieeinsparkommission (CONAE), sowie dem Umweltministerium (SEMARNAT). Bei allen Aktivitäten wird eine enge Kooperation mit der deutschen und europäischen Industrie angestrebt, um diese in sich neu öffnende Märkte unmittelbar mit einzubeziehen. Die erste Phase des Vorhabens läuft bis März 2009.²⁴

Clean Development Mechanism

Mexiko ist der Klimarahmenkonvention 1994 beigetreten und hat das Kyoto-Protokoll im September 2000 ratifiziert. Damit sind die Voraussetzungen zur Teilnahme am Clean Development Mechanism (CDM) gegeben.

Mexiko gehört neben Chile und Brasilien zu den vielversprechendsten Standorten für CDM-Projekte in Lateinamerika. Die mexikanische Baseline (CO₂-Emissionen bei üblicher Technologie) ist wegen der hohen Kohlenstoffintensität für Erneuerbare-Energien-Projekte mit Stromerzeugung günstig.²⁵ Nach einer Schätzung des Instituto Nacional de Ecología (INE) beläuft sich das in Mexiko mögliche Emissionsreduktionspotenzial für den Zeitraum 2008 bis 2012 auf rund 81 Mio. t CO₂ pro Jahr. Bis Mitte Dezember 2006, d.h. innerhalb einer Jahresfrist, waren bereits 61 Projekte aus dem Umfeld erneuerbarer Energien beim UNFCCC registriert, darunter alleine 34 gleichartige Vorhaben zur Nutzung von Biogas bei Schweinefarmen.

Die Designated National Authority (DNA) ist dem Umweltministerium SEMARNAT²⁶ unterstellt und setzt sich aus Vertretern von fünf Ministerien zusammen (Comisión Intersecretarial de Cambio Climático, gebildet im April 2005). Die wesentlichen Aufgaben werden von einem Komitee getragen (COMEGEI²⁷), das der DNA untersteht und sich bereits im Januar 2004 konstituierte. Regelungen zur Erlangung der auf nationaler Ebene erforderlichen Genehmigung für CDM-Projekte (Carta de Aprobación) wurden im Oktober 2005 festgelegt und veröffentlicht.²⁸

Parallel zu dieser Struktur wurde im Energieministerium (SENER) ein Comité de Cambio Climático gebildet, dem neben SENER alle wichtigen Behörden, Institute und Unternehmen des Energiesektors angehören. Das Komitee versteht sich als Koordinationsstelle zwischen SENER und SEMARNAT für Analyse, Definition und Monitoring von Aktivitäten und Politiken in Bezug auf Klimawandel und CDM in der nationalen Energiewirtschaft. Zudem soll es CDM-Projekte auch selber generieren.

24 Für nähere Informationen siehe auch www.gtz.org.mx/bcs/index.htm.

25 Für den öffentlichen Stromverbund liegt die durchschnittliche Emission bei etwa 550 kg CO₂/MWh.

26 Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

27 Comité Mexicano para Proyectos de Reducción de Emisiones y de Captura de Gases de Efecto invernadora.

28 Diario Oficial, 27 octubre 2005, pp. 42-45

Es gibt gegenwärtig noch keine speziellen steuerlichen Anreizmechanismen bzw. Zusatz- oder Ausnahmeregelungen für CDM-Projekte. Die DNA ist bemüht, beim Finanzministerium eine Befreiung der durch die Emissionszertifikate generierten zusätzlichen Einnahmen von der Einkommensteuer zu erwirken.

Projekte	Beschreibung	MW	Akteure	Geschätzte Emissionsreduktion p.a. (t CO ₂ e)	Status (Dez. 2006)
B. Juárez (Oaxaca)	Kleinwasserkraft	15	Entwickler: Impulsora Nacional de Electricidad (INELEC)	40.769	k.A.
Chilatán (Michoacán)		15		51.794	k.A.
Trojes (Michoacán)		8	Sponsor: Corporación Mexicana de Hidroelectricidad (Comexhidro)	22.562	registriert bei UNFCCC
El Gallo (Guerrero)		30		65.704	registriert bei UNFCCC
44 Schweinefarmen ²⁹	Methangasnutzung	k.A.	AgCert	2.422.000	34 Projekte registriert
32 Rinderfarmen		k.A.		444.000	21 Projekte registriert
Lebensmittelindustrie (Mexiko D.F.)	Biogas mit KWK	1	Econergy Mexico	7.300	registriert bei UNFCCC
Monterrey II, Tijuara, Guadalajara, León, Torreón, Los Mochis	6 Projekte zur Stromerzeugung aus Deponiegas	20	Sistemas de Energía Internacional (SEISA)	ca. 600.000	k.A.
Aguascalientes	Deponiegas	2-4	Biogas Technology S.A.	ca. 163.000	registriert bei UNFCCC
Ecatepec		2-5		ca. 209.000	registriert bei UNFCCC
Bii Nee Stipa II – La Ventosa	Windenergie	200	Gamesa Energía	350.000	registriert bei UNFCCC
Bii Nee Stipa III – La Ventosa		164		ca. 291.000	Under review
Eurus (La Venta/Oaxaca)			249	TEG Energía (Tochter von CEMEX México)	600.234

Tab 4: Projekte mit einer „Carta de Aprobación“ der mexikanischen DNA COMEGEI, Stand: August 2006

7.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Trotz günstiger klimatischer und geografischer Bedingungen tragen erneuerbare Energien derzeit nur gut 7 % zum Primäraufkommen Mexikos bei. Davon entfällt ein erheblicher Anteil auf die nicht-nachhaltig bewirtschafteten Energieträger Holz³⁰ und Großwasserkraft. Wasserkraft und Geothermie haben zusammen gegenwärtig einen Anteil von etwa 16 % an der Stromerzeugung (ohne Selbstversorgung). Dieser Anteil wird in den nächsten zehn Jahren voraussichtlich zurückgehen, wobei Wasserkraft zunehmend zur Abdeckung von Spitzenlasten genutzt werden soll.

Bis Oktober 2006 waren von CRE 55 Genehmigungen für Stromerzeugungsvorhaben zur Selbstversorgung oder zum Export auf der Basis erneuerbarer Energie erteilt. Davon befanden sich 39 Anlagen bereits in Betrieb. Sofern vor allem die ausstehenden Wasser- und Windkraftanlagen realisiert werden, sind in nächster Zeit alleine in diesem Bereich (nicht-öffentliche Stromversorgung) weitere knapp 1.400 MW Leistung zu erwarten.

Energieträger	CRE-Genehmigungen			In Betrieb (bzw. inaktiv)	
	Anzahl	Leistung (MW)	Energie (GWh/a)	Anzahl	Leistung
Wind	9	1.252,5	4.821	0	0
Wasser ³¹	13	159,0	627	7	58,7
Bagasse ³²	28	299,6	597	27	259,5
Biogas ³³	5	95,3	722	5	95,3
Gesamt	55	1.806,4	6.767	39	413,5

Tab 5: Stromerzeugende Anlagen mit CER-Genehmigung, die erneuerbare Energien verwenden (ohne Anlagen der staatlichen Versorger), Stand: Oktober 2006

Wasserkraft

Ende 2005 wurden zur öffentlichen Versorgung im Verbundnetz 79 Wasserkraftwerke mit zusammen 10.536 MW betrieben. Damit wurden in 2005 bei mittleren Niederschlägen 27,6 TWh Strom produziert. Der Anteil von 13,3 % an der Gesamtstromerzeugung wird trotz eines geplanten Zubaus von 3.700 MW bis zum Jahr 2016 auf weniger als 10 % zurückgehen.

Die ungenutzten Wasserressourcen werden auf 11.500 MW beziffert, darunter geschätzte 3.250 MW mit jeweils weniger als 10 MW.³⁴ Kleinwasserkraftwerke mit bis zu 30 MW waren in früheren Zeiten zahlreich vertreten, wurden jedoch nach und nach aus genehmigungsrechtlichen oder anderen Gründen aufgegeben. CFE war in diesem Sektor mehr als 30 Jahre lang so gut wie nicht mit neuen Anlagen aktiv. Als eine der wenigen Anlagen in jüngerer Zeit wurde im September 2005 eine Kleinanlage mit 2 MW für die öffentliche Versorgung neu in Betrieb genommen.

Ende 2000 waren nur sieben Kleinwasserkraftwerke mit insgesamt 84 MW installiert. Bis Oktober 2006 waren von CRE zur Selbstversorgung und zum Export insgesamt 159 MW mit einer mittleren Jahresproduktion von 627 GWh bewilligt, davon sind nur rund 59 MW bislang in Betrieb.

Das nationale Wassergesetz (Ley de Aguas Nacionales) räumt privaten Investoren grundsätzlich die Möglichkeit ein, Wasserrechte zu erhalten. Die nationale Wasserbehörde (CNA) vergibt für Wasserkraftprojekte zur Eigenversorgung Konzessionen zur Wassernutzung für 25 Jahre.

30 Schätzungsweise 6 Mio. Haushalte nutzen derzeit noch Brennholz als Hauptenergiequelle.

31 Einschließlich Anlagen, die teilweise mit fossilen Energieträgern gespeist werden.

32 Einschließlich Anlagen, die zusätzlich mit Öl befeuert werden.

33 Einschließlich Anlagen, die teilweise mit Erdgas befeuert werden.

34 CFE spricht sogar von einem Gesamtpotenzial von 52.000 MW und somit von einer gegenwärtigen Potenzialausschöpfung von nur etwa 20%.

Windenergie

Mexiko weist eine Reihe von Regionen mit guten bis sehr guten Windbedingungen auf. Nennenswerte Ressourcen sind insbesondere in den Bundesstaaten Oaxaca im Süden³⁵, Zacatecas im Hochland, Tamaulipas und Veracruz an der Küste des Golf von Mexico, entlang der Pazifikküste der Halbinsel von Baja California, an der Küstenlinie von Quintana Roo am Karibischen Meer und im Bundesstaat Hidalgo nördlich von Mexico City zu finden. Alleine für die Region La Ventosa im Bundesstaat Oaxaca, die mittlere Windgeschwindigkeiten von 7 bis 10 m/s auf 50 Meter Höhe aufweist, wird ein nutzbares Potenzial von 2.000 MW genannt, für das gesamte Land wird die Kapazität bei Nutzung nur der besten Standorte auf mindestens 7.000 MW beziffert.³⁶

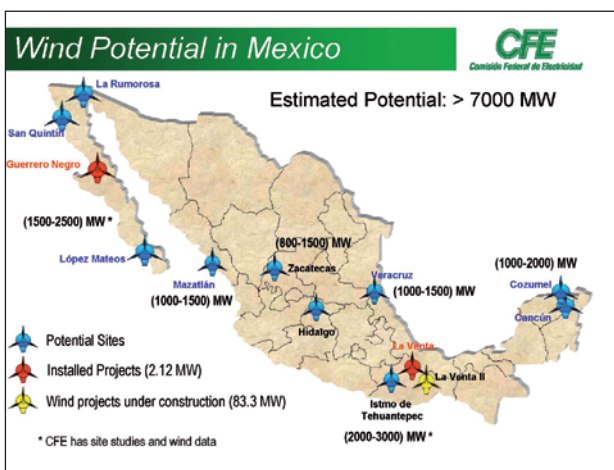


Abb 1: Windpotenzial nach Regionen; Mexiko³⁷

Bisherige Erfahrungen

Mitte 1984 nahm CFE das Demonstrationsprojekt La Venta I mit 7 Windkraftanlagen und einer Gesamtkapazität von 1,6 MW im Süden des Isthmus von Tehuantepec, 30 km nordöstlich der Stadt Juchitán im Bundesstaat Oaxaca, in Betrieb. An diesem Standort wurden vom IIE bereits seit 1984 Windmessungen durchgeführt.³⁸ Eine weitere Einzelanlage von 600 kW wurde von CFE Ende 1998 bei der Ortschaft Guerrero Negro im Bundesstaat Baja California Sur in Betrieb genommen. Diese Anlage wird in einem städtischen Inselnetz betrieben, das ansonsten von Dieselgeneratoren versorgt wird. Darüber hinaus gibt es mehrere Erfahrungen mit hybriden (Wind/PV) oder multivalenten (Wind/PV/Diesel) Systemen, die im letzten Jahrzehnt installiert wurden.

Im Oktober 2006 nahm CFE den ersten größeren Windpark mit 83,3 MW (La Venta II) in Oaxaca in Betrieb. Der Park besteht aus 98 Turbinen des spanischen Herstellers Gamesa mit jeweils 850 kW Leistung.

Geplante Windparks

Weitere fünf Windparks (La Venta III und Oaxaca I-IV) mit jeweils rund 100 MW sollen in den nächsten Jahren (2008-2012) durch unabhängige Stromproduzenten realisiert werden und Strom für die öffentliche Versorgung liefern. CFE wird hierfür optionale Standorte für eine Laufzeit von 20 Jahren anbieten, die erforderlichen Umweltstudien und Bodenprüfungen durchführen, die Wegerechte klären und den Netzzugang sicherstellen.

Der erste derartige Windpark (La Venta III, 101,4 MW) wurde im September 2006 ausgeschrieben und soll mit der oben dargestellten produktionsabhängigen Prämie aus der GEF-Förderung bedacht werden. Eine Entscheidung zum Auswahlprozess ist für Februar/März 2007 vorgesehen, die Betriebsaufnahme soll bis Ende 2008 erfolgen. Die Realisierung der anderen geplanten Windparks wird wesentlich von der Schaffung des geplanten nationalen Fonds zur Abdeckung möglicher Mehrkosten abhängen.

35 Siehe hierzu den mit amerikanischer Hilfe durch das National Renewable Energy Laboratory erstellten Wind Energy Resource Atlas of Oaxaca von August 2003.

36 Andere Schätzungen gehen teilweise von weitaus höheren Zahlen aus. CFE nennt dagegen ein nationales Windpotenzial von 2.900 MW.

37 Quelle: CFE.

38 Windmessungen wurden von IIE auch an fünf weiteren Standorten in der Region durchgeführt: Juchitán, Salina Cruz, Tehuantepec, La Venta, Unión Hidalgo.

Weitere Großvorhaben, die der kommunalen oder industriellen Selbstversorgung oder dem Stromexport dienen sollen und somit auf Initiative unabhängiger Stromproduzenten gestartet wurden, befinden sich in der Vorbereitung. Bislang ist noch bei keinem der mit einer stromrechtlichen Genehmigung ausgestatteten Projekte mit dem Bau begonnen worden, die für 2006/2007 vorgesehenen Inbetriebnahmen werden deshalb nicht einzuhalten sein. Nur für den Windpark Eurus liegt auch eine nationale Bewilligung als CDM-Projekt vor.

Biomasse

Biomasse könnte über die Verwendung von landwirtschaftlichen Restprodukten hinaus in sehr viel größerem Umfang als bisher zum Einsatz kommen. Relevant ist insbesondere die Stromerzeugung aus Deponiegas, die Erzeugung von Biogas in der landwirtschaftlichen Tierhaltung sowie die verbesserte Nutzung von organischen Reststoffen (Bagasse) in der Zuckerindustrie.

Projekt	Leistung (MW)	CRE-Genehmigung erteilt	Modalität und Abnehmer	Standort	Betriebsbeginn vorgesehen
Fuerza Eólica del Istmo	100,0	Jan. 1998	Kommunale Selbstversorgung	Oaxaca	31.12.2009
Baja California 2000	10,0	Jan. 1998	Kommunale Selbstversorgung	Baja California	31.12.2007
Fuerza Eólica de Baja California	300,0	Juli 2002	Export	Baja California	31.12.2006
Eléctrica del Valle de México	180,0	Sept. 2001	Kommunale Selbstversorgung	Oaxaca	31.12.2007
Parques Ecológicos de México	102,5	Sept. 2002	Industrielle Selbstversorgung	Oaxaca	31.03.2007
Eoliatec del Istmo	163,7	März 2005	Industrielle Selbstversorgung	Oaxaca	31.10.2007
Vientos del Istmo	120,0	Dez. 2005	Industrielle Selbstversorgung	Oaxaca	17.09.2007
Eurus	250,0	Juli 2005	Selbstversorgung Zementwerke	Oaxaca	30.06.2010
Bii Nee Stipa	26,3	Sept. 2005	Selbstversorgung Lebensmittelindustrie	Oaxaca	01.02.2007
Gesamt	1.252,5				

Tab 5: Von CRE bewilligte Windkraftprojekte privater Investoren zur Selbstversorgung oder für den Export; Mexiko³⁹

Projekte für die industrielle Selbstversorgung werden in der Regel mit einem Abschlag der Stromverkaufspreise von 5 bis 20% gegenüber dem allgemeinen CFE-Tarif kalkuliert. Bei den zuvor erwähnten CDM-Vorhaben wird davon ausgegangen, dass sich unter diesen Bedingungen eine wirtschaftlich interessante Rendite nur durch Verkauf von Emissionszertifikaten erzielen lässt.

Biomassepotenzial

IIE schätzt das Potenzial von Strom aus der Nutzung von Zuckerrohrbagasse auf 1.000 MW. Bei Einsatz mittlerer Technologie lassen sich unter Abzug der für den Produktionsprozess erforderlichen Energiemengen mindestens 100 kWh pro Tonne Zuckerrohr an das öffentliche Netz liefern, somit auf der Basis der Ernteträge von 2004/2005 (51 Mio. t) wenigstens 5.100 GWh pro Jahr. Bislang wird erst in 27 von insgesamt 58 Zuckerfabriken Bagasse zur Eigenversorgung mit Strom genutzt, allerdings zumeist in Verbindung mit Schweröl (224 MW) und bis auf eine Anlage wurden alle vor 1992 installiert. Gegenwärtig befindet sich nur eine neue Anlage mit 40 MW im Bau.

Darüber hinaus könnten schätzungsweise (IIE) etwa 160 MW durch Verwendung von Deponiegas aus Hausmüll in zahlreichen Städten in einem zehnjährigen Zeitraum erschlossen werden.⁴⁰ Die Grundlage bilden 44,600 Tonnen Abfälle (2000) mit einem hohen organischen Anteil, die täglich auf den 51 Mülldeponien des Landes entsorgt werden. Als erstes derartiges Vorhaben in Mexiko und ganz Lateinamerika wurde im September 2003 eine Anlage von 8 MW auf einer Mülldeponie bei der Stadt Monterrey im Bundesstaat Nuevo León in Betrieb genommen, die mit 5 Mio. US\$ GEF-Mitteln kofinanziert wurde. Der Strom dient in diesem Fall zur Eigenversorgung städtischer Einrichtungen und Unternehmen. Zwei Anlagen zur Gewinnung von Klärgas befinden sich in Monterrey bereits seit 1997 in Betrieb. Für das Jahr 2020 wird davon ausgegangen, dass sich 44 MW durch Deponiegasgewinnung auf Müllkippen und 29 MW durch Klärgas-erzeugung in Mexiko bereitstellen ließen.

In 2005 schloss SENER eine Studie über die Nutzung von Biogas in der Rinder- und Schweinehaltung ab. Sie zeigt, dass Vorhaben dieser Art äußerst rentabel sind und sich gut für den Handel mit Emissionszertifikaten im Rahmen von CDM eignen. In den Städten Chihuahua und Querétaro hat SENER zudem mit Unterstützung von Weltbank/ESMAP Untersuchungen zur Nutzung von Biogas durchgeführt.

Solarenergie

Mexiko verfügt mit 5 kWh/m² pro Tag über sehr hohe mittlere solare Einstrahlungswerte. Auf 70 % der Fläche liegt die Einstrahlung bei mehr als 17 MJ/m²d, in einigen Landesteilen sogar über 19 MJ/m²d.

Photovoltaik

Die gesamte installierte Photovoltaikleistung wird auf 18,7 MW beziffert (Ende 2005) und verteilt sich weit überwiegend auf netzferne Anwendungen im häuslichen (ca. 14 MW) und nicht-häuslichen (ca. 4,7 MW) Bereich.⁴¹ In 2005 wurden lediglich PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von etwas über 0,5 MW installiert, darunter 242 Wasserpumpensysteme für den ländlichen Bereich.

Einzelne netzgekoppelte Photovoltaiksysteme mit jeweiligen Leistungen bis 2 kW wurden in den letzten Jahren von IIE als Pilotvorhaben installiert. Die erste privat initiierte PV-Anlage auf einem Gebäude mit Netzeinspeisung und 30 kW Leistung wurde im Dezember 2005 in Mexiko-City in Betrieb genommen. Im Oktober 2006 wurden in der Stadt Mexicali in Baja California erstmals in einer größeren Siedlung Wohnhäuser mit netzgekoppelten PV-Anlagen von jeweils 1 kW ausgestattet. Die bislang installierten 57 Systeme sollen einen "Net-Metering"-Vertrag erhalten, der kurz vor der offiziellen Verabschiedung durch die CRE steht und anschließend landesweit Gültigkeit für derartige Anlagen erlangen würde.

Die Sektorstrategie für den Energieausbau 2001-2006 weist darauf hin, dass im Programm zur ländlichen Elektrifizierung von 1.200 vorrangigen indigenen Gemeinden etwa 860 eine PV-Basisversorgung erhalten könnten, sodass insgesamt eine Leistung von 22 MW zu installieren wäre. IIE beziffert das Potenzial für netzferne Anlagen insgesamt auf etwa 10 bis 20 MW für die nächsten zehn Jahre.

⁴⁰ Auch hier gehen die Potenzialschätzungen weit auseinander. Eine andere Quelle spricht von einem Stromerzeugungspotenzial von mehr als 800 MW, die alleine bei Abschöpfung der Mülldeponien in den zehn wichtigsten Städten erschlossen werden könnten.

⁴¹ Der Rest verteilte sich auf Inselanlagen im kommerziellen und Dienstleistungssektor, wurde z.B. verwendet für Telekommunikation, Ölplattformen, als Kathodenschutz für Pipelines, zur Straßenbeleuchtung, für Verkehrsanlagen, Wasserpumpen und andere Anwendungszwecke.

Im Programm "Erneuerbare Energien für die Landwirtschaft", das das Landwirtschaftsministerium über das Vorhaben FIRCO von 1999 bis 2006 mit Unterstützung von GEF durchführte und das Gesamtausgaben von 35 Mio. US\$ vorsah, war die Installation von rund 1.150 PV-Modulen zum Wasserpumpen und für die Kühlung agrarischer Produkte geplant (siehe unten).

Solarthermische Stromerzeugung

In Vorbereitung befindet sich mit Unterstützung von GEF/Weltbank eine Kombination aus einer gasbetriebenen GuD-Anlage von 480 MW und einer solarthermischen Stromerzeugung mit Parabolrinnen, die eine maximale Leistung von 31 MW erbringen und in der Wüste von Agua Prieta im Bundesstaat Sonora direkt an der Grenze zu den USA errichtet werden soll. Die Weltbank hat für den Solarteil Anfang Oktober 2006 einen Zuschuss von 49,35 Mio. US\$ aus GEF-Mitteln bewilligt. GEF wird damit fast 95% zu den Gesamtkosten des solaren Teils beisteuern. Eine Ausschreibung für dieses von CFE betriebene Vorhaben startete im Juni 2006 und sollte noch vor Jahresende entschieden werden. Die gesamte Anlage soll im Frühjahr 2009 in Betrieb genommen werden.

Frühere Versuche, ein vergleichbares Projekt durch einen unabhängigen Stromproduzenten realisieren zu lassen, waren vornehmlich an Finanzierungsfragen gescheitert.

Solarthermische Warmwasserbereitung

Ende 2006 waren schätzungsweise 842.000 m² Kollektorfläche zur Warmwasserbereitung installiert.

Im Hauptstadtbezirk (Distrito Federal) bahnt sich ein größerer Durchbruch auf der Basis einer neuen Rechtsnorm an, die neu errichtete und grundlegend renovierte Bauten mit gewerblicher Warmwassernutzung seit April 2006 dazu verpflichtet, mindestens 30% des Energiebedarfs zur Wassererhitzung aus Solarenergie bereitzustellen.⁴² Zur Erleichterung lockt der Regierungsdistrikt mit steuerlichen Anreizen. Abgesehen davon räumt das nationale Steuergesetz auch die Möglichkeit der beschleunigten Abschreibung bei gewerblich

genutzten Anlagen ein. Mitte 2007 wird voraussichtlich die Umsetzung eines von der CONAE und mit Unterstützung des oben genannten GTZ Vorhabens erarbeiteten nationales Förderprogramm für Solarkollektoren lanciert werden.

Geothermie

Geothermische Quellen, deren Temperaturniveau für eine Stromerzeugung ausreichend ist, sind an verschiedenen Stellen des Landes lokalisierbar. In 2005 wurden rd. 7.300 GWh Strom aus geothermischen Quellen mit einer kombinierten Kraftwerksleistung von 960 MW gewonnen. Alle derzeitigen Anlagen werden vom staatlichen Versorger CFE betrieben. Die Erzeugungskosten werden mit 4-7 US-ct/kWh angegeben.

Baja California

Im Bundesstaat Baja California steht in Cerro Prieto, wo 1973 das erste geothermische Kraftwerk seinen Betrieb aufnahm, gegenwärtig eine elektrische Leistung von insgesamt 720 MW zur Verfügung, womit sich in 2005 alleine gut 5,5 TWh Strom erzeugen ließen.⁴³ Damit trugen geothermische Energien aus dieser Quelle zu mehr als 50% zur Deckung des Strombedarfs von Baja California bei, dessen Netz unabhängig vom Rest des Landes betrieben wird.

Los Azufres, Los Humeros und weiterer Ausbau

Weitere geothermische Potenziale von mindestens 380 MW sind in Los Azufres im Bundesstaat Michoacán und in Los Humeros im Bundesstaat Puebla nachgewiesen. Die installierte Leistung in Los Humeros beträgt derzeit 35 MW. Zuletzt ging in 2003 das bislang größte Kraftwerk Los Azufres II mit 107 MW in Betrieb, dessen geothermische Quellen vulkanischen Ursprungs sind. Damit erreicht die installierte elektrische Kapazität an diesem Standort insgesamt 195 MW, womit sich in 2005 rund 1.450 GWh Strom erzeugen ließen.

⁴² Norma Solar, Gaceta Oficial del D.F., 7.4.2006

⁴³ Für nähere Informationen siehe <http://iga.igg.cnr.it/mexico.php>.

Zusätzliche Quellen mit geschätzten mehr als 1.500 MW könnten in den nächsten Jahren ausgebaut werden, allerdings ist in der mittelfristigen Planung bis 2014 nur ein Zubau von 125 MW vorgesehen (siehe Tab. 6).

In Betrieb	MW	Stromerzeugung 2005 bzw. erwartet (GWh)
Cerro Prieto I-IV in Mexicali (Baja California)	720	5.521
Los Azufres I und II in CD Hidalgo (Michoacán)	195	1.449
Los Humeros I (Puebla)	35	292
Tres Virgenes in Mulegé (Baja California Sur)	10	37
Geplante Betriebsaufnahme bis 2010		
Cerro Prieto V	100	813
Los Humeros II	25	207
Weitere Projekte in Planung		
Los Humeros Binario	21	k.A.
Los Azufres III	50	k.A.
Los Azufres Binario	9	k.A.
Cerritos Colorados (Jalisco)	75	621

Tab 6: Geothermische Kraftwerke in Mexiko; MW, GWh; 2005⁴⁴

7.6 Ländliche Elektrifizierung

Derzeit sind etwa 94,5 % der Gesamtbevölkerung (von ca. 108 Mio. in 2006) bzw. 99 % der städtischen Einwohner und 85 % der Landbevölkerung an die allgemeine Stromversorgung angeschlossen. In einzelnen südlichen Bundesstaaten liegt die Elektrifizierungsrate bei unter 90 %. Die verbleibenden knapp 6 Mio. Einwohner ohne Strom verteilen sich auf etwa 89.000 kleinere Ansiedlungen mit jeweils weniger als 2.500 Einwohnern in netzfernen oder schwer zugänglichen Regionen.

Besonders unzureichend ist der Versorgungsgrad bei Kommunen mit weniger als 100 Einwohnern und einem hohen Anteil verstreut liegender Anwesen sowie im Fall ländlicher indigener Gemeinschaften. Da die Bevölkerung in diesen Regionen stark wächst und die jährliche Anschlussrate seit 1995 beständig sinkt, wird sogar von einem Anwachsen der nicht mit Strom versorgten Bevölkerung ausgegangen.

Die für die Elektrifizierung bereitgestellten staatlichen Gelder sind seit 1997 kontinuierlich zurückgegangen. Gleichzeitig wurde die Entscheidung für die Ausgabenverteilung bei Infrastrukturvorhaben durch die Dezentralisierungspolitik von 1996 von der zentralen Ebene auf die Bundesstaaten und Kommunen verlagert. Somit wurde auch die Entscheidung über die ländliche Elektrifizierung von CFE auf die lokalen Verwaltungen übertragen, wobei diesen häufig die entsprechenden Kompetenzen fehlten. Als Folge ist seit Mitte der neunziger Jahre die Elektrifizierungsrate praktisch unverändert.

Es wird grob geschätzt, dass zumindest in den südlichen Landesteilen für etwa 50 % der Haushalte nur eine netzferne Elektrifizierung infrage kommt⁴⁵, wobei diese bevorzugt durch erneuerbare Energien erfolgen soll.

Das mexikanische Elektrizitätsgesetz begünstigt die Selbstversorgung ländlicher Gemeinden aus Anlagen mit maximal 1 MW, indem es für diese keine stromrechtliche Genehmigung fordert. An entsprechenden Erzeugungsgesellschaften können sich kommunale Einrichtungen oder lokale Kooperativen oder gemischt

⁴⁴ Quelle: eigene Zusammenstellung.

⁴⁵ Die Netzanschlusskosten liegen im Bereich zwischen 1.000 und 4.200 US\$ pro Haushalt.

privat-öffentliche Eigentümer beteiligen. Ein rein privatwirtschaftlicher Besitz ist nicht möglich. Zudem schafft auch das Wassernutzungsgesetz Vorrechte für Nutzungen zur Stromerzeugung mit weniger als 0,5 MW Leistung: sofern der Eingriff in den Wasserlauf minimal bleibt, ist keine wasserrechtliche Konzession erforderlich.

Projekt "Integrierte Energiedienstleistungen für kleine ländliche Kommunen" 2006-2011

Im Sektorprogramm 2001-2006 war die Elektrifizierung von mindestens 50.000 Haushalten in besonders marginalisierten isolierten Kommunen vorgesehen. Damit sollte die Elektrifizierungsrate auf 97 % gesteigert werden. Außerdem sollten 250 Einrichtungen im Gesundheits-, Bildungs- und Telekommunikationsbereich mit Hilfe des Privatsektors elektrifiziert werden. Die Vorbereitung eines entsprechenden Programms⁴⁶ wurde inzwischen abgeschlossen, die Durchführung ist nun allerdings erst für den Zeitraum 2006-2011 vorgesehen.

Ausgestattet wird dieses Programm, das sich auf die Provinzen Chiapas, Guerrero, Oaxaca und Veracruz konzentriert⁴⁷, unter anderem mit jeweils 15 Mio. US\$ aus Krediten der International Bank for Reconstruction and Development (IBRD/Weltbank) und Zuschüssen des GEF.⁴⁸ Beteiligt wird sich an der Durchführung auch die Global Village Energy Partnership (GVEP), die auch bereits in vorbereitende Studien eingebunden war. Mit der GEF-Finanzierung sollen ausschließlich Vorhaben gefördert werden, die zur netzfernen Elektrifizierung unter Einsatz erneuerbarer Energien beitragen. Dabei stehen Kommunen und Ansiedlungen mit 50 bis 500 Haushalten im Vordergrund. Eingesetzt werden sollen sowohl PV-Systeme (für mind. 50 % aller Kommunen bzw. ca. 35.000 Haushalte) als auch Kleinwindkraftanlagen (ca. 15 % der Haushalte) zur Versorgung einzelner Verbraucher sowie in begrenztem Maße Kleinstwasserkraftwerke und biomassegefeuerte Generatoren zur Belieferung kleiner Inselnetze.

Elektrifizierung mit Solaranlagen

Mexiko verfügt über umfangreiche Erfahrungen beim Einsatz von Photovoltaiksystemen zur Basiselektrifizierung. Bereits in den achtziger und neunziger Jahren investierte die mexikanische Regierung innerhalb der Programme Pronasol und Progresa erhebliche Mittel zur Installation von PV-Anlagen bei Haushalten und öffentlichen Einrichtungen (alleine im Programm Pronasol wurden 40.000 Solarsysteme installiert). Vor allem im letzten Jahrzehnt hat diese Art der Stromversorgung in netzfernen Gebieten gegenüber dem traditionellen Einsatz von Dieselgeneratoren stark aufgeholt. Bis heute wurden zudem 20.000 Solar-Home-Systeme (SHS) ohne jegliche staatliche Unterstützung an private Nutzer verkauft.

Darüber hinaus hat die Regierung seit Anfang der 1990er Jahre innerhalb mehrerer Programme zur Verbesserung der Infrastruktur in armen ländlichen Kommunen auch Maßnahmen zur Versorgung mit Strom durchgeführt. In verschiedenen Teilen des Landes wurden kommunale Gebäude und Haushalte ohne Stromanschluss und ohne Perspektive einer Netzanbindung mit PV-Anlagen zur Grundversorgung (Beleuchtung/Kommunikation) ausgerüstet.⁴⁹ Insgesamt wurden in diesem Rahmen neben SHS Hunderte anderer Systeme zum Wasserpumpen, für soziale Zwecke und zur Versorgung von Mini-Stromnetzen eingesetzt. Allerdings haben sich aufgrund mangelnder Wartung und unzureichender lokaler Ausbildung viele Photovoltaikanlagen nicht dauerhaft bewährt.

46 Integrated Energy Services Project for Small Localities in Rural Mexico.

47 Erreicht werden mit dem Vorhaben weniger als 5% der knapp 4.700 Kommunen in diesen südlichen Bundesstaaten, für die nur eine netzferne Elektrifizierung infrage kommt.

48 Die Gesamtkosten werden auf 96,5 Mio. US\$ beziffert.

49 Der Prozentsatz derartiger Haushalte ist besonders hoch in den ländlich strukturierten Bundesstaaten Oaxaca, Chiapas, Tabasco und Zacatecas.

Erneuerbare Energien in der Landwirtschaft

Die Elektrifizierung durch Nutzung erneuerbarer Energien in der Landwirtschaft wird durch die so genannte FIRCO-Initiative⁵⁰ des Landwirtschaftsministeriums unterstützt. Zuschüsse werden gewährt für die Anschaffung von Wasserpumpen und den Antrieb landwirtschaftlicher Geräte, so auch durch Wind- und Solarenergie. Die Überwindung der relativ großen Barrieren bei der Umsetzung dieses Programms, das insbesondere die Produktivität der etwa 600.000 bäuerlichen Betriebe ohne Stromversorgung erhöhen soll, wurde seit 1999 mit Hilfe eines GEF-unterstützten Vorhabens ("Renewable Energy for Agriculture", Zuschuss von 8,9 Mio. US\$) angegangen, das im März 2006 auslief und voraussichtlich fortgesetzt werden soll. Als größte Einzelkomponente war in diesem Programm die Installation von 1.150 solarbetriebenen Wasserpumpen, von 55 Windpumpensystemen und von 24 solarbetriebenen Kühltanks für Milch vorgesehen.

Währungskurs (12.12.2006):

1 Mexikanischer Peso (MXN) = 0,07 Euro (EUR);

1 EUR = 14,27 MXN

7.7 Literatur

- Arvizu, José L., Saldana, Jaime L.:
Central Eléctrica de Biogas de Bioenergía de Nuevo León, in: Boletín IIE, Enero-Marzo 2005
- Asociación Nacional de Energía Solar (ANES):
Resumen Ejecutivo del Estudio de Mercado de las Fuentes de Energía Renovable en el Sector Agropecuario, Mayo de 2006
- Borja Díaz, Marco A. et al.
(Instituto de Investigaciones Eléctricas):
Primer Documento del Proyecto Eoloeléctrico del Corredor Eólico del Istmo de Tehuantepec, 2005
- Comisión Federal de Electricidad – CFE:
Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2005-2014, Documento Ejecutivo
- Comisión Federal de Electricidad – CFE:
Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007-2016, 2006
- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE):
Guía de gestiones para implementar en México plantas de generación eléctrica que utilicen energías renovables, 2004, www.layerlin.com
- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE)/GTZ/SENER:
Alternativas Financieras para la Promoción del Uso de Calentadores Solares de Agua (CSA) en el Sector Doméstico Mexicano, Oktober 2006
- Comisión Reguladora de Energía (CRE):
Guía para solicitar permisos de generación, exportación e importación de energía eléctrica, o.D.
- Comisión Reguladora de Energía (CRE):
unter anderem verschiedene zweimonatliche Bulletins ("info-CRE") der Regulierungsbehörde CRE (www.cre.gob.mx)

- Energy Information Administration (US Department of Energy):
Country Analysis Briefs Mexico, December 2005
- Geothermal Resources Council (GRC):
30 Years of Geothermal Electric Generation in Mexico, in: GRC Bulletin September/October 2003
- GVEP:
In-depth analysis of case studies on Rural Electrification in Mexico, November 2005
- Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE):
Boletín, Octubre-Diciembre del 2003: Generación distribuida
- International Energy Agency (Cooperative Programme on Photovoltaic Power Systems):
Mexico, Photovoltaic technology status and prospects, Contribution to the Annual report 2005 (by Electrical Research Institute IIE) (www.iea-pvps.org/ar05/mex.htm)
- National Renewable Energy Laboratory (NREL):
Wind Energy Resource Atlas of Oaxaca, August 2003
- Red Mexicana de Bioenergía:
Libro Blanco de Bioenergía en México, Junio 2005
- Secretaría de Energía:
Programa Sectorial de Energía 2001–2006
- Secretaría de Energía:
Prospectiva del Sector Eléctrico 2006-2015, México D.F. 2006
- Secretaría de Energía:
Quinto Informe de Evaluación del PROSENER (Programa Sectorial de Energía), 2006
- Secretaría de Energía:
Statistiken zum Stromsektor
- Secretaría de Energía:
Subsecretaría de Planeación y Desarrollo Tecnológico, Balance nacional de energía 2005, México 2006
- Secretaría de Energía/GTZ:
Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México – Renewable Energies for Sustainable Development in Mexico, Enero 2006
- Secretaría de Energía/GTZ:
Fuentes Renovables de Energía, Noviembre 2006
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales/Instituto Nacional de Ecología:
México Tercera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Octubre 2006
- Universidad Autónoma Metropolitana (UNAM):
Una visión al 2030 de la utilización de las Energías Renovables en México, 15 de agosto 2005 (inkl. zahlreicher themenspezifischer Studien im Anhang)
- Worldbank:
GEF Project Brief on a proposed loan and grant from the Global Environment Facility Trust Fund for an Integrated Energy Services Project, February 9, 2006
- Worldbank:
Project Appraisal Document (PAD) on a proposed grant from the Global Environment Trust Fund for a Large-Scale Renewable Energy Development Project, June 8, 2006

7.8 Kontakte

Asociación Nacional de Energía Solar A.C. (ANES)

Calzada Acoxta no. 524 Desp. 506-B

Col. Prado Coapa

14350 México, D.F.

Delegación Tlalpan

Tel./Fax +52 (55) 56 84 41 62

E-Mail: anescomite@anes.org

www.anes.org

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE)

Rio Lerma 302

Col. Cuauhtémuc

06500 México, D.F.

Delegación Cuauhtémuc

Tel. +52 (55) 30 00 10 00

www.conae.gob.mx

Comisión Reguladora de Energía (CRE)

www.cre.gob.mx

Comisión Federal de Electricidad (CFE)

www.cfe.gob.mx

Luz y Fuerza del Centro (LFC)

Melchor Ocampo 171

Col. Tlaxpana

Delegación Miguel Hidalgo

11379 México, D.F.

www.lfc.gob.mx

Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)

Gerencia de Energía No-Convencionales

Av. Reforma 113

Colonia Palmira

62490 Temixco, Morelos

Tel./Fax +52 (777) 362 38 06

genc.iiie.org.mx/genc/index2.html

Secretaría de Energía (SENER)

Insurgentes Sur No. 890

Col. Del Valle

03100 México, D.F.

Tel. +52 (55) 54 48 60 12

Fax +52 (55) 54 48 60 13

E-Mail: f.barne@energie.gob.mx

www.energia.gob.mx

Centro de Investigación en Energía (CIE-UNAM)

Privada Xochicalc s/n

62580 Temixco, Morelos

Tel. +52 (777) 325 00 52

Fax +52 (777) 325 00 18

www.cie.unam.mx

GTZ-Cooperación Técnica Alemana

Promoción de Energías Renovables (Promover)

c/o Edificio SENER – Secretaría de Energía

Av. Insurgentes Sur 890, 9o piso, oficina 0902

Col. Del Valle

03100 México, D.F.

Tel. +52 (55) 50 00 60 00 ext. 1088

Fax +52 (55) 50 00 60 00, ext. 2160

E-Mail: bernhard.boesl@gtz.de

www.gtz.de/mexico

Deutsch-Mexikanische Industrie- und Handelskammer (CAMEXA)

Cámara Mexicano-Alemana de

Comercio e Industria, A.C.

German Centre

Av. Santa Fe 170

Col. Lomas de Sta. Fe

01210 Ciudad de México, D.F.

Tel. +52 (55) 15 00 59 00

Fax +52 (55) 55 96 76 95

E-Mail: ahkmexiko@compuserve.com.mx

www.camexa.com.mx

Botschaft Mexikos in Deutschland

Klingelhöferstr. 3

10785 Berlin

Tel. +49 (30) 269 323-0

Fax +49 (30) 269 323 325

E-Mail: mail@embamexale.de

www.embamex.de

Botschaft Deutschlands in Mexiko

Horacio 1506

Colonia Polanco

11510 México, D.F.

Tel. +52 (55) 52 83 22 00

Fax +52 (55) 52 81 25 88

E-Mail: embal@mail.internet.com.mx

www.embajada-alemana.org.mx

DNA/COMEGEI (SEMARNAT)

C. Miguel Angel Cervantes Sánchez

Director General Adjunto para Proyectos
de Cambio Climático

Bldv. Adolfo Ruíz Cortines 4209, piso 4

Fracc. Jardines en la Montaña

14210 México, D.F.

Tel. +52 (55) 52 90 09 87 (dir.)

Fax +52 (55) 56 28 07 94

E-Mail: miguel.cervantes@semarnat.gob.mx

www.semarnat.gob.mx (Umweltministerium)

Red Mexicana de Bioenergía (REMBIO)

Antigua Carretera a Pátzcuaro 8701

Col. Ex-Hacienda de San José de la Huerta

58190 Morelia, Michoacán

www.rembio.org

8 Nicaragua

8.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Ende 2006 lag die nominal installierte Erzeugerleistung im nationalen Verbundnetz bei 751,2 MW, während die effektiv verfügbare Leistung nur 588,6 MW betrug, wovon 62 % auf Öl, 14 % auf Bagasse, 17 % auf Wasserkraft und 7 % auf geothermischer Energie beruhten.¹ Die Differenz zwischen nominal und effektiv verfügbarer Leistung wird durch den schlechten technischen Zustand einiger thermischer Kraftwerke sowie durch den Ausfall von geothermischen Quellen verursacht.

Im Fall der Kraft-Wärme-Kopplung mittels Bagasse entspricht die effektiv ins Verbundnetz eingespeiste Leistung der Differenz zwischen nominal installierter Leistung und dem Eigenverbrauch für die Zuckerproduktion (Siehe Tab. 1).

Kraftwerke	Nominal	Effektiv
	MW	
Thermisch (auf Öl-Basis)	432,5	367,6
Kraft-Wärme-Kopplung (auf Basis von Zuckerrohrbagasse)	126,8	81,0
Wasserkraft	104,4	98,2
Geothermisch	87,5	41,7
Gesamtes Verbundnetz	751,2	588,6

Tab 1: Installierte nominale und effektive Leistung pro Erzeugungsquelle in Nicaragua; MW; 2006

Spotmarkt

Im Jahr 2006 kam es in Nicaragua aufgrund fehlender Investitionen in den Kapazitätsausbau, niedriger Verfügbarkeit von thermischen Kraftwerkskapazitäten, extrem niedrigen Wasserstandes in den Stauseen und steigenden Ölpreisen zu einer akuten Energiekrise mit häufigen Stromrationierungen, die alle Verbrauchergruppen betrafen. Der fehlende rechtzeitige Ausbau der Erzeugungskapazitäten erwies sich hierbei als Hauptursache dieser Energiekrise und verursachte einen extremen Anstieg der Strompreise am Spotmarkt. Dort lag der durchschnittliche Arbeitspreis in 2006 bei 158 US \$/MWh und der Leistungspreis bei 168 US \$/MW.

Stromerzeugung

Die Netto-Stromerzeugung 2006 betrug 2.829 GWh. Die Stromerzeugung durch staatliche Kraftwerke hatte daran einen Anteil von gut 19 % und die durch private Kraftwerke von 81 %, wobei die derzeitige Stromerzeugung des Landes zum überwiegenden Teil auf Öl basiert.²

Die Wasserkraftwerke des Stromerzeugers HIDROGESA befinden sich in der Provinz Jinotega im Norden des Landes, die Stromerzeuger CENSA, ORMAT, GEOSA und PENSA in der Provinz Leon und EEC sowie die Zuckerfabriken Monte Rosa und NSEL in der Provinz Chinandega. GECSA und Tipitapa Power befinden sich in der Provinz Managua.

¹ Quelle: Statistiken des Energie-Institutes (Instituto Nicaragüense de Energía - INE).

² Ebda.

Verbundnetz	Stromerzeugung
	GWh
Staatliche Stromerzeuger	547,6
Hidroeléctrica S.A. (HIDROGESA)	299,2
Eléctrica Central S.A. (GECSA)	248,3
Private Stromerzeuger	2281,1
Corporación Eléctrica de Nicaragua S.A. (CENSA)	314,2
Empresa Energética Corinto (EEC)	528,4
Generadora Momotombo S.A. (GEMOSA)	225,6
Generadora Eléctrica de Occidente S.A. (GEOSA)	547,0
Tipitapa Power	420,2
Ingenio Monte Rosa	93,9
Nicaragua Sugar State (NSEL)	100,4
Polaris Energy S.A (PENSA)	51,4
Gesamte Stromerzeugung im Verbundnetz SIN	2.828,7

Tab. 2: Netto-Stromerzeugung pro Energieversorger in GWh; Nicaragua; 2006

Stromübertragung und -verteilung

Das nationale Stromnetz in Nicaragua besteht aus dem nationalen Verbundnetz (Sistema Interconectado Nacional – SIN), welches etwa die Hälfte des Landes mit der höchsten Verbraucherdichte abdeckt, sowie aus Inselnetzen, die in den meisten Fällen von Dieselgeneratoren versorgt werden.

Stromverbrauch

Im Zeitraum Januar bis November 2006 erreichte der Stromverbrauch 1.716 GWh, woran der Haushaltssektor mit 34%, der gewerbliche Sektor mit knapp 31% und der Industriesektor mit gut 20% beteiligt waren.

Sektor	Januar - November 2006	
	GWh	%
Haushalte	580,5	33,8
Handel	523,6	30,5
Industrie	345,0	20,4
Bewässerung	59,5	3,5
Straßenbeleuchtung	64,9	3,8
Pumpen (Wasserversorgung)	137,5	8,0
Gesamtverbrauch	1.716,0	100,0

Tab. 3: Stromverbrauch pro Sektor in Nicaragua; GWh, %; 2006³

Stromtarife

Die Stromtarife ergeben sich sowohl aus bestehenden Stromlieferverträgen als auch durch Angebot und Nachfrage am Spotmarkt, dessen Anteil etwa 9-11% beträgt. Eine Ausnahme machte das Jahr 2005, in dem der Spotmarkt einen Anteil von 25% erreichte.

Bei den Stromtarifen für Endkunden machen die Ausgaben für Brennstoffe (Öl und Ölderivate) ca. 70% der Gesamtkosten aus.

Sektor	Stromtarif
	US\$/kWh
Haushalte	0,15
Handel und Gewerbe	0,18
Industrie	0,14
Bewässerung	0,12
Pumpen (Wasserversorgung)	0,12

Tab. 4: Durchschnittliche Stromtarife pro Verbrauchssektor in US\$/kWh; Nicaragua; 2006⁴

³ Ebda.

⁴ Quelle: Eigene Berechnungen aus Statistiken des Energiesektors. Der Durchschnittstarif wird errechnet aus dem Quotienten aus dem Stromverkaufserlös und der fakturierten Energiemenge.

Ausbauplanung

Das kürzlich neu geschaffene Ministerium für Energie und Bergbau (Ministerio de Energía y Minas, vorher: Nationale Energiekommission CNE), ist zuständig für die Ausbauplanung der Stromerzeugungskapazitäten. Im Mai 2005 legte die damalige CNE den Indikativplan für den Ausbau der Erzeugungskapazitäten für den Zeitraum 2005-2016 vor.⁵ Dieser Plan analysiert zwei Szenarien für die Entwicklung eines zentralamerikanischen Verbundsystems (SIEPAC):

(I) Szenario "Integration":

Dieses Szenario geht davon aus, dass durch neue Projekte sowie durch den Zusammenschluss bestehender nationaler Netze ein einheitliches Verbundsystem auf regionaler Ebene entsteht. Dieses Szenario ist jedoch sehr unrealistisch, da es die völlige Integration aller bestehenden Netze über die Ländergrenzen hinaus bedingen würde.

(II) Szenario "Koordinierter Betrieb isolierter Netze":

In diesem Szenario geht man davon aus, dass die mittelamerikanischen Länder ihre Stromnetze individuell je nach Nachfrage eigenständig entwickeln, jedoch in koordinierter Form über die Ländergrenzen hinweg betreiben könnten.

8.2 Marktakteure

Stromerzeugungsunternehmen

Die Stromerzeugung in Nicaragua wird durch staatliche und private Energieversorger sichergestellt.

Das staatliche Unternehmen ENEL

ENEL (Empresa Nicaragüense de Electricidad) ist das staatliche Energieversorgungsunternehmen und vereinigt als Holding unter sich den Stromerzeuger HIDROGESA, der das einzige Wasserkraftwerk betreibt, und den Stromproduzenten GECSA, der auf Ölbasis Strom erzeugt. Des Weiteren besitzt und betreibt ENEL die Inselsysteme des Landes (meist auf Dieselmotorbasis). Zurzeit plant ENEL neue Kraftwerkskapazitäten auf der Basis von Wasserkraft.

Private Stromerzeuger

GEMOSA, ein geothermisches Kraftwerk, ist an den privaten Stromerzeuger ORMAT verpachtet, während die Firma GEOSA, Betreiberin von zwei thermischen Kraftwerken auf Ölbasis, in 2006 privatisiert wurde.

Die folgende Tabelle zeigt die installierten Stromerzeugungskapazitäten privater Stromerzeuger, die seit der Liberalisierung des Stromsektors 1992 in Betrieb gegangen sind.

Private Stromerzeuger	Leistung (MW)		Betriebsaufnahme
	nominal	effektiv	
Corporación Eléctrica Nicaragüense, S.A. (CENSA)	63,9	56,9	1997
Empresa Energética Corinto (ENRON)	74,0	70,5	1999
Tipitapa Power Company	52,2	50,9	1999
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	59,3	30,0	1999
Monte Rosa, S.A. (IMR)	67,5	30,0	2002
Polaris Energy Nicaragua, S.A. (PENSA) ⁶	10,0	7,5	2005
Gesamt	326,9	245,7	

Tab. 5: Installierte Kapazität privater Stromerzeuger in Nicaragua; MW

Die effektive Leistung von 60 MW der beiden Zuckerfabriken NSEL und IMR ist die maximale Leistung, die während der Zuckerrohrernte ins Verbundnetz SIN eingespeist werden kann. Diese Leistung verringert sich zum Ende der Zuckerrohrernte hin aufgrund abnehmender Verfügbarkeit an Bagasse.

⁵ Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2005-2016.

⁶ Polaris verlor kürzlich (zumindest vorübergehend) die Erzeugungslizenz wegen technischer Probleme mit den bestehenden Anlagen.

Stromübertragungs- und -verteilungsunternehmen

Unión Fenosa

Im September 2000 wurden die beiden staatlichen Stromverteilungsunternehmen an die spanische Firma Unión Fenosa verkauft, die damit eine einheitliche Lizenz für die Stromverteilung in ihrem Konzessionsgebiet erhielt.

Unión Fenosa besitzt keine Konzession in den Regionen Atlántico Norte und Atlántico Sur sowie in Teilen der Provinzen Jinotega, Matagalpa, Chontones und Río San Juan. Es handelt sich dabei um ländliche Gebiete geringer Besiedlungsdichte mit schwierigem Zugang sowie einer geringen Stromnachfrage. Einige dieser ländlichen Kommunen werden von ENEL oder staatlich unabhängigen Organisationen mit kleinen Dieselaggregaten versorgt.

ENATREL

ENATREL (Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica⁷) ist das staatliche Stromübertragungsunternehmen, das Strom über 69 kV-Leitungen (einschließlich der Umspannwerke) an nationale und internationale Abnehmer überträgt.

CNDC

CNDC (Centro Nacional de Despacho de Carga) ist der Netzbetreiber des nationalen Verbundnetzes SIN und eine Organisationseinheit von ENATREL.

Wirtschaftliche Situation der Stromerzeuger

Die Preisbildung für Strom erfolgt auf dem Markt für Stromlieferverträge und einem Spotmarkt. Der Spotmarkt berücksichtigt dabei die marginalen Kosten der stündlichen Stromnachfrage (coste marginal horario). Das nationale Energieinstitut INE berechnet die Großhandelspreise für Energie und Leistung für die Monate November bis Oktober einer Jahresperiode auf der Basis der bestehenden Stromlieferverträge und der Preise auf dem Spotmarkt. Diese vorläufigen Großhandelspreise werden alle 12 Monate neu kalkuliert

und ab Mai des Folgejahres auf die Tarife angewendet. Falls die monatlich akkumulierte Abweichung zwischen vorhergesehenen und tatsächlichen Strompreisen mehr als 10 % beträgt, werden die Tarife angepasst.

Tarifanpassungen, die wegen steigender Ölpreise vom Stromverteilungsunternehmen zwar ständig beantragt, von der Regulierungsbehörde aber nicht entsprechend in Höhe und Zeitraum bewilligt wurden, führen laut Aussage des Stromverteilers zu einem finanziellen Defizit, welches wiederum zur Aussetzung der Zahlungen an die Stromerzeuger führt und bei diesen letztlich zur Rationierung und Abschaltung von Kraftwerken Anlass gibt.

8.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Nachdem der Stromsektor in Nicaragua 13 Jahre lang unverändert in staatlicher Hand war, wurde 1992 eine privatwirtschaftliche Stromerzeugung zugelassen, wobei der Staat als "single buyer" auftrat.

1998 wurde mit der Inkraftsetzung eines neuen Elektrizitätsgesetzes (Ley 272: "Ley de la Industria Eléctrica") eine grundlegende Umstrukturierung des Energiesektors eingeleitet. Erzeugung, Übertragung und Verteilung (einschließlich des Verkaufs) von Elektrizität wurden aufgeteilt und die Erzeugung und Verteilung (einschließlich des Verkaufs) privatisiert, während die Übertragung beim Staatsunternehmen ENATREL verblieb.

Die Reform umfasste auch die Einführung eines Großhandelsmarktes für Strom (mercado mayorista), den Stromhandel zwischen Erzeugern und Verteilern, zwischen Erzeugern und Großabnehmern und den Handel auf dem Spotmarkt. Das Gesetz Nr. 272 verfügte die Aufteilung des staatlichen Energieversorgers ENEL in separate wirtschaftliche Unternehmen für Erzeugung (GEMOSA, GEOSA, HIDROGESA und GECSA), für Stromübertragung (ENTRESA, neuerdings ENATREL) und -verteilung (DISNORTE und DISSUR).

Das Gesetz bestimmte das Nicaraguanische Energieinstitut (INE, Instituto Nacional de Energía) zur Regulierungsbehörde für den Energiesektor mit den Hauptfunktionen Erarbeitung und Durchsetzung technischer Normen, Überwachung der Einhaltung des Stromgesetzes und dessen Bestimmungen, Überwachung des Strommarktes, Schutz der Rechte der Konsumenten, Vergabe von Lizenzen und Konzessionen, Genehmigung von Tarifen für regulierte Verbraucher sowie Schlichtung von Disputen zwischen den Marktteilnehmern.

Des Weiteren führte das Gesetz zur Gründung der Nationalen Energiekommission (CNE, Comisión Nacional de Energía), deren Hauptfunktion die Formulierung der Energiepolitik auf der Basis der Indikativplanung des Energiesektors ist.

Im Januar 2007 wurde von der neuen Regierung mit der Inkraftsetzung des Gesetzes 290 ein neues Ministerium für Energie und Bergbau geschaffen, welches die CNE in allen ihren Funktionen ersetzt und auch einige Funktionen des INE übernimmt, wie z.B. die Vergabe von Lizenzen und Konzessionen sowie die Genehmigung der technischen Normen und Standards für die Sektoren Elektrizität und Kohlenwasserstoffe.

8.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Gesetz zur Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien

Das Gesetz Nr. 532 zur Förderung der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien (Ley No. 532: Para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables) regelt die Förderung von Wasserkraft, Geothermie, Windenergie, Sonnenenergie und Biomasse mit folgenden Anreizmechanismen:

- Befreiung von der Mehrwertsteuer auf Ausrüstungen und Zubehörteile für erneuerbare Energien-Projekte von der Vorbereitung bis zur Konstruktion des Kraftwerkes und Übertragungsleitungen bis zur nächsten Trafostation (Art. 7.2.).
- Befreiung von der Einkommensteuer (impuesto sobre la renta) für sieben Jahre vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlagen zur Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien. Die Erlöse durch den Verkauf von Zertifikaten im Rahmen des Emissionshandels bleiben ebenfalls steuerfrei für den gleichen Zeitraum (Art. 7.3.).
- Teilweise Befreiung von kommunalen Abgaben auf erzielte Einnahmen durch den Betrieb der Anlagen für die Dauer von zehn Jahren, und zwar nach folgendem Schema, (Art. 7.4):
 - Befreiung von 75 % dieser Steuern für die ersten drei Jahre;
 - Befreiung von 50 % dieser Steuern für die nachfolgenden fünf Jahre;
 - Befreiung von 25 % dieser Steuern für die letzten zwei Jahre.
- Befreiung von Steuern auf die Nutzung von natürlichen Ressourcen – wie sie für geothermische Projekte erhoben werden oder wie sie im neuen Wassergesetz vorgesehen werden – für die ersten fünf Jahre nach Inbetriebnahme der Anlagen (Art. 7.5).
- Die Erzeuger von Elektrizität mittels erneuerbarer Energien haben die Wahl, den Strom durch Stromlieferverträge oder auf dem Spotmarkt zu verkaufen. Die Stromlieferverträge haben eine Mindestlaufzeit von zehn Jahren. Das Gesetz verpflichtet die Stromverteilungsunternehmen, Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig abzunehmen und erteilt INE das Recht, Mindestmengen an Stromlieferungen festzulegen. (Art. 12 und 13).
- Um Gleichheit bei der Auswertung von Ausschreibungen herzustellen, müssen Anbieter von Strom aus thermischen Energiequellen die Brennstoffkosten ohne Steuerbefreiungen in ihre Offerten aufnehmen. (Art. 15).

- Die Spotmarktpreise für Strom aus erneuerbaren Energien sind festgelegt mit einer Bandbreite von 55 bis 65 US\$/MWh. Diese Bandbreite kann von INE auf der Grundlage der Energiepolitik des Energieministeriums aktualisiert werden (vorher CNE). (Art. 16).
- Die Erzeuger von Elektrizität mittels erneuerbarer Energien müssen die Regelungen hinsichtlich der erforderlichen Back-up-Kapazitäten und anderer Hilfsdienstleistungen (“reserva rodante y servicios auxiliares”) einhalten, die in den Betriebsnormen festgelegt sind. Die ersten 20 MW an installierter Leitung mittels Windenergie sind ausgenommen vom Nachweis der dynamischen Netzstabilität, müssen jedoch die sonstigen Anforderungen erfüllen, die für die Einspeisung ins Verbundnetz SIN gelten.

Clean Development Mechanism

In Nicaragua wurden bisher neun Energieprojekte unter CDM bei der DNA (Designated National Authority) angemeldet, die dem Umwelt-Ministerium (Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales (MARENA) untersteht. Drei dieser Projekte befinden sich in fortgeschrittenem Stadium der Verhandlungen mit interessierten Käufern der Zertifikate, die in der ersten Jahreshälfte 2007 abgeschlossen werden könnten.

8.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Die CNE⁸ schätzt das technisch und wirtschaftlich nutzbare Potenzial an erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Windkraft und Geothermie) auf etwa 4.500 MW. Trotz dieses enormen Potenzials nutzt Nicaragua bisher nur einen vergleichsweise geringen Teil davon.

Wasserkraft

Die Wasserkraft ist der am besten untersuchte und dokumentierte Sektor erneuerbarer Energien in Nicaragua. Studien aus den 80er Jahren (z.B. Masterplan 1980) und spätere Aktualisierungen weisen ein Wasserkraftpotenzial von 3.760 MW aus.⁹

Eine Untersuchung der CNE hinsichtlich bekannter potenzieller Wasserkraftstandorte geht von einem Bruttonpotenzial von rund 3.280 MW aus, wie die nachfolgende Tabelle zeigt.¹⁰

Leistungsbereich (MW)	Anzahl identifizierter Standorte	Anteil am identifizierten Gesamtpotenzial (%)	Potenzial in diesem Leistungsbereich (MW)	Anteil des Leistungsbereichs am Gesamtpotenzial (%)	Anmerkungen
0,1-1	30	29	10	0,3	30 Klein-Wasserkraftanlagen identifiziert im UNDP Projekt, einschl. zweier PERZA-Projekte
1-10	14	13,5	60	1,8	Daten von CNE und aus anderen Studien
10-25	22	21	416	12,7	
25-272	38	36,5	2.796	85,2	
Gesamt	104	100	3.282	100	

Tab. 6: Identifizierte Wasserkraftstandorte und geschätztes Potenzial; Nicaragua; MW, %

⁸ Die CNE wurde durch das Ministerium für Energie und Bergbau ersetzt. Im Folgenden wird jedoch weiterhin der Begriff CNE benutzt, da die Untersuchungen zu erneuerbaren Energien allesamt von der früheren CNE durchgeführt wurden.

⁹ BID/CNE: Políticas Energéticas Indicativas, Borrador, Managua, Nicaragua, Agosto 2001.

¹⁰ Thomas Scheutzlich: Policy Strategy for the Promotion of Renewable Energy – Situation and Perspective of Hydroelectric Generation in Nicaragua, ESMAP-Studie im Auftrag der Weltbank, Nicaragua 2004.

Das geschätzte jährliche Bruttoerzeugungspotenzial aus Wasserkraft beträgt ca. 33.000 GWh. Davon werden jedoch nur etwa 9.500 GWh als technisch und 6.500 GWh als derzeit wirtschaftlich jährlich nutzbares Energiepotenzial eingestuft. Die derzeit installierte Wasserkraftkapazität beträgt nur ca. 100 MW oder 5 % des verfügbaren Potenzials.¹¹

Aus den zahlreichen Untersuchungen und Studien hat die CNE eine Liste von 24 Projekten mit Leistungen von 7 bis 33 MW und einem gesamten Potenzial von ca. 490 MW als aussichtsreich für die Realisierung erstellt. Weiterhin wurden von CNE 12 Großprojekte mit Leistungen von 41 bis 425 MW identifiziert, darunter das Projekt Copalar mit 350 MW und das Projekt Tumarín mit 425 MW.

Die CNE (bzw. das neu gegründete Ministerium für Energie und Bergbau) führt derzeit ein Projekt durch, in welchem 30 Projekte von 100 kW bis ca. 5 MW identifiziert und auf Pre-Feasibilityniveau untersucht worden sind. Drei dieser Projekte befinden sich derzeit im Bau mit Kofinanzierung durch GEF/UNDP und COSUDE.

Ein viertes Projekt, El Naranjo, wird in 2007 mit Kofinanzierung durch das Projekt EnDev-Nicaragua¹² realisiert.

Windenergie

Bisher kann das Windkraftpotenzial in Nicaragua nur grob geschätzt werden. Die CNE, bzw. das jetzige Energieministerium führt derzeit mit Hilfe von internationalen Organisationen Potenzialabschätzungen durch. Eine Untersuchung zum Windkraftpotenzial und Windenergiemarkt wurde 2003-2004 im Rahmen einer ESMAP-Studie der Weltbank durchgeführt.¹³

Im Oktober 2002 unterzeichnete die CNE ein Abkommen mit UNEP über die Ermittlung des Windkraftpotenzials und die Erarbeitung eines Solar- und Windatlas. Das UNEP-Projekt Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA), das zurzeit mit CNE durchgeführt wird, trug bereits zur Mobilisierung der weiter unten aufgeführten Investitionsprojekte im Windenergiesektor bei.¹⁴

Die Winddaten bestätigen Nicaragua gute bis exzellente Windenergiere Ressourcen (Klasse 4-7) insbesondere in den bereits erwähnten südlichen Regionen um Rivas, Nicaraguasee und den darin liegenden Inseln, den hügeligen Regionen um Managua und Juigalpa, im Westen des Landes nördlich von Managua sowie in Offshore-Gebieten der südlichen Pazifikküste bei Rivas. Mittlere bis gute Windbedingungen (Klasse 3-4) weisen die Karibikküste und vorgelagerte Inseln auf.

Von SWERA werden weiterhin Impulse für Investitionsentscheidungen und die Formulierung der nationalen Energiepolitik und Entwicklungsstrategien erwartet.

Bisherige Windmessprogramme haben ein Gebiet von insgesamt 76 km² identifiziert mit Windgeschwindigkeiten von über 8 m/s (in 10 m Höhe). Das sich daraus ergebende theoretisch nutzbare Potenzial beträgt 760 MW.

Aufgrund dieser Ressourcen haben verschiedene private Unternehmen Explorationslizenzen¹⁵ bei INE beantragt und führen bereits Windmessungen für Investitionsvorhaben in folgenden Regionen durch:

1. El Crucero (seit Oktober 2003)
2. El Sauce (seit Februar 2004)
3. Isla de Ometepe (im Nicaraguasee)
4. Hato Grande
5. Grenada (seit Februar 2004)
6. Corn Island (seit Juli 2004)
7. Zona del Istmo de Rivas (Juigalpa und Rivas im Süden an der Grenze zu Costa Rica)

11 Ebda.

12 Energizing Development - ein Projekt der holländischen Regierung, das von der GTZ implementiert wird.

13 Policy Strategy for the Promotion of Renewable Energy in Nicaragua, Teilstudie Windkraft, ESMAP- Studie im Auftrag der Weltbank, Nicaragua 2004.

14 Der SWERA-Länderbericht für Nicaragua kann abgerufen werden unter <http://swera.unep.net>.

15 Hierbei handelt es sich um vorläufige Lizenzen für einen begrenzten Zeitraum (i.d.R. zwei Jahre) zur Durchführung von Standortuntersuchungen und Windmessungen.

Derzeit gibt es zwei Windenergieprojekte, für die Windmessungen vorliegen und die sich bereits im Planungsstadium befinden:

1. Das Projekt Amayo mit einer geplanten Leistung von 40 MW der Firma ENISA – CDC, das sich auf dem Istmo de Rivas befindet.
2. Das Projekt Hato Grande mit einer geplanten Leistung von 20 bis 25 MW der Firma VENTUS S.A in Chontales.

Unión Fenosa hat den Ankauf der Stromproduktion von insgesamt 40 MW installierter Windleistung zugesagt und der nationale Wasserversorger Empresa Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados (ENACAL) hat angekündigt, 20 MW Windenergie abzunehmen.

Biomasse

Biomasse ist neben Wasserkraft mit einem Aufkommen von geschätzten 42 Mio. Tonnen pro Jahr eine der wichtigsten erneuerbaren Energieressourcen in Nicaragua. Diese Biomasse fällt in Form von land- und forstwirtschaftlichen Abfällen an. Außerdem wird mit einem erheblichen, noch nicht quantifizierten Potenzial im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung von Zuckerrohr-Bagasse gerechnet sowie mit bedeutenden Mengen an Abfällen von Eucalyptus-Holz.

In Nicaragua erzeugen nur zwei Unternehmen Strom aus Biomasse in größerem Umfang zur Einspeisung ins Verbundnetz SIN. Dies sind die beiden Zuckerfabriken NSEL und Monte Rosa. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über das geschätzte Biomassepotenzial in Nicaragua.¹⁶

Oberfläche	Landwirtschaftliche Abfälle	Forstwirtschaftliche Abfälle	Verbrauch an Brennholz	Verfügbare Biomasse für andere Zwecke
ha	t/Jahr			
11.855.800	16 Mio.	29 Mio.	2,9	42,1

Tab. 7: Geschätztes Biomassepotenzial; Nicaragua; t/Jahr

Solarenergie

Die CNE hat mit Unterstützung des SWERA¹⁷ – Programms von UNEP¹⁸ das solare Einstrahlungspotenzial untersucht und einen Solaratlas erstellt. Danach befindet sich die Zone mit der stärksten Einstrahlung im Nordwesten des Landes, insbesondere in den Provinzen León und Chinandega.¹⁹

Zurzeit befinden sich die Investitionskosten für Solar (PV) – Anlagen noch auf einem hohen Niveau im Vergleich zu anderen RE-Technologien. Das führt dazu, dass größere Photovoltaikprojekte bei ca. fünf-fach höheren Investitionskosten pro MW gegenüber Wasserkraft oder Windkraftprojekten nicht oder nur unter besonderen Bedingungen wirtschaftlich sind.

Dennoch sind derzeit einige PV-Projekte in ländlichen Gegenden ohne Wasserkraft- oder Windkraftpotenzial in der Umsetzung.

Projekt PERZA²⁰

Seit April 2005 befindet sich ein Programm zur Entwicklung des Solarenergiemarktes in Durchführung, das durch einen Kredit der Weltbank und einen Zuschuss durch GEF finanziert wird. Das Projektvolumen beträgt 2,9 Mio US\$. Es hat die Versorgung von ca. 18.000 Einwohnern im gesamten Land mit Solarstrom zum Ziel.

¹⁶ Quelle: Guía del inversionista-CNE (Investitions-Leitfaden der CNE).

¹⁷ Solar and Wind Energy Resource Assessment

¹⁸ UNEP: United Nations Environment Programme.

¹⁹ Quelle: Guía del inversionista-CNE (Investitions-Leitfaden der CNE).

²⁰ PERZA: Proyecto de Electrificación Rural en Zonas Aisladas.

Teilprojekt "Francia Sirpi"

Im November 2006 begann die Durchführung des Projektes Francia Sirpi, das ebenfalls mit Mitteln der Weltbank und des GEF im Umfang von ca. 215.000 US\$ finanziert wird. Gegenstand des Projektes ist eine Batterieladestation auf der Basis von Solarstrom in der Region RAAN²¹, von deren Stromerträgen etwa 2.200 potenzielle Nutzer profitieren werden.

Teilprojekt "San Juan de Nicaragua"

Dieses Projekt wird ebenfalls mit Mitteln aus einem Kredit der Weltbank und des GEF finanziert. Der Kredit beträgt 315.000 US\$, mit dem ein Solar-Diesel-Hybridssystem finanziert wird, das 2007 in Betrieb gehen soll.

PV-Projekt der IDB (Proyecto Sistemas Fotovoltaicos)

Dieses Projekt wird finanziert von der Inter-Amerikanischen Entwicklungsbank (IDB) und befindet sich in Waspán (Region RAAN). Es wird 1.422 Familien mit individuellen Solar-Home-Systemen versorgen, die von einer privaten Firma installiert, gewartet und verwaltet werden.

Geothermie

Obwohl Nicaragua ein enormes geothermisches Potenzial hat, wurde dieses bisher nicht vollständig identifiziert. Vorläufige Studien gehen von einer Reserve von ca. 1.500 MW aus. Eine Potenzial- und Marktuntersuchung wurde 2003-2004 im Rahmen einer ESMAP-Studie der Weltbank durchgeführt.²²

In 1999 und 2000 hat das INE zwei Lizenzen zur Projektimplementierung vergeben. Im März 2006 wurden Lizenzen für die Exploration der Projekte El Hoyo-Monte Galán und Managua-Chiltepe an das Konsortium Geotérmico GeoNica vergeben, das gemeinsam von der Firma Compañía Geotérmica Salvadoreña LaGeo und dem italienischen Stromversorger ENEL gebildet wurde.

Zukünftige Projekte

Wasserkraft

In den folgenden Tabellen sind Projekte aufgelistet, die im Investitionsleitfaden der CNE aufgeführt sind (Guía del Inversionista-CNE, 2003) und in den nächsten Jahren dem Privatsektor zur Realisierung angeboten werden sollen. Der rechtliche Rahmen für die Beteiligung des Privatsektors wurde in den letzten Jahren schrittweise erheblich verbessert, sodass die Chancen für eine Realisierung aus diesem Portfolio durchaus gegeben sind.

Projekt	Leistung in MW
Tumarín	425
Mojolka	119
Brito	260
Copalar	350
Valentin	62
Pintada	203
Kuikuinita	63
Paraska	41
Kayaska	54
Piedra Fina	102
Paso Real	48
Tendido	94
Gesamtleistung	1.821

Tab. 8: Wasserkraftprojekte > 30 MW; Nicaragua

21 RAAN: Región Autónoma del Atlántico Norte.

22 Policy Strategy for the Promotion of Renewable Energy in Nicaragua, Teilstudie Geothermie, ESMAP-Studie im Auftrag der Weltbank, Nicaragua 2004.

Projekte	Leistung in MW
Namasli	9
Coco Torres	19
Kinunu	8
Kayasla	33
Daka	5
Arrawas	7
Esquirin	14
Paso Real	30
Santa Elisa	18
Lipo	22
Zopilota	18
Quililon	22
Sofana	26
Loro	20
Bosayan	18
Posa Brújula	22
Consuelo	31
Pajarito	23
La Estrella	19
Piedra Pintada	25
El Salto	27
Pantasma	24
Larreynaga	17
La Sirena	33
Gesamtleistung	490

Tab. 9: Andere Wasserkraftprojekte; Nicaragua; MW

Projekt	Leistung in MW
El Hoyo Monte Gala	200
Managua Chiltepe	150
Gesamtleistung	350

Tab. 10: Geothermische Projekte in Durchführung; Nicaragua; MW

Windenergie

Der regionale Entwicklungsrat (Consejo de Desarrollo Departamental) in Estelí hat Interesse geäußert, in der Region von San Nicolas südlich von Estelí ein Windkraftprojekt zu identifizieren und voranzutreiben. Nähere Einzelheiten sind noch nicht bekannt.

Die Nationale Universität (UNI – Universidad de Ingeniería) in Managua beabsichtigt die Erarbeitung eines detaillierten nationalen Windatlas und von Machbarkeitsstudien für acht kommerzielle Windparks in den Gemeinden El Sauce, San Nicolas, Matagalpa, Rancho Grande, Chontales, Puerto Cabezas, Bluefields und Corn Island.

8.6 Ländliche Elektrifizierung

Die CNE hat einen Nationalen Plan für ländliche Elektrifizierung (Plan Nacional de Electrificación Rural-PLANER) für den Zeitraum 2003-2013 erstellt, dessen Hauptziel die Anhebung der nationalen Elektrifizierungsrate von 55 % (2003) auf 71 % (2013) ist. Für dessen Umsetzung wurde ein Investitionsvolumen von 270,4 Mio. US\$ vorgesehen, wobei die Regionen Priorität besitzen, in denen keine Konzessionen für PV- und/oder Wasserkraftprojekte vergeben werden. Diese Geldmittel sollen aus bilateralen und multilateralen Quellen kommen und durch den Entwicklungsfonds für die Nationale Elektrizitätsindustrie (Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional – FODIEN) verwaltet werden. Die bis heute realisierten Investitionen in der ländlichen Elektrifizierung sind zum größten Teil in Netzerweiterungsprojekte in Konzessionsgebieten von Unión FENOSA geflossen.

Das Energieministerium Nicaraguas setzt die nationale Energiepolitik der CNE mit den folgenden Zielen fort:

- Die Entwicklung des nationalen Plans für ländliche Elektrifizierung (Plan Nacional de Electrificación Rural – PLANER). Priorität haben die Regionen, in denen das Potenzial zur Erhöhung der Produktivität am größten ist.

- Reformen in den Richtlinien des Entwicklungsfonds für die Nationale Elektrizitätsindustrie (Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional – FODIEN) werden durchgeführt mit dem Ziel, internationale Mittel für die Umsetzung nachhaltig und transparent zu akquirieren.
- Mittel für die Durchführung des Elektrifizierungsprogramms PLANER werden aus dem Staatshaushalt zugewiesen und durch den Entwicklungsfonds FODIEN verwaltet.
- Eine Preis- und Subventionspolitik für ländliche Gebiete wird angestrebt, um direkte und transparente Subventionen für ländliche Elektrifizierungsprojekte vergeben zu können.
- Die Nutzung erneuerbarer Energiequellen für die ländliche Elektrifizierung wird gefördert.
- Die Einführung neuer Normen im Elektrizitätssektor, die den besonderen Bedingungen der ländlichen Elektrifizierung und netzferner Insel-systeme gerecht werden.

Die oben erwähnten Maßnahmen wurden von der CNE initiiert und gefördert. Allerdings wurden sie entweder noch nicht von der Regierung bewilligt – insbesondere solche Maßnahmen, die direkte Subventionen und den Einsatz staatlicher Geldmittel verlangen – oder sie wurden noch nicht von den entsprechenden Behörden umgesetzt.

Ländliche Elektrifizierungsprojekte

Im Rahmen des ländlichen Elektrifizierungsprogrammes PLANER werden sowohl Projekte der konventionellen Netzerweiterung als auch solche auf der Basis erneuerbarer Energien durchgeführt.

Projekte der Netzerweiterung:

Puerto Cabezas: Das Ziel dieses Projekts ist die Verbesserung der Qualität der Stromversorgung in Puerto Cabezas und 12 angrenzenden Gemeinden. Das Budget beträgt 1.925.000 US\$.

Ländliche Elektrifizierung in sechs Provinzen: In diesem Projekt sollen die Elektrizitätsnetze erweitert werden und somit 33 Gemeinden (1.294 Haushalte; 7.551 Einwohner) in 5 Provinzen (Estelí, Matagalpa, Jinotega, Madriz y Boaco) ans Netz angeschlossen werden. Das Budget beträgt 1.750.000 US\$.

Entwicklung der Milchwirtschaft in Boaco und Chontales: Ziel dieses Projekts ist die Förderung der Produktivität in der Region durch Verbesserung technologischer Prozesse und die Einführung neuer Alternativen. Vorgesehen ist eine Stromversorgung auf kommerziellem Niveau (120/240 V) für 19 Molkereien in den Gemeinden Boaco und Chontales und die Elektrifizierung von 13 Gemeinden, die im Umfeld der vorgesehenen Netzleitungen angesiedelt sind. Das Gesamtbudget beträgt 3.000.000 US\$.

Produktive Zonen des Konzessionsgebietes: Dieses Programm hat zum Ziel, die Elektrifizierungsrate in ländlichen Gebieten signifikant zu steigern, insbesondere in Orten, die ein Potenzial für wirtschaftliche Entwicklung nachweisen können. Vorgesehen ist eine Netzerweiterung um 278 km in den Provinzen des RAAS, Río San Juan, Boaco und Chontales. Annähernd 38.000 Menschen in 163 Gemeinden sollen davon profitieren. Das Budget für dieses Programm beträgt 4.750.000 US\$.

Ländlicher Elektrifizierungsfonds (Fondo Electrificación Rural – FAROL-ER): Projektgebiet ist der Norden Nicaraguas mit den Provinzen Nueva Segovia, Jinotega, Matagalpa, Madriz und Estela, und das Konzessionsgebiet DISNORTE. Dabei sollen ebenfalls ländliche Gebiete mit hohem wirtschaftlichem Entwicklungspotenzial bevorzugt werden.

Elektrifizierungsprojekte mit Nutzung erneuerbarer Energien:

Folgende Wasserkraftwerke werden in Rahmen des UNDP/GEF-Vorhabens "Usó Productivo por medio de Minicentrales Hidroeléctricas" realisiert und von GEF/UNDP und COSUDE (Schweizerische Regierung) sowie teilweise aus dem GTZ-Projekt "EnDev Nicaragua" finanziert:

- Kleinwasserkraftwerk Rio Bravo: Das Projekt hat eine installierte Leistung von 170 kW und befindet sich in der Region Waslala-RAAN. Die Installation der Wasserkraftanlage begann in 2006. Sie wird im ersten Halbjahr 2007 in Betrieb gehen.
- Kleinwasserkraftwerk Bilampí: Das Projekt hat eine installierte elektrische Leistung von 300 kW und befindet sich im Departamento de Matagalpa. Die Installation der Wasserkraftanlage begann ebenfalls in 2006 und wird im ersten Halbjahr 2007 in Betrieb gehen.
- Kleinwasserkraftwerk El Najanja: Das Projekt hat eine installierte elektrische Leistung von 210 kW und befindet sich in der Gemeinde El Najanja in der Region Waslala-RAAN. Die Investition in die Wasserkraftanlage wird im Rahmen des GTZ-Projekts "EnDev Nicaragua" kofinanziert. Die Umsetzung des Vorhabens soll in 2007 beginnen.
- Kleinwasserkraftwerk El Bote: Das Projekt hat eine installierte elektrische Leistung von 900 kW und befindet sich in der Matagalpa, Region Waslala-RAAN. Die Installation der Wasserkraftanlage begann bereits in 2004, sie ist seit Beginn 2007 in Betrieb. Das Projekt wurde von der Schweizerischen Regierung kofinanziert.
- Kleinwasserkraftwerk Salto Kepí: Das Projekt hat eine installierte elektrische Leistung von 1,5 MW und befindet sich in der Gemeinde Mulukukú in der Provinz Paiwas, Region RAAN. Das Projekt soll in 2007 realisiert werden.
- Kleinwasserkraftwerk Salto Molejones: Das Projekt hat eine installierte elektrische Leistung von 630 kW und befindet sich im Norden der Gemeinde La Esperanza in der Region RAAS. Das Projekt soll ebenfalls in 2007 realisiert werden.

Weitere Projekte der ländlichen Elektrifizierung basieren auf Photovoltaik und werden zurzeit im Rahmen der bereits weiter oben beschriebenen Projekte PERZA (WB), "Francia Sirpi" (WB/GEF), "San Juan de Nicaragua" (WB/GEF) und des "Proyecto Sistemas Fotovoltaicos" der IDB in Waspán (Region RAAN) durchgeführt.

Wechselkurs (6. Mai 2007):

1 Nicaraguanischer Cordoba (NIO) = 0,0418 Euro (EUR)

8.7 Literatur

- Instituto Nicaragüense de Energía (INE): Plan Maestro de Desarrollo Eléctrico 1977-2000, Consorcio Ieco – Laymeyer, Managua, 1980
- INE: Proyecto Rio Viejo – Master Plan, Swedpower/ Norconsult International, Managua 1996
- IFC: Nicaragua – Assessment of Hydroelectric Generation Alternatives, Final Report by SWECO International, April 2001
- BID/CNE: Políticas Energéticas Indicativas, Borrador, Managua, Nicaragua, Agosto 2001
- Comisión Nacional de Energía (CNE): Guía del Inversionista (Investitionsführer der CNE), Nicaragua 2003
- Scheutzlich, Thomas: Policy Strategy for the Promotion of Renewable Energy – Situation and Perspective of Hydroelectric Generation in Nicaragua, ESMAP-Studie im Auftrag der Weltbank, Nicaragua 2004

- ECLAC:
Renewable Energy Sources in Latin America and the Caribbean: Situation and Policy Proposals, Santiago de Chile, April 2004
- Plan Maestro de Geotermia, Managua, o. J.
- Comisión Nacional de Energía (CNE):
Plan Indicativo 2005-2016, Nicaragua 2005
- Dussan, Manuel I.:
Opciones de política para la reforma del sector eléctrico, Nicaragua (o. J.)
- SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment):
SWERA-Windatlas Nicaragua,
http://swera.unep.net/typo3conf/ext/metadata_tool/archive/download/camwindreport_R4_242.pdf

8.8 Kontakte

Ministerio de Energía y Minas
(vormals: Comisión Nacional de Energía CNE)
Portón Hospital Bautista,
1 c. Abajo, 125 vrs. Al lago
Managua
Tel. + 505 (222) 5576
Fax. + 505 (222) 4629
www.cne.gob.ni

Instituto Nicaragüense de Energía (INE)
Edificio PETRONIC,
Managua
Tel. + 505 (222) 5611/222 5559
www.ine.gob.ni

Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC)
Managua
Tel. + 505 (276) 0501/0553
Fax + 505 (276) 3326
www.cndc.org.ni

GTZ Nicaragua
Dr. Edgar Köpsell
MASRENACE – GTZ-Büro Nicaragua
Bolonía, de la Optica Nicaragüense
Managua
Tel. + 505 (255) 0530 bis 32
email: edgar.koepsell@gtz.de

COSUDE (Schweizerische EZ)
Sra. Maria Antonia Zelaya
De La Clinica las Plamas 1 c. Abajo
Managua
Tel. + 505 (266) 3010
email: mariaantonia.Zelaya@sdc.net

PNUD Nicaragua
Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
Apartado 3260
Managua
Tel. + 505 (266) 17 01
Fax + 505 (266) 69 09
E-mail: registry.ni@undp.org
www.undp.org.ni/

Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)
Pista Juan Pablo II e intersección Ave. Bolívar
Sr. Mario José Torres L.
Managua
Tel. + 505 (277) 41 66
Fax. + 505 (267) 43 77
E-mail: mtores@enel.gob.ni

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL)
Intersección Avenida Bolívar y Pista Juan Pablo II.
Managua
Tel. + 505 (277) 41 59
www.entresa.com.ni

Karibische Staaten

9.1.1 Energiesektor in den ausgewählten Karibikstaaten – Zusammenfassung

Die im Folgenden vorgestellten Karibikstaaten umfassen die vier Windward-Inselstaaten Barbados, Grenada, Saint Lucia, Saint Vincent und die Grenadinen (SVG) sowie die zu den Leeward-Inseln zählende Insel Dominica. Während Barbados ca. 160 km östlich außerhalb des Antillenbogens liegt und eine relativ trockene und flache Kalksteininsel ist, sind die übrigen Inseln vulkanischen Ursprungs. Sie weisen eine ausgeprägte, teilweise schroffe Berglandschaft mit recht hohen (> 2000 mm pro Jahr) Niederschlägen auf und verfügen (außer Grenada) über ein erhebliches geothermisches Potenzial. Alle beschriebenen Inseln sind den aus nordöstlicher Richtung kommenden Passatwinden ausgesetzt und weisen somit ein sehr gutes Windkraftpotenzial auf.

Den Inseln (bis auf Dominica) ist weiterhin gemein, dass sie jeweils von einem nationalen Energieversorgungsunternehmen (EVU) versorgt werden, welches das Monopol auf die Erzeugung, Übertragung, Verteilung und den Verkauf besitzt. Während in Dominica der Energiesektor seit 2007 (teil-) liberalisiert ist, befindet sich der Energiesektor der anderen Länder noch im Umbruch. In den nächsten Jahren werden Reformen erwartet, die den Strommarkt vor allem für Investitionen durch unabhängige Stromerzeuger öffnen werden. Aufgrund hoher Strompreise und sich verbessernder Rahmenbedingungen sind für Investitionen auf allen Inseln die Sektoren Windenergie und Solarenergie und auf einigen Inseln Geothermie sowie Wasserkraft am attraktivsten.

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über den Energiesektor der ausgewählten OECS-Länder und Barbados.

Strom-Sektor					
	Barbados	Dominica	Grenada	St. Lucia	SVG
Einwohnerzahl (ca.)	280.000	74.000	100.000	160.000	118.000
Fläche (km ²)	432	750	344	616	389
EVU	BL&P	DOMLEC	GRENLEC	LUCELEC	VINLEC
Universal – Lizenz bis	2028	2015 (neu, ab 2007)	2073	2045	2033
Installierte Leistung (MW)	239,1	23,5	45,1	65,8	39,98
Installierte RE-Leistung (MW)	2 kW (PV)	7,6 (Wasserkraft)	15 kW (PV) 80 kW (Wind)	Keine	5,7 (Wasserkraft)
Spitzenlast (MW)	154,2	14,4	24,0	49,2	20,6
RE-Anteil	0% (15%*)	35-40%	0%	0%	19-27%
Elektrifizierungsgrad	100%	99%	99,5%	99%	99%
Stromverkauf in 2005 (GWh)	885,0	67,8	131,6	323,6	103,7
Stromtarife (US\$/kWh)	0,24 (2006)	0,37 (2006)	0,30 (2006)	0,26 (2006)	0,28 (2004)

* Durch die Nutzung von solaren Warmwasserbereitern tragen erneuerbare Energien mit ca. 15% zur Energieversorgung bei.

Strom-Sektor					
	Barbados	Dominica	Grenada	St. Lucia	SVG
Aktuelle RE-Politik					
Nationale Energiepolitik	im Entwurf	in Bearbeitung	nein	im Entwurf	im Entwurf
Nationaler Energie-Aktionsplan	nein	Entwurf, noch nicht verabschiedet	Entwurf, noch nicht verabschiedet	verabschiedet vom Kabinett	Entwurf, noch nicht verabschiedet
RE-Zielvorgaben	2012: 10% des nationalen Verbrauchs, 2026: 20% des nationalen Stromverbrauchs	2008: 48% der installierten Stromerzeugungsleistung 2015: 65-70% der installierten Leistung	nein	2007: 10% der Spitzenlast	nein
IPPs erlaubt	nein	ja	mit Unterlizenz des EVU	mit Unterlizenz des EVU	mit Unterlizenz des EVU
Eigene Stromerzeugung erlaubt	mit Unterlizenz des EVU	ja, bis 20 kW ohne Lizenz	ja, Netmetering bis 10 kW	ja, aber nur netzfern	ja, aber nur netzfern
Einspeisung durch IPP gesetzlich geregelt	nein	ja	nur Netmetering bis 10 kW und nach Einzelprüfung	nein	nein
Position des EVU gegenüber Einspeisung von RE	eigene Erzeugung bevorzugt	reguliert durch neues Gesetz	eigene Erzeugung und netmetering	eigene Erzeugung bevorzugt	Erzeugung und Bereitschaft zum Ankauf
Anreizmechanismen für Solare Warmwasserbereiter	Einkommenssteuererleichterung, Befreiung von Importsteuer	Steuerfreiheit für importierte Geräte und Komponenten	Steuerfreiheit für Hotels beim Import von Geräten und Komponenten	Einkommenssteuererleichterung, Befreiung von Importsteuer	Fall-zu-Fall-Entscheidung (Antragsprinzip)

Tab. 1: Übersicht über den Energiesektor in den ausgewählten Karibikstaaten¹

Die Energieversorgung in der Region hängt zu mehr als 90% von importierten fossilen Brennstoffen ab. Die meisten karibischen Inseln, mit Ausnahme von Trinidad und Tobago, verfügen über keine oder sehr begrenzte Öl-, Gas- und/oder Kohlevorkommen. Folglich werden in einigen Ländern, wie z.B. in Grenada, bis zur Hälfte aller Exporteinkünfte für den Import fossiler Brennstoffe aufgewendet. Im Rahmen des PetroCaribe-Abkommens von 2005 bietet Venezuela den Bezug von Rohöl und Erdölprodukten zu Vorzugskonditionen an. Dieses Abkommen ist von der Mehrheit der Karibikstaaten unterzeichnet worden. St. Lucia und Barbados sind dem Abkommen bisher nicht beigetreten.

Die Wirtschaft der meisten Karibikstaaten basiert hauptsächlich auf Einnahmen aus Tourismus und Agrarexporten sowie auf Transferleistungen durch im Ausland beschäftigte Arbeitskräfte. Energieintensive Industrien gibt es lediglich auf den größeren Inseln wie Jamaika, Trinidad und Tobago.

Die vergleichsweise bereits sehr hohen Stromtarife eskalierten während des Ölpreisanstiegs in 2005/2006 und erreichten Werte von 0,24 US\$/kWh (Barbados) bis 0,37 US\$/kWh (Dominica).² Damit zählen diese Tarife zu den weltweit höchsten Tarifen; sie beinhalten die in der Karibik üblichen, auf den Basistarif aufgeschlagenen, Brennstoffzuschläge (fuel surcharges).

¹ Thomas Scheutlich: German Contribution to the (CREDP/GTZ), Vortrag auf dem Caribbean Environmental Forum (CEF-3), Antigua, 05.-09.06.2006.

² Trinidad und Tobago's Stromtarife sind mit ca. 0,04 US\$/kWh sehr niedrig, was auf die eigenen Vorkommen an Öl und Gas zurückzuführen ist.

9.1.2 Status der erneuerbaren Energieträger in den ausgewählten Karibikstaaten – Zusammenfassung

Trotz der hohen Potenziale an Wind- und Solarenergie und in geringerem Maße Wasserkraft, Geothermie sowie Biomasseressourcen-, beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in der CARICOM³- Region bisher lediglich ca. 3%.

Der Grund für diese außerordentlich niedrige Nutzung erneuerbarer Energien liegt hauptsächlich an den ungünstigen politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen, die ein Bündel von Barrieren bedingen, wie z.B. das Monopol nationaler Versorgungsunternehmen in allen untersuchten Ländern, fehlende Anreize für die RE-Nutzung bzw. fehlende Sanktionen bei Nicht-Nutzung, damit das Fehlen von Investitionen durch unabhängige Stromerzeuger, aber auch die Unkenntnis der Versorgungsfirmer hinsichtlich RE-Technologien und fehlende Planungs- und Wartungskapazitäten für RE-Anlagen.

Die starken Ölpreissteigerungen in 2005/2006 haben gravierende Folgen hauptsächlich für die Stromkunden, an die die Ölpreissteigerungen meist direkt über den Brennstoffzuschlag weitergegeben werden, sowie für die Regierungen, die sich mit enorm gestiegenen Devisenausgaben für den Ölimport auseinandersetzen müssen. Der zunehmende Druck von Regierungen und Verbrauchern führte dazu, dass die nationalen Stromversorger sich für die Nutzung von RE-Technologien und deren Potenziale geöffnet haben und nunmehr mit unterschiedlicher Intensität und Geschwindigkeit RE-Projekte vorantreiben.

Da die meisten Länder keinen Engpass bei den installierten Erzeugungskapazitäten haben, sondern eher die hohen Stromgestehungskosten reduzieren wollen/müssen, kommt den RE-Technologien vor allem eine "fuelsaver"-Funktion zu und dient nicht vorrangig der Schaffung neuer Erzeugerkapazitäten.

Regionale Programme zum Ausbau der erneuerbaren Energien

Die hier skizzierte Problemlage bildet die Basis für das Caribbean Renewable Energy Development Programme (CREDP), das von GEF/UNDP und der deutschen Bundesregierung (BMZ) seit 2003 mit insgesamt ca. 7 Mio. US\$ finanziert und vom CARICOM Sekretariat in Guyana, koordiniert wird. Ziel des Vorhabens, an dem sich 11 der 15 CARICOM-Mitgliedsländer beteiligen, ist die Beseitigung oben genannter Barrieren, wobei in der derzeitigen Programmphase die Beratung der Regierungen der OECS-Staaten (Organization of Eastern Caribbean States) bei der Schaffung vorteilhafter und gesicherter rechtlicher Rahmenbedingungen sowie die Identifizierung und Unterstützung konkreter RE-Projekte bis zur Investitionsreife im Vordergrund stehen. Im Rahmen des Gesamtvorhabens konzentriert sich der Projektteil CREDP/GTZ auf die sieben Länder Dominica, Grenada, Jamaika, St. Lucia, St. Vincent and the Grenadines sowie St. Kitts and Nevis und Barbados (die beiden letzteren nur im Windbereich).

CAWEI⁴ ist eine regionale Initiative, die vom CREDP/GTZ-Projekt initiiert, und von der EU Energy Initiative (EU EI/PDF⁵) kofinanziert und von CARILEC⁶ koordiniert wird. Ziel ist die Bündelung und gemeinsame internationale Ausschreibung möglichst vieler Windparks in der Karibik, um die Transaktions-, Wartungs- und Reparaturkosten für den Lieferanten durch Größenvorteile (economies of scale) zu minimieren.

CAWEI bietet außerdem eine Plattform für den Austausch von Fachwissen und Erfahrungen unter den Stromversorgern, die bereits Windparks betreiben oder planen. Im Rahmen von CAWEI wurden kürzlich regional gültige Ausschreibungsunterlagen für die internationale Ausschreibung von drei Windparks fertiggestellt. Sie werden derzeit unter den teilnehmenden EVUs diskutiert. Unter anderem werden auch die spezifischen Bedingungen der Karibik (kleine und teils schwache Inselnetze, geringe Leistungen, Wirbelstürme, Erosion durch Salzwasser etc.) in den Ausschreibungsunterlagen besonders behandelt.

3 Die Caribbean Community (CARICOM) hat 15 Mitgliedsstaaten.

4 CAWEI – Caribbean Wind Energy Initiative.

5 PDF – Partnership Dialogue Facility ist ein Förderinstrument der EU Energy Initiative (EU EI).

6 CARILEC – Vereinigung der karibischen Energieversorgungsunternehmen mit Sitz in St. Lucia.

Über den beschriebenen Rahmen hinaus interessieren sich auch die Versorger in anderen Ländern für die Errichtung von (weiteren) Windparks, so z.B. Jamaika, Kuba, Dominica, Grenada, St. Kitts & Nevis, Anguilla, Montserrat, Guyana und Surinam. Diese geplanten Windenergieprojekte können im Prinzip mit der künftigen Unterstützung durch CAWEI rechnen.

Ein weiteres regionales Programm ist ein von UNEP/OAS (Organization of American States) unterstütztes Programm zur Nutzung geothermischer Energie in Dominica, St. Lucia und St. Kitts und Nevis.

Der aktuelle Stand der Nutzung erneuerbarer Energieträger wird im Folgenden summarisch für die fünf untersuchten Länder dargestellt.

Wasserkraft

Wasserkraftpotenziale existieren nur in einigen Karibikstaaten.⁷ Von den hier untersuchten Ländern verfügen lediglich Dominica und SVG über ein nennenswertes Potenzial.

Schon 1952 wurde das erste Wasserkraftwerk in Dominica installiert, und in den 1960er Jahren wurde der Energiebedarf des Landes zu ca. 90% durch Wasserkraft abgedeckt. Dieser Prozentsatz verminderte sich drastisch über die Jahre durch den vermehrten Einsatz von Diesel, durch Wassermangel in Trockenzeiten, Überalterung einiger Anlagen und technische Probleme. Die installierte Kapazität (6 MW) ist nicht ganzjährig verfügbar und sinkt bis auf 3,6 MW in der Trockenperiode.

Ein beträchtlicher Rückgang erfolgte im Jahr 2001 durch den Zuwachs an Dieselerzeugung, aufgrund der schnellen Netz- und Bedarfserweiterung.⁸

Heute gibt es in Dominica drei Wasserkraftwerke in einer Kaskadenanordnung mit einer installierten Gesamtleistung von 7,6 MW, von der allerdings nur 6 MW technisch verfügbar sind. Sie wurden zwischen 1965 und 1988 gebaut.

CREDP/GTZ erarbeitete in 2005 eine Machbarkeitsstudie für die Rehabilitierung und Erweiterung der Stromerzeugerkapazität für die zwei Kraftwerke Old Trafalgar und Padu in Dominica. Die Studie wies nach, dass ein derartiges Projekt technisch und wirtschaftlich sinnvoll und machbar ist. Bisher wurde der Vorschlag jedoch von dem Besitzer der Anlagen (EVU DOMLEC) nicht aufgegriffen.

Durch die Ende 2006 erfolgte Änderung des "Electricity Supply Act" (ESA) wird es in Zukunft voraussichtlich verstärkt unabhängige Stromerzeuger und Selbstversorger geben. So besteht Interesse an der Eigenstromversorgung aus Wasserkraft für ein touristisches Ressort an der Ostküste sowie für Industriebetriebe und am kommerziellen Betrieb von Wasserkraftwerken durch unabhängige Erzeuger.

Ein konkretes Projekt, für welches CREDP/GTZ derzeit die Machbarkeitsstudie für die Wasserbehörde (DOWASCO) erstellt, ist das "Newtown"-Projekt, welches eine existierende Trinkwasserleitung nutzen kann, um ca. 150 kW Leistung zu erzeugen. Die finanzielle Machbarkeit ist hervorragend, und es ist zu erwarten, dass DOWASCO dieses Projekt implementieren wird.

Das von CREDP/GTZ konservativ geschätzte ungenutzte Wasserkraftpotenzial in Dominica liegt bei ca. 5 bis 10 MW.

Die Insel St. Vincent hat ca. 5,2MW installierte Leistung in Wasserkraftwerken, die zwischen 19 und 27% der gesamten Stromerzeugung decken (vor allem abhängig von der jährlichen Niederschlagsmenge). Der Beitrag der Wasserkraft ist mit den Jahren gefallen, von 80% in den frühen 1970er Jahren. Es handelt sich um Laufwasserkraftwerke, die sich an den South Rivers an der Ostküste (0,9 MW), in Cumberland an der Westküste (3,7 MW) und in Richmond an der Westküste (1,2 MW) befinden.

⁷ Außer in St. Vincent und Dominica gibt es erhebliche Wasserkraftpotenziale in Guyana, Surinam, Belize, Cuba und Jamaica.

⁸ Vidal, 2004.

Auch in St. Vincent hat CREDP/GTZ in 2005 eine Machbarkeitsstudie durchgeführt und darin die technische und wirtschaftliche Durchführbarkeit der Rehabilitierung und Optimierung der beiden Wasserkraftanlagen Richmond und South River aufgezeigt. Der Aufsichtsrat des Versorgers VINLEC hat 2006 zugestimmt, dieses Projekt in Angriff zu nehmen. Bis Ende April 2007 läuft noch eine von VINLEC veröffentlichte internationale Präqualifikation zu diesem Vorhaben.

Das verfügbare, aber noch nicht erschlossene Wasserkraftpotenzial in St. Vincent liegt in der Größenordnung von 5 bis 8 MW.

Über eine kleine Wasserkraftreserve von ca. 150 kW verfügt St. Lucia mit dem Millet-Staudamm. Eine Machbarkeitsstudie zur Nutzung des überschüssigen Wassers zusammen mit der Nutzung der ökologischen Mindestrestwassermenge bewies die technische und wirtschaftliche Durchführbarkeit. Die Studie wurde an die Wasserbehörde in St. Lucia (WASCO) weitergeleitet, bisher ist jedoch diesbezüglich noch keine Entscheidung gefallen. Dieses Projekt ist ein reines "Fuel-Saver"-Projekt und könnte WASCO helfen, die Betriebskosten der Pumpstationen zu senken.

In Grenada wurden in den 1980er Jahren Studien über mögliche Wasserkraftpotenziale durchgeführt, die aber keine Potenziale von mehr als ca. 500 kW ergaben.

Windenergie

Windenergie ist eine RE-Technologie, die gleichermaßen in fast allen Karibikstaaten genutzt werden kann, wenngleich mit standortbedingten Unterschieden beim Ertrag.

Während bereits seit den 1990er Jahren Windparks in Curacao (Niederländische Antillen) sowie in Guadeloupe in Betrieb sind, wurde der erste Windpark in der englischsprachigen Karibik Mitte 2004 in Jamaika (Wigton Windfarm, 20 MW) in Betrieb genommen. In Montserrat (britisches Überseegebiet) existierte eine 250-kW-Turbine bis zum Ausbruch eines Vulkans, der die Anlage vernichtete.

In der Ostkaribik wurden Windmessungen und Standortsuchen bereits seit den 1980er Jahren von regionalen und internationalen Organisationen (CDB, OECS, OAS⁹) unterstützt und durchgeführt. Oftmals sind jedoch damals identifizierte Standorte heute bebaut und damit nicht mehr verfügbar. Das technisch nutzbare Windpotenzial wird praktisch nur durch die zulässige Penetrationsrate im gegebenen Inselnetz sowie durch die Verfügbarkeit geeigneter Standorte limitiert, wobei sich der Mangel an letzteren insbesondere auf kleinen Inseln oft als eine kaum zu überwindende Barriere herausgestellt hat.

Derzeit befinden sich drei Windparkprojekte in Barbados (Lamberts, ca. 11 MW), St. Lucia (Sugar Mill, 12 MW) und St. Vincent (Ribishi Point, 7 MW) in der Planung. Die drei Stromversorger Barbados Light & Power (BL&P), LUCELEC und VINLEC haben sich im Rahmen der Caribbean Wind Energy Initiative (CAWEI) zusammengeschlossen, um durch eine gemeinsame internationale Ausschreibung ihrer Windparks mit einer Gesamtleistung von 30 MW eine 'kritische Masse' zu erzeugen, die die Aufmerksamkeit der internationalen Windindustrie weckt.

Barbados ist am weitesten fortgeschritten mit der Realisierung des Windparks, der ca. 26-30 GWh im Jahr erzeugen kann. Eine Umweltverträglichkeitsprüfung wurde in 2006 durchgeführt und ist inzwischen abgeschlossen.¹⁰

In Dominica und Grenada sind die beiden Versorger DOMLEC und GRENLEC mit Standortsuchen und Windmessungen befasst, die nach erfolgreichem Abschluss zur Realisierung von kleineren Windparks in der Größenordnung von 5-8 MW führen sollen.

In Grenada wurde im März 2007 eine 80-kW-Windkraftturbine auf dem Gelände eines Ferienressorts an der Ostküste bei Paradise Bay errichtet, die den Komplex in Verbindung mit einem Dieselgenerator voraussichtlich ab Mai 2007 versorgen soll. GRENLEC hat in Aussicht gestellt, den Überschussstrom abzukaufen.

9 CDB - Caribbean Development Bank, OECS - Organisation of Eastern Caribbean States, OAS - Organization of American States.

10 Am 24.2.2007 fand die letzte öffentliche Anhörung dazu in Barbados statt.

Biomasse

In Barbados ist die Hauptquelle für Biomasse Bagasse, welche für die Kraft-Wärme-Kopplung in den Zuckerfabriken genutzt wird. Diese Nutzung erfolgt nur saisonal. Zusätzlich wurde die Möglichkeit eruiert, mittels Zuckerrohr Ethanol zu produzieren. Von der Regierung wurde eine Machbarkeitsstudie für einen Ausbau der Stromerzeugung durch Bagasseinsatz in Auftrag gegeben; Ziel ist die Bereitstellung von 30 MW elektrischer Energie für die öffentliche Versorgung.

Biotreibstoffe

Biotreibstoffe für Stromerzeugung und den Transportsektor sind auch in der Karibik ein Thema mit zunehmender Wichtigkeit. So gibt es aktuell Überlegungen in St. Vincent, gemeinsam mit Guyana die Jatrophapflanze (Purgiernuss) in Guyana zu kultivieren und daraus Treibstoff zu gewinnen und gemeinsam zu vermarkten.¹¹

Solarenergie

Mit einer Netzabdeckung von fast 100% ist die Solarenergie zur Stromerzeugung (bisher) in den betrachteten Ländern nur eine Nischentechnologie.

Wie auf anderen karibischen Inseln, erreicht in Barbados die Sonneneinstrahlung eine Größenordnung von ca. 5,6 kWh/m² pro Tag. In der Vergangenheit hat Barbados bereits verschiedene PV-Anlagen installiert, von denen die größte ein 17,3-kW-System im Harrison's Cave im Innern der Insel ist.

Einen interessanten Ansatz gibt es in Grenada, wo die private PV-Firma GRENSOL PV-Anlagen vertreibt und wodurch eine kürzlich mit dem Versorger GRENLEC erzielte Einigung Strom aus Anlagen von bis zu 10 kW in das Netz mittels Netmetering eingespeist werden kann. In 2006 wurden drei derartige Systeme (3,3 kW_p, 2,3 kW_p und 1,3 kW_p) installiert, zwei weitere Anlagen sind für die erste Jahreshälfte 2007 vorgesehen.

Barbados ist das Land mit der höchsten Zahl installierter solarer Warmwasserbereiter (Solar Water Heaters = SWH) in der Karibik und nimmt auch weltweit einen beachtlichen Platz in der Nutzung dieser Technologie ein. In 2005 waren laut Schätzungen 35.000 Systeme in Gebrauch (NREL, 2005), wodurch ca. 6,5 Mio. US\$ pro Jahr an importiertem Erdöl eingespart wurden. Die SWHs werden lokal von drei Gesellschaften hergestellt und gehören mittlerweile zur Standardausstattung bei Neubauten auf der Insel.

Weitere solare Nutzungen sind zu finden bei: (I) Projekten zur solaren Destillation, vor allem bei Ausbildungsinstitutionen, wo solar betriebene Destillierungsanlagen zur Herstellung von destilliertem Wasser eingesetzt werden; (II) der Solartrocknung von Erntegut.

Eine von CREDP/GTZ durchgeführte Marktstudie über solare Warmwasserbereitung auf drei Inseln (Dominica, St. Lucia, St. Vincent) ergab eine erhebliche Nachfrage für solare Warmwasserbereitung insbesondere im Hotel- und Tourismusgewerbe.

Geothermie

Aufgrund der starken vulkanischen Aktivität gibt es ein großes geothermisches Potenzial in Dominica. Verschiedene Studien der letzten Jahre haben interessante Standorte vor allem im Südtel der Insel ausgemacht, wie z.B. Wotten Waven, Boiling Lake und Soufrière. Eine Studie von Electricité de France (EdF) aus den 1980er Jahren zeigt ausreichendes Potenzial für Anlagen von bis zu 100 MW-Leistung hauptsächlich im Süden der Insel, andere Studien schätzen das erschließbare Potenzial sogar auf 300 MW. Falls diese Ressourcen erschlossen würden, könnte Dominica mittels Unterseekabel zum Energieexporteur insbesondere für die benachbarten Inseln Guadeloupe und Martinique werden.

OAS und andere Partner betreiben die Förderung und Erkundung von Dominicas geothermischen Ressourcen im "Eastern Caribbean Geothermal Development Project" (Geo-Caribbes), das in 2005 begann. Es handelt sich dabei um eine regionale Initiative, die neben Dominica auch St. Lucia und St. Kitts einbezieht und durch die Global Environment Facility (GEF) finanziert wird. Ihr Ziel ist es, Rahmenbedingungen für die gewerbliche Nutzung der Geothermie in der östlichen Karibik zu schaffen. Sie richtet sich auf technische Aspekte (z.B. Potenzialermittlung), auf den rechtlichen Rahmen (z.B. Gesetzes- und Politikreform sowie Stärkung lokaler Einrichtungen) und auf finanzielle Bereiche (z.B. Auflegung eines Risikofonds für Geothermiebohrungen).

Aufgrund der hohen vulkanischen Aktivität ist geothermische Energie wahrscheinlich eine der wichtigsten erneuerbaren Energiere Ressourcen in St. Lucia. In den letzten zwei Dekaden wurden hierzu mehrere Explorationsprogramme durchgeführt. Diese bestätigten die Existenz geothermischer Ressourcen, die ein substantieller Bestandteil des Energieträgermix für die Stromerzeugung auf der Insel sein könnten. Trotz dieser Erkenntnisse wurden Pläne zur weiteren Erkundung dieser Potenziale jedoch bislang nicht weiter verfolgt. Jedoch wurde im Jahre 2004 eine Absichtserklärung zwischen der Regierung und einer kanadischen Firma (United Network of the Eastern Caribbean – UNEC) unterschrieben, um insbesondere im Gebiet von Soufriere geothermische Quellen zu erschließen.

Zukünftige Projekte in der Region

CREDP verfügt über ein Portfolio mit ca. 23 Projekten, die eine erste Sichtung durchlaufen haben und im Verlauf der nächsten Jahre realisiert werden sollen. Sieben dieser Projekte (drei Windkraftprojekte, vier Wasserkraftprojekte) werden derzeit von CREDP/GTZ bearbeitet.

Im Windkraftbereich könnten weitere Projekte vor allem durch bislang abwartende EVUs vorangetrieben werden. Hierbei geht es vor allem um DOMLEC (Dominica), GRENLEC (Grenada), NEVLEC (Nevis) und ANGLEC (Anguilla). Jamaika plant eine Erweiterung des bestehenden Wigton-Windparks um weitere ca. 15 MW.

In Dominica hat eine einheimische Investorengruppe CREDP/GTZ um Unterstützung bei der Standortsuche und Projektplanung für ein Wasserkraftwerk ersucht.

Bereits existierende Pläne für die Etablierung eines Centre of Excellence für erneuerbare Energien in Barbados wurden unter dem 'Government of Barbados Millennium Project' wieder aufgegriffen. Das Zentrum soll zur Forschung, Entwicklung, Fortbildung und Informationsverbreitung auf allen Gebieten der erneuerbaren Energien genutzt werden.

Die Aktivitäten des gesamten CREDP-Programms, einschließlich des von GEF-UNDP finanzierten Teils, können unter www.caricom.org recherchiert werden.

9.1.3 Literatur – Allgemein

- ECLAC:
Renewable Energy Sources in Latin America and the Caribbean: Situation and Policy Proposals, Santiago de Chile, April 2004
- CREDP/GTZ:
Followup mission on renewable energy policy in the Caribbean (St. Lucia, Dominica, St. Vincent and Jamaica), Final Report, October 2-19-2004
- CREDP/GTZ:
German contribution to the CREDP/GTZ, Paper presented at Caribbean Environmental Forum, June 2006
- CREDP/GTZ and CARILEC:
The status of energy policy in selected Caribbean countries, 2005

- Lambrides, M.:
Eastern Caribbean Geothermal Development Project (Geo-Caraïbes), Organization of American States Presentation, 2005
- ESMAP:
OECS Energy Issues and Options, 2006
- Menke, C.:
Investment in renewable energy and energy efficiency: Does it pay back? Paper presented at Third Caribbean Environmental Forum & Exhibition (CEF-3), Antigua and Barbuda, June 5-9th, 2006

Barbados

9.2.1 Elektrizitätsmarkt

Barbados hat, im Gegensatz zu den anderen Karibikinseln (außer Trinidad), eigene begrenzte Erdölressourcen, die neben importierten fossilen Brennstoffen zur Deckung des Energiebedarfs einschließlich Stromerzeugung genutzt werden. Die Kosten für den Erdölimport betragen in 2005 ca. 140 Mio. € (350 Mio. BD\$) und damit erheblich mehr als in den vorhergehenden Jahren. Durch die extensive Nutzung von solaren Warmwasserbereitern anstatt der sonst üblichen elektrischen Geräte tragen erneuerbare Energien mit ca. 15 % zur Energieversorgung bei.

Installierte Kapazitäten

Im Jahr 2005 betrug die gesamte installierte Erzeugerleistung 239,1 MW; die Spitzenlast lag bei 154,2 MW. Durch den Ersatz älterer Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von ca. 31 MW durch zwei neue Generatoren mit einer Leistung von je 30 MW im Mai 2005 wurde ein Nettozuwachs von 14 % der Gesamtleistung erreicht. Durch die effizienteren Generatoren, die ‚low grade‘-Schweröl als Brennstoff nutzen, konnten die Auswirkungen der steigenden Erdölpreise gemindert werden.

Stromerzeugung

Die primär genutzten Generatoren für die Stromerzeugung sind Dieselgeneratoren, die mit Schweröl betrieben werden. Gasturbinen werden für Spitzenzeiten und zur Reserve vorgehalten. Die erzeugte Strommenge durch BL&P betrug in 2005 953,4 GWh. Dies bedeutet einen Zuwachs von 6,4 % im Vergleich zum Vorjahr und liegt somit über dem durchschnittlichen Zuwachs von 4,1 % der vorangegangenen fünf Jahre.

Stromverbrauch

Im Jahr 2005 zahlten alle Verbraucher zusammen 172 Mio. US\$ für 885 GWh. Der Stromverbrauch der Haushalte stieg von 2004 um ca. 6,5 % auf 294 GWh (Abb.1), ein ähnlicher Zuwachs (6,4%) wurde im gewerblichen Stromverbrauch verzeichnet, der 591 GWh betrug.¹² Weitere wichtige Abnehmer sind der öffentliche Sektor sowie die Hotelbranche mit einem jeweiligen Anteil von 15% am Gesamtverbrauch.¹³

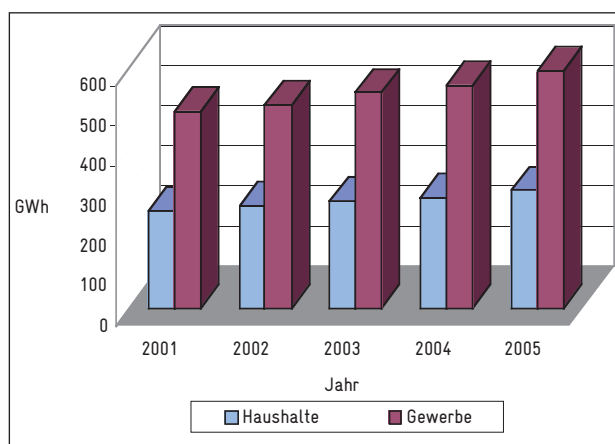


Abb. 1: Stromverbrauch pro Sektor für Barbados; GWh; 2001-2005

Strompreise

Aufgrund des globalen Preisanstiegs des Erdöls zwischen 2004 und 2006 betragen die Brennstoffkosten inzwischen mehr als 45% der Gesamtausgaben des EVU. Im Jahr 2005 stieg die Tarifanpassung aufgrund des Brennstoffzuschlags bei den Stromrechnungen von Januar bis Dezember um ca. 31%. Der Wert der Anpassung für Oktober und November 2006 betrug 9,4 bzw. 8,9 US-ct/kWh.¹⁴

Der Stromtarif für Haushalte sieht eine monatliche Grundgebühr¹⁵ von 1,52 US\$ vor und folgende Tarifklassen:

Monatlicher Stromverbrauch	Basis-Tarif (US-ct/kWh)
Bis 100 kWh	8,93
Bis 900 kWh	9,95
über 1000 kWh	10,96

Tab. 2: Stromtarife in Barbados in US-ct/kWh

Zusätzlich zu den Basistarifen wird der Brennstoffzuschlag berechnet. Kleine kommerzielle Verbraucher unterliegen einer ähnlichen Tarifstruktur; sie zahlen monatliche Bereitstellungsgebühren in Höhe von 2,54 US\$/kVA sowie einen verbrauchsabhängigen Basistarif von 0,115 US\$/kWh. Größeren Verbrauchern wird keine Grundgebühr berechnet; sie zahlen eine Bereitstellungsgebühr von 1,52 US\$/kVA und einen verbrauchsabhängigen Basistarif von 9,95 US-ct/kWh.

Die Tarife in Barbados sind damit am unteren Ende der Strompreise in der Region angesiedelt, was u. a. auf die eigenen Ölreserven zurückzuführen ist.

Ausbauplanung

Kapazitätserweiterungen und Aufrüstungen des Verteilernetzes auf der Insel finden statt, um den zunehmenden Strombedarf zu decken und die Versorgungssicherheit und Effizienz zu steigern. Zusätzliche Erzeugungskapazitäten von 240 MW (Gasturbinen und langsam laufende Dieselgeneratoren) werden derzeit in ‚Trents Plantation‘, St. Lucy, geplant. Dieser Kapazitätsausbau wird über die nächsten 20 Jahre verteilt erfolgen und beginnt 2008 mit der Installation einer 30-MW-Gasturbine. Weiterhin wird eine neue Zuckerfabrik von vornherein auf Kraft-Wärme-Kopplung ausgelegt werden.¹⁶

Ein Windpark mit ca. 10 MW Leistung befindet sich in der Planung und soll noch 2007 mit Unterstützung des Caribbean Renewable Energy Development Programme (CREDP/GTZ) international ausgeschrieben werden.

12 Quelle: BL&P Ltd. Jahresbericht 2005.

13 Quelle: Sealy, 2006.

14 www.blpc.com.bb.

15 Zu allen Tarifen ist die gesetzliche Mehrwertsteuer in Höhe von 15% hinzuzurechnen.

16 BL&P Ltd., Jahresbericht 2005.

Der nationale Stromversorger BL&P Ltd. hat ca. 41 Mio. US\$¹⁷ für die Umrüstung und den Neubau von Unterstationen sowie die Installation neuer 132-kV-Übertragungsleitungen zum Transport großer Strommengen zwischen den südlichen und nördlichen Regionen des Landes bereitgestellt.¹⁸

9.2.2 Marktakteure

The Barbados Light & Power Company Ltd.

Der Energieversorger Barbados Light & Power Company Ltd. (BL&P) hat für die Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung auf Barbados eine Universallizenz bis 2028. BL&P ist eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung, die überwiegend dem lokalen National Insurance Board (28%) und der Canadian International Power Co. Ltd. (37%)¹⁹ gehört.

Weitere Akteure

Fair Trade Commission (FTC)

2001 wurde der FTC die Verantwortung für die Regulierung der unterschiedlichen Stromversorgungsunternehmen auf Barbados übertragen. Ihre Funktion ist es, sicherzustellen, dass regulierte Stromversorgungsgesellschaften wie BL&P die Auflagen des Utilities Regulation Act sowie andere Gesetze bzgl. Verbraucherschutz und fairer Konkurrenz befolgen.

Die FTC hat vor kurzem Servicestandards herausgegeben, welche den Betrieb des Stromversorgungsunternehmens BL&P bestimmen; diese beinhalten auch einen Standard zur Stromqualität.

Ministerium für Energie und öffentliche Stromversorgungsunternehmen

Das Ministerium für Energie und öffentliche Stromversorgungsunternehmen ist für Entscheidungen verantwortlich, die Energie und natürliche Ressourcen, öffentliche Stromversorgungsunternehmen, die National Petroleum Corporation und die Barbados National Oil Company betreffen.

9.2.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Der Energiesektor wird vom Electric Light and Power Act (1899) bestimmt und durch den Fair Trading Commission Act, Cap. 2000-31 und den Utilities Regulation Act, Cap 2000-30 reguliert.

Innerhalb der geltenden gesetzlichen Regelungen ist nicht vorgesehen, dass unabhängige Gesellschaften Strom erzeugen, da das Stromversorgungsunternehmen über ein Monopol zur Erzeugung, Übertragung und Verteilung des Stroms verfügt. Das Gesetz erlaubt zwar die Erzeugung von Strom für den Eigenbedarf, verbietet allerdings dessen Verkauf bzw. Einspeisung in das Stromnetz.

Die Tarife für die Stromversorgung werden aufgrund der Vorschriften im Utilities Regulation Act festgelegt; dafür ist die FTC verantwortlich. Das Gesetz legt die Prinzipien, Tarife und Servicestandards fest, nimmt Anpassungen vor und überwacht die Umsetzung des Gesetzes durch die Betreiber.

9.2.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Für Barbados liegt eine Energiepolitik im Entwurf vor, die unter der Leitung des zuständigen Ministeriums für Energie und öffentliche Stromversorgungsunternehmen erarbeitet wurde. Darin hat sich die Regierung als ehrgeiziges Ziel gesetzt, dass erneuerbare Energien bis 2012 mit mehr als 30% zum Primärenergiebedarf der Insel beitragen sollen.

Zusätzlich soll die Energiepolitik folgende zwei Ziele verfolgen:

1. Die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen soll mittels einer Fokussierung auf erneuerbare Energien reduziert werden.
2. Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der Energieeffizienz, Erdöl- und Erdgas-Exploration und erneuerbare Energien sollen gefördert werden (Sealy, 2006).

¹⁷ B.L.&P Ltd. Northern Expansion – BL&P news article: www.blpc.com.bb/wattsnew.cfm?ID=24.

¹⁸ Die Spannung in den existierenden Hochspannungsleitungen beträgt 24,9 kV mit Ausnahme einer unterirdischen Übertragungsleitung mit 69 kV.

¹⁹ Barbados Light and Power: Our History (www.blpc.com.bb/aboutus/history/history5.cfm).

Einzelne Bestimmungen innerhalb der Steuerordnung fördern erneuerbare Energie, dies gilt vorrangig für solare Warmwasserbereiter. Im Fiscal Incentive Act von 1974 wurden Importvorteile und Steuerbefreiungen für Hersteller derartiger Anlagen gewährt. Steuerliche Begünstigungen bestehen auch für die Installation von solaren Warmwasserbereitern unter dem 1984 Income Tax Amendment: die Kosten eines solchen Systems können direkt und in voller Höhe von der Einkommenssteuer abgezogen werden. Außerdem wird eine 60%ige Verbrauchssteuer auf alle elektrischen Wassererhitzer erhoben, wodurch deren Kauf unattraktiv wird.

Clean Development Mechanism

Barbados hat das Kyoto-Protokoll im August 2000 unterzeichnet und eine DNA (Designated National Authority) eingerichtet. Energieprojekte unter CDM sind bisher noch nicht angemeldet worden.

9.2.5 Literatur

- Barbados Government Information Service: Energy Conservation
- Barbados Light and Power Company Limited: Annual Report, 2005
- Barbados Light & Power Company Limited: Environmental Impact Assessment Study for Proposed Low Speed Diesel Plant at Trents, St. Lucy, TC51603, February 2006
- CREDP – Caribbean Renewable Energy Development Project: Volume II, Country Report Barbados, Projekt-Consult GmbH, March 2000
- Fair Trading Commission: Decision on Standards of Service for the Barbados Light and Power Company Limited., No. FTC/UR/2006-2, February 2006
- Fair Trading Commission: Act. Chapter 326B
- Government of Barbados: Economic and financial policies of the Government of Barbados, presented by the Rt. Hon. Owen Arthur, Minister of Finance, January 16, 2006
- Sealy, H.: The role of hydrogen in the economy of a small island developing state like Barbados, International Seminar on the Hydrogen Economy for Sustainable Development, September 28-29, 2006, Reykjavik, Iceland

9.2.6 Kontakte

The Barbados Light & Power Co. Ltd (BL&P)
The Garrison
St. Michael
Barbados, W.I.
Tel. +1 (246) 430 43 00/ 436 18 00
Fax +1 (246) 429 60 00
www.blpc.com.bb

Fair Trade Commission
Chief Executive Officer
Fair Trading Commission
Manor Lodge, Lodge Hill
St. Michael
Barbados
Tel. +1 (246) 424 02 60
Fax +1 (246) 424 03 00
E-Mail: info@ftc.gov.bb
www.ftc.gov.bb/index.htm

Ministry of Energy and Public Utilities
2nd Floor NPC Building
Willey
Barbados
Tel. +1 (246) 429 87 26/427 86 15

Designated National Authority (DNA)
 Ministry of Housing, Lands and Environment
 1st Floor, S.P. Musson Building
 Hincks Street
 Bridgetown
 Barbados
 Zuständig:
 Mr. Lionel Nurse (envirobdos@gob.bb)
 Permanent Secretary
 Tel. +1 (246) 467 57 12
 Fax +1 (246) 437 88 59

Dominica

9.3.1 Elektrizitätsmarkt

Dominicas Stromerzeugung basiert sowohl auf dem Import fossiler Brennstoffe als auch auf der Nutzung lokaler Wasserkraft. Die Stromproduktion durch Wasserkraft beträgt ca. 33 % der Gesamterzeugung (2005). Ungenutzte Wasserkraftreserven, Windenergie, Geothermie und Solarenergie bilden die Grundlage dafür, dass Dominica seine gesamte Stromerzeugung faktisch auf erneuerbare Energien umstellen und sogar zum Exportland für Elektrizität werden könnte.²⁰ Zurzeit gibt es Unterstützung vom Caribbean Renewable Energy Development Programme (CREDP/GTZ/UNDP) und von GeoCaribe, ein Geothermieprojekt, welches von GEF-UNEP und OAS unterstützt wird.

Installierte Kapazitäten

Die installierte Erzeugerleistung der Dominica Electricity Service Company (DOMLEC)²¹ betrug 23,5 MW in 2005, von denen 7,6 MW durch Wasserkraft erzeugt wurden. Die gesicherte Erzeugerleistung betrug 14,8 MW, von der 3,2 MW (Trockenzeit) aus Wasserkraftnutzung stammen. Die Spitzenlast in 2005 betrug 14,4 MW.

Kapazitätserweiterungen

2005 stockte DOMLEC seine Erzeugungskapazität mittels eines Dieselgenerators um 3 MW auf und sollte 2006 noch weitere 3 MW ergänzen, was bisher jedoch noch nicht erfolgte.

Die technischen und nicht-technischen Stromverluste in der Zeit von 2000-2005 waren mit durchschnittlich 17,3 % vergleichsweise hoch (LUCELEC: ca. 10 %) und sind hauptsächlich auf Verluste im Niederspannungsnetz zurückzuführen. DOMLEC hat deshalb eine Studie beauftragt, um die Ursachen zu identifizieren und ein Programm zur Reduzierung dieser Verluste zu entwickeln. Eingeleitete Gegenmaßnahmen umfassen den Ersatz von Niederspannungsleitungen und defekten Kondensatoren sowie die Leistungsverringerng von nicht ausgelasteten Transformatoren.

²⁰ Scheutzlich, Thomas, 2005.

²¹ DOMLEC verlor mit der Inkraftsetzung des neuen Stromgesetzes sein bisheriges Monopol in allen Bereichen.

Teile der alten Schaltanlage der Padu-Wasserkraftanlage wurden bereits ersetzt und in ein "meter replacement programme (MRP)" umgesetzt.

Des Weiteren wurden in 2005 etwa 3000 Prepaid-Zähler installiert; weitere 2000 sollten bis Ende 2006 montiert sein.

Stromerzeugung

Zwischen 2004 und 2006 ist die Stromerzeugung um 6,3% gestiegen, was hauptsächlich auf eine Zunahme der Produktion basierend auf Diesel (plus 22,6%) zurückgeht, während der Anteil von Wasserkraft um 17% sank. Der Grund für diesen Rückgang wird zum einen in geringeren durchschnittlichen Niederschlägen und andererseits in technischen Problemen bei einer der Wasserkraftanlagen gesehen.

Eine von CREDP/GTZ in 2005 erarbeitete Machbarkeitsstudie zeigt die technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten auf, die bestehenden Wasserkraftanlagen zu rehabilitieren und deren Kapazität zu erweitern. Bisher wurde diese Option von DOMLEC jedoch nicht umgesetzt.

Stromverbrauch

Der Stromverkauf stieg in 2004 um 5,9% und in 2005 um 2,1%, während in 2003 noch eine Abnahme um 2,3% infolge einer Rezession in der Wirtschaft Dominicas (Rückgang des Tourismus) zu verzeichnen war.

Die Verbraucher zahlten in 2005 23 Mio. US\$ für 67,8 GWh Strom; dies entspricht einem durchschnittlichen Erlös von etwa 0,34 US\$/kWh mit einem Zuwachs von 2% gegenüber 2004. Die Sektoren Haushalte und Gewerbe wiesen mit 1% bzw. 4% einen Verbrauchszuwachs auf, während sich der Stromkonsum in Industrie und Hotelwesen verringerte. Dieser Rückgang wird dem gestiegenen Brennstoffpreis zugeschrieben, der wiederum die Eigenstromerzeugung einiger Stromkunden bewirkte.²²

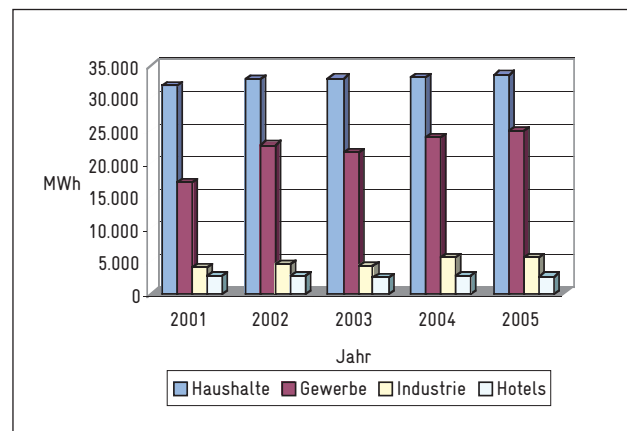


Abb. 2: Stromverbrauch in verschiedenen Sektoren in Dominica; MWh; 2001-2005

Strompreise

Die Stromtarife in Dominica zählen zu den höchsten Strompreisen in der Region. Der durchschnittliche Stromtarif eines Haushalts liegt bei 0,37 US\$/kWh; davon beträgt der Brennstoffkostenzuschlag ca. 0,17 US\$/kWh. In 2005 betrug die Brennstoffkosten für die Stromerzeugung mehr als 50% der Gesamtkosten, was einem Zuwachs von 46% im Vergleich zu 2004 entspricht.

Trotz der Bemühungen von DOMLEC wurde die gesetzlich vorgeschriebene Brennstoffeffizienz von 17,5 kWh/gallon²³ im Durchschnitt der letzten 5 Jahre mit 17,4 kWh/gallon nicht ganz erreicht.

22 DOMLEC: Jahresbericht 2005

23 1 imperial gallon = 4,55 Liter.

9.3.2 Marktakteure

Dominica Electricity Services Limited (DOMLEC)

DOMLEC ist bisher der einzige Stromversorger auf der Insel. Haupteigentümer ist die Firma WRB Enterprise Inc. mit Sitz in Florida. Mit der Verabschiedung des neuen Electricity Supply Act im November 2006 wurde die Monopolsituation von DOMLEC geändert und der Markt für unabhängige Stromversorger geöffnet.

Weitere Akteure

Ministry of Housing, Lands, Telecommunications, Energy and Ports

Das Ministry of Housing, Lands, Telecommunications, Energy and Ports (Ministerium für Wohnungswesen, Land/Grundbesitz, Telekommunikation, Energie und Häfen) ist für die Formulierung der Energiepolitik in Dominica zuständig.

Ministry of Public Work and Public Utilities

Das Ministry of Public Work and Public Utilities (Ministerium für öffentliche Arbeiten und öffentliche Versorgungsunternehmen) ist für den Betrieb der öffentlichen Versorgungsunternehmen DOWASCO (Wasser) und DOMLEC (Strom) zuständig.

9.3.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Der Stromsektor wird durch den kürzlich geänderten Electricity Supply Act (ESA) reguliert. Der neue ESA wurde im November 2006 durch das Parlament verabschiedet und trat im Januar 2007 in Kraft.

Das neue Energiegesetz von 2006 ersetzt den ESA von 1996, welcher DOMLEC eine Universallizenz bis 2025 gewährt hatte. Eigenerzeugung durch andere Gesellschaften war unter dem bisherigen Gesetz nur mit einer Erlaubnis von DOMLEC möglich. Die neue gesetzliche Regelung hebt nunmehr die Monopolposition von DOMLEC auf, indem es den Energiemarkt für Unternehmen öffnet, die Interesse an Erzeugung, Verteilung und Vermarktung von Strom auf der Insel haben.

Ein Schlüsselement des ESA 2006 ist die Einrichtung einer Regulierungsbehörde (Independent Regulatory Commission – IRC), deren Verantwortung u.a. darin besteht, alle Stromunternehmen und Lizenznehmer zu regulieren, die Interessen der Marktteilnehmer zu wahren und die Stromtarife zu genehmigen.

9.3.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Parallel zur Einsetzung der Regulierungsbehörde bereitet die Nationale Energiekommission die Formulierung einer Energiepolitik vor, die den politischen Willen und die langfristige Vision der Regierung wiedergeben wird.²⁴

Unter der ‚Global Sustainable Energy Islands Initiative‘ (GSEII) wurde ein Plan für eine nachhaltige Energiepolitik (Sustainable Energy Plan – SEP) entworfen, dessen offizielle Verabschiedung durch die Regierung jedoch bislang ausblieb. Der Plan enthält u. a. Maßnahmen zur Förderung von erneuerbaren Energien, um den nationalen Energiemix zu diversifizieren, sowie zur Erhöhung der Energieeffizienz.

Obwohl die Regierung noch keine spezielle RE-Förderpolitik formuliert hat, sind bereits alle RE-Systeme von Importsteuern sowie von der Mehrwertsteuer befreit.

Das neue Elektrizitätsgesetz vom November 2006 erklärt nunmehr die Nutzung erneuerbarer Energien als eines der Ziele der Energiepolitik der Regierung. Im Einzelnen werden folgende Ziele verfolgt:

- a. Optimierung der bisherigen Nutzung und weiterer Ausbau der Wasserkraftressourcen.
- b. Entwicklung der Solarenergie – die Regierung hat bereits in eine kleine PV-Anlage investiert (im Morne Diablotin National Park) und betrachtet solarthermische Anlagen (Warmwasser) als wichtigen Beitrag zur Minderung des Stromverbrauchs.
- c. Die Entwicklung der Windenergie-Ressourcen, vor allem als "Fuel Saver".
- d. Teilnahme an einem Geothermie Projekt²⁵ – eine GEF-finanzierte und OAS-koordinierte subregionale Initiative, die Dominica, St. Lucia und St. Kitts & Nevis umfasst, mit dem Ziel, die geothermischen Ressourcen zu analysieren und zu erschließen.

Clean Development Mechanism

In Dominica befinden sich Maßnahmen unter CDM noch in einem sehr frühen Stadium. Dominica hat das Kyoto-Protokoll im Januar 2005 unterzeichnet, aber noch keine DNA (Designated National Authority) eingerichtet. Energieprojekte unter CDM sind bisher noch nicht angemeldet worden.

9.3.5 Literatur

- DOMLEC:
Annual Report, 2005
- Vidal, N.:
Introduction to DOMLEC Hydroelectric Operations, Paper presented at Hydroelectric Seminar Dominica, June 2005
- Scheutzlich, Thomas, 2005:
Hydro Power in the Caribbean and Neighborhood Region – Experiences and Potentials, Hydropower Seminar, Dominica, June 2005
- Budget address for Fiscal Year 2005/2006:
"Towards growth and social protection."
The Honorable Roosevelt Skerrit,
Prime Minister of Dominica
- Commonwealth of Dominica:
Electricity Supply Act 10, November 2006

9.3.6 Kontakte

Dominica Electricity Services Limited (DOMLEC)
P.O. Box 1593
Roseau
Commonwealth of Dominica
Tel. +1 (767) 255 60 00/448 26 81
Fax +1 (767) 448 53 07
E-Mail: domlec@domleconline.com

The Ministry of Housing, Lands, Telecommunications,
Energy and Ports Government Headquarters
Roseau
Commonwealth of Dominica
Tel. +1 (767) 448 24 01
Fax +1 (767) 448 48 07
E-Mail: mincomw@cwdom.dm

The Ministry of Public Works and Public Housing
Government Headquarters

Roseau

Commonwealth of Dominica

Tel. +1 (767) 448 24 01

Fax +1 (767) 448 48 07

E-Mail: mincomw@cwdom.dm

Grenada

9.4.1 Elektrizitätsmarkt

Wie in den meisten karibischen Staaten ist auch die Energieversorgung Grenadas fast vollständig vom Import fossiler Brennstoffe abhängig. Durchschnittlich die Hälfte aller Exporteinkünfte wird für den Import fossiler Brennstoffe aufgewendet. Die Energieimporte machen wiederum ca. 11 % aller Einfuhren aus. Diese Situation verschärfte sich durch die stark steigenden Ölpreise über die letzten Jahre hinweg. Grenada verfügt wie die meisten anderen Karibikinseln über Wind- und Solarenergieressourcen sowie zusätzlich über Biomassereststoffe aus der Muskatnussproduktion.

Grenada Electricity Services Ltd. (GRENLEC) ist der einzige Energieversorger für Grenada, Carriacou und Petit Martinique mit einer Universallizenz bis 2073. Während es bisher keinen kommerziellen Ansatz gab, die RE-Ressourcen zu nutzen, befasst sich GRENLEC seit 2006 mit der Vorbereitung eines Windparks mit ca. 5 MW. Der Plan, einen kleinen Windpark mit 900 kW Leistung auf der Insel Carriacou zu errichten, musste aufgegeben werden, da keine geeignete Fläche von GRENLEC erworben werden konnte. Derzeit ist GRENLEC dabei, seine firmeninterne Politik in Bezug auf Netmetering und Eigenstromerzeugung neu zu definieren.

Ebenfalls seit 2006 bietet die Fa. GRENSOL Photovoltaik-Anlagen an, von denen sie bereits fünf Systeme mit bis zu 9 kW Leistung installiert hat.

Das im Südosten der Insel gelegene Hotel Paradise Bay hat im März 2007 eine 80-kW-Windkraftanlage des holländischen Herstellers WES installiert. Die Anlage wird zunächst im Inselbetrieb in Kopplung mit einem Dieselgenerator betrieben werden. GRENLEC hat in Aussicht gestellt, den Überschussstrom zu kaufen.

Installierte Kapazitäten

Anfang 2007 betrug die Stromerzeugungskapazität 45,1 MW mit einer Spitzenlast von 24 MW. Diese Spitzenlast beträgt aufgrund der katastrophalen Auswirkungen des Hurrikans "Ivan" (September 2004) nur 92 % der mittleren Last von 2004. Zwar stellte sich eine Erholung ein, die jedoch nicht das Niveau des Vorjahres erreichen konnte. Hurrikan "Emily" streifte in 2005 wiederum Grenada, wirkte sich aber hauptsächlich auf die kleinere Insel Carriacou aus.

Kapazitätserweiterungen

Die meisten Maßnahmen auf dem Gebiet der Stromversorgung in der Zeit von Mitte 2004 bis 2006 waren nicht in erster Linie Kapazitätserweiterungen oder Aufrüstungen, sondern lediglich Wiederaufbaumaßnahmen des durch den Hurrikan 'Ivan' völlig zerstörten Stromnetzes. Diese Arbeiten wurden im April 2005 abgeschlossen.

Dennoch konnte GRENLEC durch die Inbetriebnahme von zwei 8-MW-Dieselerzeugern und eines Übertragungsnetzes im Süden der Insel eine effektive Kapazitätserweiterung erreichen. Eine neue 33-kV-Mittelspannungsleitung trägt der erwarteten erhöhten Stromnachfrage Rechnung, sie wird bis zur Fertigstellung des Netzes allerdings nur mit 11 kV gespeist.

Stromerzeugung

GRENLEC setzt zur Stromerzeugung ausschließlich Dieselerzeugern ein. Die erzeugte Strommenge belief sich im Jahre 2005 auf insgesamt 147,3 GWh, eine Zunahme um 8,3 % im Vergleich zum Vorjahr, jedoch eine Abnahme um 7,4 % gegenüber 2003 (159,2 GWh) bzw. "Vor-Ivan-Niveau".

Stromverbrauch

GRENLEC verkaufte in 2005 insgesamt 131,6 GWh Strom für 39 Mio. US\$. Der Verbrauch stieg im Vergleich zum Vorjahr um 3,3 % im Haushaltsbereich, um 4,5 % im gewerblichen und um 24,1 % im industriellen Bereich (Abb. 4). Die Stromnachfragesteigerung im industriellen Bereich war mit 7,4 % die höchste in der Nach-Hurrikan-Periode.

Die technischen und nicht-technischen Verluste betragen in 2005 nur 10,7 %, was eine substantielle Verbesserung gegenüber dem durchschnittlichen "Vor-Ivan-Niveau" von 13,2 % (2000-2003) bedeutet.

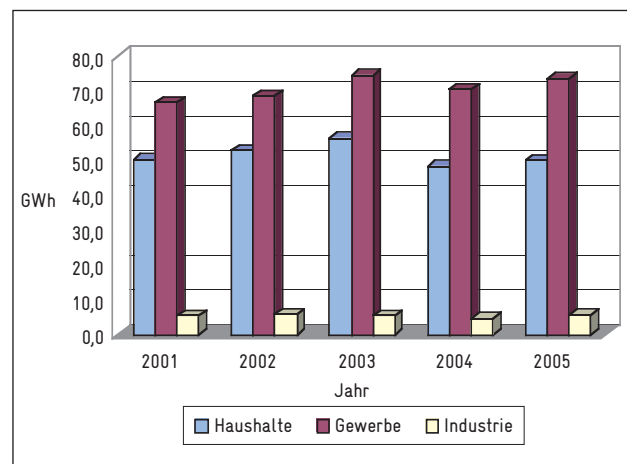


Abb. 3: Stromverbrauch nach Sektoren in Grenada; GWh; 2001-2005

Strompreise

Die durchschnittlichen Elektrizitätskosten für Haushaltskunden in Grenada sind mit ca. 0,30 US\$/kWh (2006) sehr hoch, wobei die übliche Anwendung des Brennstoffzuschlages die Gesamtelektrizitätskosten in den letzten Jahren deutlich erhöhte. Im Jahre 2003 betrug der Zuschlag ca. 40 % der durchschnittlichen Basis-Stromtarife. Dieser Prozentsatz stieg erheblich im Zuge der globalen Ölpreisentwicklung zwischen 2004 und 2006. Im Jahre 2005 führte der Anstieg der Ölpreise zu einer Erhöhung des Brennstoffzuschlages um 42,7 %, der an die Verbraucher weitergegeben wurde. Der Zuschlag stieg von durchschnittlich 97 US\$/MWh in 2004 auf 139 US\$/MWh in 2005.

9.4.2 Marktakteure

The Grenada Electricity Services Ltd (GRENLEC)

GRENLEC hat eine Universallizenz für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Strom mit einer Gültigkeit bis 2073. GRENLEC befindet sich in Privatbesitz. Hauptanteilseigner mit über 50 % der Anteile ist die in Florida ansässige Firma WRB Enterprises Inc., während Angestellte, lokale Investoren und die Regierung von Grenada kleinere Anteile besitzen.²⁶

Weitere Akteure

Ministry of Agriculture, Lands, Forestry, Fisheries, Public Utilities, Energy and the Marketing and National Importing Board (MNIB)

Das MNIB ist für den Energiesektor und Politikformulierungen in diesem Bereich zuständig. Es ist das einzige Ministerium innerhalb der OECS-Staaten, das ein eigenes Energieressort innerhalb der Regierungsbehörden unterhält.

Ministry of Finance and Planning

Das Ministerium ist u.a. zuständig für die Formulierung und Umsetzung des ‚National Climate Change Policy and Action Plan‘, der unterem anderem die Liberalisierung des Energiesektors vorsieht.

9.4.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Der Elektrizitätssektor wird nach der „Elektrizitätsversorgungs-Verordnung“ von 1960 geregelt sowie nach dem Electricity Supply Act von 1974 (ESA). Seit 1993 ist GRENLEC zusätzlich für die Stromversorgung von Carriacou und Petite Martinique verantwortlich.

Eine Verordnung von 1961 erlaubt die Eigenstromerzeugung durch individuelle Personen, jedoch nur mit Genehmigung von GRENLEC und bei Zustimmung der Regierung. Dies gilt auch für die anderen Marktaktivitäten (Übertragung, Verteilung und/oder Elektrizitätsverkauf sowie Erzeugung). Seit 2001 wird an einem neuen Elektrizitätsgesetz gearbeitet, das aber bisher nur als Entwurf existiert.

9.4.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Es gibt bisher keine offizielle Energiepolitik seitens der Regierung. Doch gibt es einen Anreiz für die Nutzung regenerativer Energiequellen, wonach die Regierung alternative Energieprodukte, inkl. Solar- und Windenergiesysteme, von der generellen Verbrauchssteuer befreit.

Bereits 2001 wurde der Entwurf eines Energieaktionsplanes (Sustainable Energy Action Plans – SEP) durch die ‚Global Sustainable Energy Islands Initiative‘ (GSEII) erstellt, der eine Strategie zur Förderung regenerativer Energien vorsieht. Dieser Plan wurde jedoch bisher nicht von der Regierung verabschiedet und folglich wurden die darin vorgeschlagenen Maßnahmen nicht oder nur punktuell und adhoc umgesetzt.

Seit einigen Jahren wird ein ‚National Climate Change Policy and Action Plan‘ öffentlich diskutiert, der insbesondere nach der durch den Wirbelsturm ‚Ivan‘ in 2004 hervorgerufenen Katastrophe an Aktualität gewonnen hat. Ein Entwurf dieses Plans liegt vor und wurde abschließend im April 2007 vor Verabschiedung durch die Regierung diskutiert.²⁷

²⁶ WRB ist auch Hauptanteilseigner des EVU DOMLEC in Dominica.

²⁷ National Roundtable on Draft National Climate Change Policy and Action Plan, 5. April 2007.

Dieser Plan bezeichnet das Monopol von GRENLEC sowie noch teilweise vorhandene hohe Steuern auf RE-Komponenten und energieeffizienten Geräten als die größten Hindernisse für die Reduzierung von Treibhausgasen und fordert daher die Liberalisierung des Energiesektors und umfassende Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien.

Die angestrebte Liberalisierung des Energiesektors sieht u. a. vor, dass Lizenzen für die Stromerzeugung, -übertragung und -versorgung an unabhängige Betreiber vergeben werden können. Der Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien soll Vorrang eingeräumt werden. Auch ist die Schaffung eines Fonds zur Förderung erneuerbare Energien vorgesehen.

Clean Development Mechanism

In Grenada befinden sich Maßnahmen unter CDM noch in einem sehr frühen Stadium. Grenada hat das Kyoto-Protokoll im August 2002 unterzeichnet, aber noch keine DNA (Designated National Authority) eingerichtet. Energieprojekte unter CDM sind bisher noch nicht angemeldet worden.

9.4.5 Literatur

- Burkhardt, Dirk:
Grenada goes green: Photovoltaic electricity – The situation in Grenada, Paper presented at CARILEC/CREDP/GTZ RE Seminar on Biofuels and Solar Energy Symposium, November 23-24, 2006
- Government of Grenada:
Grenada 2005 Budget Speech Presented by Hon. Anthony Boatswain Minister of Finance To The House of Representatives April 11, 2005
“Rebuilding a Better Grenada for All.” 2005
- Green, M.:
Solar Powered Chocolate Factory,
Home Power No. 87, February/March 2002

- GRENLEC:
Annual Report, 2005
- GSEII:
The Global Sustainable Energy Initiative.
GSEII Newsletter, Spring 2006.
- Spears, J.:
Earth Home: Self sufficient integrated housing for sustainable community development, EEBA, October 2006

9.4.6 Kontakte

Ministry of Works, Communication and Public Utilities

Ministerial Complex, Tanteen
St. George's
Grenada
Tel. +1 (473) 440 22 71
E-Mail: psworks@caribsurf.com

GRENLEC Ltd.
Halifax Street
St. George's
Grenada
Tel. +1 (473) 440 94 25
Fax +1 (473) 440 66 73
E-Mail: mail@grenlec.com

Grenada Solar Power Ltd.
P.O. Box 3521
St. George's
Grenada
Tel. +1 (473) 444 25 77
www.grensol.com

Saint Lucia

9.5.1 Elektrizitätsmarkt

Wie in den meisten karibischen Staaten, basiert die Stromerzeugung in St. Lucia vollständig auf fossilen Brennstoffen. St. Lucia importierte für die Deckung seines Energiebedarfs in 2005 ca. 120.700 Barrel Öl.

Trotz des sehr großen Potenzials an erneuerbaren Energiequellen in Form von Windenergie, Geothermie und Solarenergie werden erneuerbare Energien bislang nur marginal im Bereich der solaren Warmwasserbereitung genutzt. Auch in St. Lucia ist das Potenzial an erneuerbaren Energien noch nicht vollständig quantifiziert.

Installierte Kapazitäten

St. Lucia Electricity Services Ltd. (LUCELEC) ist bisher der einzige Stromversorger auf St. Lucia und besitzt noch eine Universallizenz bis 2045. Im Jahre 2005 betrug die gesamte installierte Stromerzeugungsleistung 65,8 MW (nur Diesel), nachdem am Jahresanfang ein neuer Dieseldieselgenerator mit einer Leistung von 10,2 MW in Betrieb genommen wurde. In 2005 betrug die Lastspitze 49,2 MW und lag damit um 5,6% höher als in 2004.

Kapazitätserweiterungen

Das 11-kV-Verteilungsnetz wurde in den letzten Jahren entlang der Westküste und im Norden der Insel massiv ausgebaut. Auch wurden bereits Vorkehrungen zur zukünftigen Errichtung einer 66-kV-Übertragungsleitung getroffen.

Im Rahmen der Elektrifizierung ländlicher Gemeinden im Landesinnern wurde das Verteilernetzwerk erweitert und dessen Kapazität an vielen Stellen verstärkt. Wie alle hier untersuchten Inseln weist auch St. Lucia einen sehr hohen Elektrifizierungsgrad auf (ca. 98%).

Stromerzeugung

Die primäre Energiequelle für die Stromerzeugung in St. Lucia ist importierter Dieseldieselkraftstoff. LUCELEC verfolgt jedoch die Option, Windenergie zu nutzen mit dem Ziel, erhebliche Einsparungen an fossilen Brennstoffen zu erzielen ("Fuel-Saver"-Funktion) und damit, wenn auch nicht kurzfristig zur Senkung, so doch zur Stabilisierung der Stromkosten für die Verbraucher beizutragen.

Im Jahr 2005 betrug die Gesamtstromerzeugung 323,6 GWh; das ist ein Zuwachs um 4,9% im Vergleich zu 2004.

Stromverbrauch

Die meisten Verbrauchssektoren weisen einen stetig steigenden Energieverbrauch auf, insbesondere der gewerbliche Sektor, dessen Verbrauch in den letzten fünf Jahren überproportional zunahm. Der Verbrauch im gewerblichen Sektor stieg um 4,6% (158,5 GWh), gefolgt vom Haushaltssektor mit einer Zunahme um 2,9% (98,9 GWh); lediglich der industrielle Sektor verzeichnete kein wesentliches Wachstum mit einer Zunahme von nur ca. 1% (12,5 GWh).

Die technischen und nicht-technischen Verluste betragen in 2005 10,2% und lagen damit nur geringfügig über dem Planziel von 10%.

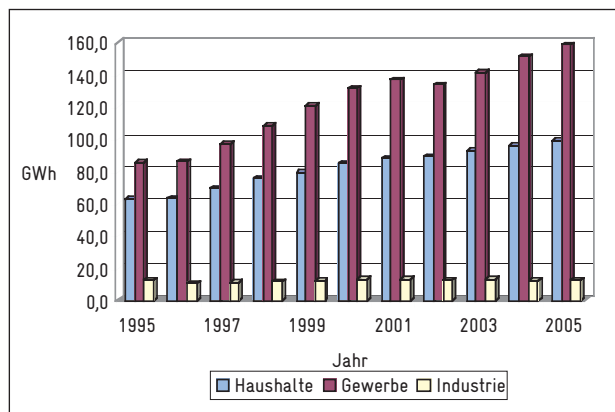


Abb. 4: Verbrauch nach Sektoren in St. Lucia; GWh; 1995-2004

Strompreise

Die durchschnittlichen Elektrizitätskosten sind auch in St. Lucia mit 0,26 US\$/kWh für den Haushaltssektor sehr hoch. Wie auf den anderen Karibikinseln, die den Schwankungen der globalen Ölpreise unterworfen sind, ist ein hoher Prozentsatz der Elektrizitätskosten durch die Brennstoffkosten bedingt, die in 2005 durchschnittlich 2,81 US\$/gallon, bzw. 0,618 US\$/l betragen. 45% der Gesamtkosten der Elektrizitätsproduktion in 2006 wurden für den Import von Diesel aufgewendet.²⁸

Ausbauplanung

Der Elektrizitätssektor erfordert durch den vermutlich wachsenden Tourismus auch künftig den raschen Ausbau von Stromerzeugungskapazitäten. Die Stromreserve betrug 2005 noch 26%, soll jedoch im Laufe des Jahres 2007 auf 29% gesteigert werden. Ein weiterer 10,2-MW-Generator soll in 2007 in Betrieb gehen.

9.5.2 Marktakteure

The St. Lucia Electricity Services Limited (LUCELEC)

LUCELEC ist ein börsennotiertes Unternehmen. Eigentümer sind u.a. auch staatliche Institutionen, die zusammen über 40% halten. Die wesentlichen Anteilseigner in 2005 waren:

Aktionär	Prozentsatz
CBPF Saint Lucia Ltd ²⁹	20%
First Citizens Bank Ltd. of Trinidad & Tobago	20%
National Insurance Corporation of St. Lucia (NIC)	16,79%
Castries City Council	16,33%
Government of St. Lucia	12,44%

Tab. 3: Zusammensetzung des Aktienkapitals von LUCELEC in %

Der Rest der Anteile befindet sich im Streubesitz lokaler und regionaler Investoren.

Weitere Akteure

Ministry of Economic Affairs, Economic Planning, National Development and Public Service

Das nach den Wahlen vom 11.12.2006 neu gegründete Ministerium of Economic Affairs, Economic Planning, National Development and Public Service ist u.a. für die Entwicklung der Energiepolitik und die Energieplanung zuständig.

Ministry of Communications, Works, Transport and Public Utilities

Das Ministry of Communications, Works, Transport and Public Utilities ist für das nationale EVU LUCELEC zuständig.

28 LUCELEC: Jahresbericht 2005.

29 Caribbean Basin Power Fund.

9.5.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Laut der Stromversorgungsverordnung von 1964 hat LUCELEC die Universallizenz zur Erzeugung, Übertragung, Verteilung und zum Verkauf von Elektrizität bis 2045. Die Verordnung von 1964 wurde 1994 durch den Electricity Supply Act ersetzt, doch wurde die exklusive Lizenz von LUCELEC beibehalten. Zwar erlaubt die ESA 1994 die Eigenerzeugung, jedoch nur unter Genehmigung einer Sub-Lizenz seitens LUCELEC und unter bestimmten Vorgaben und Bedingungen.

9.5.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Im Jahre 2001 sprach sich die Regierung für eine nachhaltige Energiepolitik aus, welche Planziele zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen im Elektrizitätssektor und zur Senkung der geplanten Elektrizitätsnachfrage vorgab. Ein ‚Sustainable Energy Action Plan‘ (SEP) wurde mit Unterstützung der ‚Global Sustainable Energy Islands Initiative‘ (GSEII) erarbeitet und von der Regierung verabschiedet. Für die Jahre 2005 und 2010 wurden darin Quoten für erneuerbare Energien bei der Stromerzeugung festgelegt: 5 MW (7 %) bzw. 17 MW (20 %).

Als eine der bisherigen Maßnahmen hat die Regierung Anreize zur Förderung der Nutzung solarer Wasserbereiter dadurch geschaffen, dass die Kosten für diese Geräte steuerlich abgesetzt werden können.

Bisher konnte jedoch das für 2005 festgelegte Ziel im Bereich erneuerbarer Energien nicht eingehalten werden. LUCELEC war es – trotz Hilfe der Regierung – nicht gelungen, das für einen Windpark ausgewählte Gelände zu erwerben oder zu pachten. LUCELEC bekundet weiterhin sein Bemühen um die Einhaltung eines 10%-Anteils an regenerativen Energien bei der Stromerzeugung nunmehr im Jahre 2007. Dafür soll ein 12,6-MW-Windpark an einem alternativen Standort an der südöstlichen Küste der Insel errichtet werden. Dieser Standort mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von deutlich über 7 m/s ist in vielfacher Hinsicht hervorragend geeignet.

Daher hat das CREDP/GTZ-Projekt der Regierung empfohlen, die gesamte Region für die weitere Windparkentwicklung zu reservieren, was einen stufenweisen Ausbau auf bis zu 40 MW erlauben würde.

Die seit 11.12.2006 im Amt befindliche neue Regierung erklärte, dass sie die Politik der Vorgängerregierung fortführen und die Nutzung erneuerbarer Energiequellen fördern will und arbeitet hierbei eng mit dem Caribbean Renewable Energy Development Programme (CREDP/GTZ) zusammen.

Clean Development Mechanism

St. Lucia hat das Kyoto-Protokoll in 2003 unterzeichnet und hat eine DNA (Designated National Authority) eingerichtet. Energieprojekte unter CDM sind bisher noch nicht angemeldet worden.

9.5.5 Literatur

- **Government of St. Lucia:**
St. Lucia: 2005 Economic and Social Review, 2005
- **Morgan, F.D.:**
Geothermal Resource Prospecting in the Qualibou Caldera, Saint Lucia, Geo-Caraibes Technical Team & Massachusetts Institute of Technology, 2006
- **St. Lucia Electricity Services Limited:**
Annual Report 2005
- **Ministry of Physical Development, Environment and Housing:**
Saint Lucia Energy Sector Policy and Strategy (A Green Paper for Discussion), May 2003
- **Reece, O.:**
Status of Lucelec's Wind Energy Initiatives. Paper presented at CARILEC/CREDP/GTZ RE Seminar on Biofuels and Solar Energy Symposium, November 23-24, 2006.

9.5.6 Kontakte

Ministry of Communications, Works,
Transport and Public Utilities

Union

Castries

St. Lucia

Tel. +1 (758) 468 43 00

Fax +1 (758) 453 769

E-Mail: min_com@candw.lc

Ministry of Economic Affairs, Economic Planning,
National Development and Public Service

3rd Floor, Greaaham Louisy Administrative Building

Waterfront

Castries

St. Lucia

Tel. +1 (758) 468 22 02/468 22 05/468 44 09

Fax +1 (758) 453 13 05/452 25 06

E-Mail: minpet@candw.lc or econdept@candw.lc

Organisation of Eastern Caribbean States (OECS)

Morne Fortune

P.O. Box 1383

Castries

St. Lucia

Tel. +1 (758) 453 62 08

Fax +1 (758) 452 21 94

www.oecs.org

CARILEC

An Association of Electric Utilities

Desire Avenue, Sans Souci

P.O. Box CP 5907

Castries

St. Lucia

Tel. +1 (758) 452 01 40/1

Fax +1 (758) 452 01 42

www.carilec.com

CREDP/GTZ

c/o Caribbean Environmental Health Institute

The Morne, P.O. Box 1111

Castries

Saint Lucia

Tel. +1 (758) 458 14 25

Fax +1 (758) 453 27 21

E-Mail: thomas.scheutzlich@projekt-consult.de

www.credp-gtz.org

Designated National Authority (DNA) for the CDM

Ministry of Economic Affairs, Economic Planning,
National Development and Public Service

3rd Floor, Greaaham Louisy Administrative Building

Waterfront, Castries

Tel. +1 (758) 468 22 02/468 22 05/468 44 09

Fax +1 (758) 453 13 05/452 25 06

Mr. Donovan Williams (E-Mail: ps@planning.gov.lc)

Permanent Secretary

Tel. +1 (758) 468 44 19/468 44 18

Fax +1 (758) 452 25 06/451 69 58

St. Vincent und die Grenadinen

9.6.1 Elektrizitätsmarkt

Die Stromerzeugung von St. Vincent und den Grenadinen (SVG) hängt ebenfalls und überwiegend vom Import fossiler Energieträger ab. Allerdings verfügt St. Vincent auf der Hauptinsel über Wasserkraftreserven, deren Nutzung in drei Wasserkraftwerken derzeit ca. 20% der Stromproduktion abdecken. Wie auch die anderen Windward-Inseln verfügt SVG des Weiteren über hervorragende Windbedingungen und sehr wahrscheinlich auch über geothermische Ressourcen, die allerdings noch nicht untersucht worden sind. Weiterhin verfügt die Hauptinsel über ungenutzte Wasserkraftpotenziale.

Installierte Kapazitäten

St. Vincent Electricity Services Ltd (VINLEC) ist der einzige Stromversorger auf der Hauptinsel und vier weiteren kleineren Inseln. Die Universallizenz für VINLEC endet in 2033. Es gibt des Weiteren private Energieversorger auf den privaten, zu den Grenadinen gehörenden Inseln Mystique und Palm Islands.

Die insgesamt installierte Erzeugungsleistung des Energieversorgers LUCLEC in 2006 betrug knapp 40 MW, wobei 85% der Leistung von Dieselgeneratoren und die verbleibenden 15% von Wasserkraftanlagen gedeckt wurden. VINLEC's Anlagen sind über die Hauptinsel St. Vincent und die kleineren Inseln verteilt, sodass die Nennleistung sich für die einzelnen Standorte wie folgt darstellt:

Standorte	Leistung in MW
St. Vincent	33,2
Bequia	2,2
Union Island	1,3
Canouan	3,1
Mayreau	0,18 ³⁰

Tab. 4: Von VINLEC betriebene Inselnetze auf Saint Vincent und den Grenadinen; MW

Die Leistung der Wasserkraftanlagen auf St. Vincent weist die üblichen saisonalen Schwankungen in der Wasserverfügbarkeit auf, mit verfügbarer Kapazität von bis zu 5 MW zwischen Juni und Dezember (Regensaison). Die Wasserkraftanlagen arbeiten während dieser Periode als Grundlastkraftwerke, doch fällt die Kapazität auf 2,5 MW in der Zeit von Januar bis März (Trockenzeit).

Die höchste Spitzenlast in 2005 lag bei 20,6 MW, was einen Anstieg von 11 % zum Vorjahr bedeutet. Dieser Anstieg ist weitgehend auf den starken Anstieg der Nachfrage auf der Hauptinsel St. Vincent zurückzuführen.

Kapazitätserweiterungen

Erweiterungen der Erzeugungskapazität wurden als Folge der wirtschaftlichen Entwicklung in SVG notwendig. In 2003 nahm VINLEC erstmals auf der Insel Mayreau ein Stromnetz und ein Dieselmotorkraftwerk mit 180 kW Leistung in Betrieb. In 2004 erwarb VINLEC das Dieselmotorkraftwerk auf der Insel Canouan, das sich vorher im Besitz der Regierung befand, jedoch von VINLEC betrieben wurde. Seit Ende 2006 ist ein Dieselmotorkraftgenerator von 8 MW am neuen Kraftwerksstandort Lowmans Bay auf St. Vincent in Betrieb.

Stromerzeugung

Die gesamte Stromerzeugung in 2005 betrug 120,7 GWh, 23 % davon kamen aus Wasserkraftanlagen. Seit 1999 ist die Energieerzeugung stetig um durchschnittlich 4,8 % gestiegen (1999-2003).

Stromverbrauch

Der Haushalts- und Gewerbesektor zeigten in 2004 einen Anstieg von 7 % und 21 % (der Gewerbesektor erlebte starkes Wachstum), während im Industriesektor ein Rückgang von 6 % zu verzeichnen war.

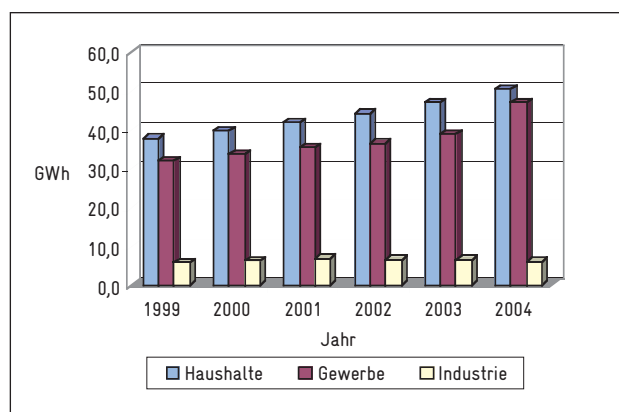


Abb. 5: Stromverbrauch nach Endverbrauchern für St. Vincent und die Grenadinen; GWh; 1999-2004

Systemverluste (technische und nicht-technische) betragen in 2005 nur 9,8 %, was eine konstante Abnahme seit 1999 bedeutet. Die Verluste sind damit niedriger als die der anderen Inseln in den OECS-Ländern.

Strompreise

Die Stromkunden zahlten in 2004 29,3 Mio. US\$ für 103,7 GWh verbrauchte Elektrizität. Die Kosten beinhalten die Anpassung der Brennstoffkosten, was durchschnittliche Stromkosten von ca. 0,28 US\$/kWh bedeutet. In 2006 dürften die durchschnittlichen Kosten aufgrund des Brennstoffzuschlags deutlich über 0,3 US\$/kWh gelegen haben.

Die Basistarife für Strom sind laut VINLEC seit vielen Jahren konstant, die effektiven Tarife schwanken jedoch durch den Brennstoffzuschlag. In 2004 lagen sie bei ca. 0,28 US\$/kWh, wobei der Brennstoffzuschlag 36 % der Stromkosten darstellte, ein Anstieg von 5 % gegenüber 2003. Die hohen Ölpreise führten in 2005 und 2006 zu Stromkosten in der Schwankungsbreite von 0,3 bis 0,34 US\$/kWh.

Die (seit Jahren konstanten) Basis-Stromtarife werden in der folgenden Tabelle erläutert:

Haushalte	
≤ 50 kWh	16,0 US-ct/kWh
> 50 kWh	18,9 US-ct/kWh
Grundgebühr	1,90 US\$/Monat
Gewerbe	
Arbeit	18,11 US-ct/kWh
Leistung	5,70 US\$/kVA
Grundgebühr	4,50 US\$/Monat
Industrie	
Arbeit	16,6 US-ct/kWh
Leistung	4,5 US\$/kVA
Straßenbeleuchtung	
Arbeit	21,3 US-ct/kWh

Tab. 5: Basis-Stromtarife in St. Vincent und den Grenadinen in US\$ bzw. US-ct

Der (schwankende) Brennstoffzuschlag ist allen Tarifen noch zuzuschlagen.

Ausbauplanung

Für April 2007 ist eine Vergrößerung der Erzeugungskapazität auf der Insel Bequia um 0,4 MW vorgesehen. Für 2008/2009 wird mit der Inbetriebnahme eines zweiten Dieselgenerators mit 8 bis 10 MW am Standort des neuen Kraftwerkes Lowmans Bay an der Südwestküste von St. Vincent gerechnet. Lowmans Bay bietet Ausbaureserven von 18 MW, die in den nächsten Jahren bedarfsweise zugebaut werden.

VINLEC wird wie andere EVUs in der Region vom Caribbean Renewable Energy Development Programme (CREDP/GTZ) beraten. Gegenstand der Unterstützung ist die Rehabilitierung und Erweiterung von zwei Wasserkraftanlagen, für die bereits im Februar 2007 eine internationale Ausschreibung lanciert wurde. Diese Erweiterung und Rehabilitierung bringt einen Kapazitätswachstum von ca. 0,8 MW und erhöht die erzeugte Energiemenge pro Anlage um ca. 30 bis 40%.

Des Weiteren bereitet VINLEC mit der Unterstützung von CREDP die Errichtung eines 7-MW-Windparks an der Südostküste am Standort Ribishi Point vor. Bei beiden Vorhaben, dem Wasserkraft- und dem Windkraftprojekt, steht der "Fuel-Saver"-Aspekt im Vordergrund.

9.6.2 Marktakteure

St. Vincent Electricity Services Limited (VINLEC)

VINLEC befindet sich vollständig im staatlichen Besitz und ist bisher die einzige Institution, die für die Energieversorgung in SVG verantwortlich ist.

Weitere Akteure

Ministry of Telecommunication, Science, Technology and Industry

Das Ministerium für Telekommunikation, Wissenschaft, Technologie und Industrie ist verantwortlich für Energieangelegenheiten in SVG, insbesondere für alternative Energien sowie Energiepolitik.

Ministry of Transport and Works

Das Ministerium für Transport, Arbeit und Wohnen leitet die Entwicklung und Verteilung von Energie-reserven in SVG.

9.6.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Das Energieversorgungsgesetz (Electricity Supply Act, ESA) von 1973 erteilte VINLEC die Universal-Lizenz, Elektrizität bis 2033 in SVG zu erzeugen, zu übertragen und zu verteilen.

Unter dem ESA können auch andere Unternehmen Strom erzeugen, übertragen und verteilen, jedoch nur mit Zustimmung von VINLEC oder als Lizenznehmer von VINLEC und nach Zustimmung des zuständigen Ministers. Erzeugung zum Eigenverbrauch ist mit Zustimmung von VINLEC erlaubt.

Laut dem ESA sind alle Ausrüstungsgegenstände (z.B. Maschinen, Verbrauchsmaterial, Ersatzteile etc.), die in der Energieerzeugung, -transmission und -verteilung benötigt werden, von Zöllen und allen anderen Importauflagen ausgenommen. Außerdem wurden VINLEC unter dem ESA die Wasserrechte für die drei Wasserkraftwerke kostenlos erteilt.

Die Regierung von SVG ist nach eigenen Angaben offen für eine Liberalisierung des Energiesektors nach dem Modell, wie es in Dominica kürzlich beschlossen wurde.

9.6.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Es gab bislang noch keine besonderen Initiativen zur Förderung von Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen in SVG, außer in Einzelfällen durch Zollbefreiung bei Importen von Komponenten für RE-Anlagen.

Zurzeit wird mit Unterstützung von CREDP/GTZ die Formulierung einer Energiepolitik vorbereitet. Ebenfalls liegt ein Entwurf eines National Energy Action Plan vor.³¹

Clean Development Mechanism

In St. Vincent und den Grenadinen (SVG) befinden sich Maßnahmen unter CDM noch in einem sehr frühen Stadium. SVG hat das Kyoto-Protokoll im Dezember 2002 unterzeichnet, aber noch keine DNA (Designated National Authority) eingerichtet. Energieprojekte unter CDM sind bisher noch nicht angemeldet worden.

9.6.5 Literatur

- CREDP/GTZ:
Preparation of wind power projects at Dominica, St. Lucia and St. Vincent, September 2005
- Deane, L.:
Hydro Power Development in the Caribbean: The Case of St. Vincent, Options for Upgrade, New Sites. Hydropower Seminar, Dominica, June 2005
- Dr. The Hon. Ralph Gonsalves:
2007 Budget Address "On the Cups of Advanced Economic Take-off: Further Fiscal Consolidation and Tax Reform, Presented to the House of Assembly on December 11, 2006
- VINLEC:
Financial Statements for the year ended December 31, 2004

9.6.6 Kontakte

National Energy Committee
c/o Ministry of National Security
Prime Minister's Office
Financial Complex
Kingstown
St. Vincent
Tel. +1 (784) 458 17 03
Fax +1 (784) 457 21 52
E-Mail: pmosvg@caribsurf.com

**Ministry of Telecommunication
Science, Technology and Industry**
Egmont Street
Kingstown
Tel. +1 (784) 456 12 23
Fax +1 (784) 457 28 80

The St. Vincent Electricity Services Limited (VINLEC)
Pauls Ave., Box 856
Kingstown
Tel. +1 (784) 456 17 01
Fax +1 (784) 456 24 36
E-Mail: vinlec@vinlec.com
www.vinlec.com

10 Ägypten

10.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Ende 2005 waren in Ägypten Kraftwerkskapazitäten mit einer Gesamtleistung von 20.593 MW installiert. Im Vergleich zum Vorjahr (20.168 MW) hat die installierte Leistung damit um 2% zugenommen. Die Erzeugungskapazitäten der staatlichen ägyptischen Elektrizitätsholding EEHC setzten sich 2005 folgendermaßen zusammen: konventionelle Dampfkraftwerke 62%, GuD-Kraftwerke 14%, Gasturbinenkraftwerke 8%, Wasserkraftwerke 15% und Windkraftanlagen 1%. Drei privatwirtschaftliche Elektrizitätsunternehmen tragen seit 2003 eine zusätzliche installierte Leistung von 2.049 MW (10% der landesweiten Gesamtleistung) aus drei gasbefeuerten Dampfkraftwerken bei.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	Installierte Leistung (MW)					
Gasturbinen	715	715	715	1055	1.019	1.519
GuD-Kraftwerke	2.605	2.605	2.605	2.605	2.605	2.605
Dampf	8.498	9.158	10.525	11.203	11.610	11.535
Wasser	2.745	2.745	2.745	2.745	2.745	2.745
Wind	68	68	68	98	140	140
Privatsektor (Dampf)			683	2.049	2.049	2.049
Gesamt	14.631	15.291	17.341	19.755	20.168	20.593

Tab. 1: Installierte Leistung nach Erzeugungsart; Kraftwerke am Verbundnetz; 2000-2005; MW¹

Die ehemals herausragende Bedeutung des Assuan-Staudamms für die Stromversorgung Ägyptens hat in den letzten 30 Jahren stark abgenommen. 1978 konnten mit der Jahresproduktion des 2.100-MW-Wasserkraftwerks (8.153 GWh) noch 54% des ägyptischen Strombedarfs gedeckt werden. Auch wenn die Erzeugung des Kraftwerks bis 2005 auf gut 9 TWh/a gesteigert werden konnte – für die gesamte nationale Stromproduktion von 101 TWh spielt der Staudamm keine zentrale Rolle mehr.

34 stromerzeugende Anlagen in entlegenen Gegenden sind nicht an das Verbundnetz angeschlossen. Sie versorgen lokale Abnehmer, zu denen auch touristische Einrichtungen gehören. Zusammen haben diese Anlagen eine Leistung von 280 MW und produzierten 2005 rund 303 GWh Strom.

Der Fünfjahresplan für die Zeit von 2002 bis 2007 ging von einem jährlichen Leistungszuwachs des Kraftwerksparks von 7,5% aus. Es wurden 5.610 MW neue Kraftwerksleistung geplant, von denen 4.500 MW als GuD-Kraftwerke (mit jeweils 1.500 MW in Kairo und Nubaria und je 750 MW in Talkha und El-Kurimat) umgesetzt wurden.

Stromerzeugung

Für die Erzeugung des Stroms zur öffentlichen Versorgung sind vorrangig vier regionale sowie ein für Wasserkraft zuständiges Unternehmen verantwortlich, die aus der Aufspaltung des früheren zentralen Stromversorgers hervorgegangen sind und der staatlichen Egyptian Electricity Holding Company (EEHC) zugehören. In 2005 wurden in den Kraftwerken dieser fünf Erzeuger rund 87 TWh Strom produziert.

Zusätzlich wurden 13.200 GWh von unabhängigen Stromproduzenten erzeugt, 523 GWh im Windpark Zafarana produziert sowie 69 GWh aus der Überschussproduktion von Industrieunternehmen eingekauft. Insgesamt ergibt dies eine landesweite Stromproduktion für die öffentliche Versorgung von rund 101 TWh.

Sektor	2004 GWh	2005 GWh	Veränderung in %
konv. Dampfkraftwerke	50.781	54.300	+ 6,9
Gasturbinen	564	3.360	+ 496
GuD-Kraftwerke	16.603	16.900	+ 1,8
Thermische gesamt	67.948	74.560	+ 9,7
Wasserkraft	13.019	12.644	- 2,9
Wind (Zafarana)	368	523	+ 42,1
Summe Gesamtnetz	81.335	87.727	+ 7,9
Zukauf aus Industrie	77	69	- 11
Unabhängige Stromerzeuger	13.501	13.200	- 2,2
Gesamtsumme	94.913	100.996	+ 6,4

Tab. 2: Stromproduktion für öffentliche Versorgung nach Erzeugungsart; 2004, 2005; GWh²

Zwischen 2001 und 2006 hat die Stromproduktion der öffentlichen Versorgung um durchschnittlich 7,8 % pro Jahr zugenommen.

Jahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ³
Stromproduktion [GWh]	77.956	83.003	88.951	94.913	100.996	108.690

Tab. 3: Entwicklung der Stromproduktion (inkl. Wind und unabhängige Stromproduzenten); 2001-2006; GWh⁴

Da Ägypten bei sinkender Rohölproduktion seine Erdgasförderung stark ausbauen konnte, ist das Land bemüht, bei der Stromproduktion möglichst viel Erdgas einzusetzen. 76% des Brennstoffverbrauchs des ägyptischen Kraftwerksparks entfielen in 2005 auf Erdgas.

Stromübertragung und -verteilung

Für die Übertragung des Stroms ist landesweit die staatliche Egyptian Electricity Transmission Company (EETC) zuständig, die der Elektrizitätsholding EEHC untersteht. Mit einem nationalen Lastverteilzentrum und regionalen Kontrollzentren sorgt das Unternehmen dafür, dass der erzeugte Strom über ein landesweites Netz von Hochspannungsleitungen die regionalen bzw. lokalen Verteilungsunternehmen erreicht.

	500 kV	400 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV
Transformator Kapazität [MVA]	7.765	k.A.	25.240	3.491	31.170	1.783
Gesamtlänge der Leitungen [km]	2.262	33	13.920	2.467	16.248	2.725

Tab. 4: Das ägyptische Übertragungsnetz in Zahlen; 2005⁵

Seit 1998 ist das ägyptische Stromnetz mit den Netzen der Nachbarstaaten Libyen und Jordanien verbunden. Seit 2000 ist auch Syrien an diesen internationalen Netzverbund angeschlossen. Die Netzverknüpfung hat den Austausch von Strom zwischen den einzelnen Märkten ermöglicht und damit zu einer höheren Stabilität der Einzelnetze beigetragen. Laut EETC hat sie sich technisch und ökonomisch bewährt.

	Libyen	Jordanien
Verbindungsspannung [kV]	220	400
max. Kapazität [MW]	150	250
Stromexport [GWh]	123	750
Stromimport [GWh]	104	70
Differenz (Exportüberschuss) [GWh]	19	680

Tab. 5: Austausch mit den Nachbarnetzen; 2005⁶

² ebda.

³ Bezieht sich auf den Abrechnungszeitraum 2005/2006.

⁴ Quelle: EEHC.

⁵ ebda.

⁶ Quelle: ebda. und North African / Middle East / European Electricity Cooperation & African Interconnection Report (NREA).

Im November 2002 wurde Ägypten als Standort für das internationale Koordinations- und Kontrollzentrum benannt, das die Verteilung des Stroms in einem geplanten integrierten mediterranen Verbundnetz managen soll. Neben den bereits genannten Ländern sollen folgende Staaten an diesem Netzverbund teilhaben: Libanon, Irak, Türkei, Tunesien, Algerien und Marokko.

Im Zuge der Restrukturierung des ägyptischen Elektrizitätssektors⁷ wurden ab 2001 neun regional bzw. lokal zuständige Unternehmen mit der Verteilung des Stroms an die Endkunden beauftragt. Die Stromverteiler betreiben jeweils eigene Netze mit Mittel- und Niederspannungsleitungen. Sie sind außerdem für den Betrieb von Inselnetzen zuständig, die nicht an das ägyptische Verbundnetz angeschlossen sind. Landesweit aufsummiert unterhielten die Verteilungsunternehmen in 2005 129.647 km Mittelspannungs- und 213.960 km Niederspannungsleitungen.

Stromverbrauch

Der jährliche Stromverbrauch pro Kopf liegt in Ägypten bei etwa 850 kWh. Gliedert man die Endkunden der Verteilungsunternehmen nach Sektoren, ergibt sich folgendes Bild für den landesweit verkauften Strom:

	Anzahl der Kunden	%	Verkaufter Strom [GWh]	%
Industrie	415.171	2,2	13.609	20,3
Landwirtschaft	60.402	0,3	2.646	3,9
Regierung/Behörden	165.424	0,6	8.181	12,2
Haushalte	15.687.337	86,0	31.312	46,7
Gewerbe	1.176.203	9,1	2.127	3,2
Sonstige	330.205	1,5	3.219	4,8
Straßenbeleuchtung	k.A.		5.919	8,9
Summe	17.834.742		67.013 ⁸	100,0

Tab. 6: Kundenstruktur und Stromverkauf der ägyptischen Verteilungsunternehmen; 2005⁹

Entwicklung der Spitzenlast

Zwischen 2001 und 2005 ist die jährliche Spitzenlast im ägyptischen Verbundnetz um insgesamt etwa 27 % gewachsen. In 2004 und 2005 wurde am 19. bzw. 20. Juni zwischen 21 Uhr und 22 Uhr jeweils der Jahreshöchststand der Stromnachfrage erreicht.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Spitzenlast in MW	12.376	13.326	14.401	14.735	15.678	17.300

Tab. 7: Entwicklung der Spitzenlast im Verbundnetz; 2001-2006¹⁰

Strompreise

Die Strompreise in Ägypten gehören weltweit zu den niedrigsten. Niederspannungskunden zahlen durchschnittlich 2,0€-ct (0,148 EGP) pro kWh, während Hochspannungskunden im Schnitt 1,5€-ct (0,111 EGP) pro kWh entrichten müssen. Die Preise werden von der ägyptischen Regierung per Kabinettsbeschluss festgelegt und gelten gleichermaßen für alle Regionen. 90% der Haushalte beziehen Strom, dessen Preis weniger als 50% der Erzeugungskosten ausmacht.

Im Oktober 2004 wurden einige Stromtarife erstmals seit 1992 angehoben und zwar um durchschnittlich 8,6%. Für jedes der fünf Folgejahre wurden weitere Preiserhöhungen von je 5% für alle Stromkunden festgelegt. Mit diesem Schritt soll der Stromtarif graduell an die Erzeugungskosten angepasst werden, allerdings dürften die Erhöhungen bei Inflationsraten von gegenwärtig mehr als 5% pro Jahr hierzu nicht ausreichen.

Auffällig sind die stark progressiv gegliederten Tarifstufen für Haushalts- und Gewerbekunden.

7 Siehe Abschnitt "Marktakteure/Staatliche Elektrizitätsunternehmen".

8 Die Differenz zur Stromproduktion besteht vorwiegend aus technischen und nicht-technischen Verlusten (Stromdiebstahl). Über die Höhe liegen keine genaueren Angaben vor.

9 Quelle: Egyptian Electricity Holding Company (EEHC).

10 ebda.

Tarifgruppe	Strompreis €-ct/kWh	Strompreis Millim/kWh
Hochspannung (220/132 kV)	1,52	111
Hochspannung (66/33 kV)	1,83	134
Wohnungsbaugesellschaften	1,76	129
Mittelspannung (22/11/6,6 kV) und Niederspannung (380/220 V) Abnahme > 500 kW (monatl. Leistungspreis: 1,18 €/kW)		
Arbeitspreis	2,50	183
Haushalte (kWh/Monat)		
0-50	0,68	50
51-200	1,37	100
201-350	1,86	136
351-650	2,68	196
651-1000	3,83	280
> 1000	4,68	342
Gewerbe (kWh/Monat)		
0-100	2,91	213
101-250	4,23	309
251-600	5,38	393
601-1000	6,66	487
> 1000	6,99	511
Verwaltung und Kliniken	2,94	215
Öffentliche Beleuchtung	4,87	356

**Tab. 8: Stromtarife der öffentlichen Versorgung;
Stand Dezember 2006;
in €-ct/kWh und Millim/kWh¹¹**

Ausbauplanung

Die staatliche Elektrizitätsholding Egyptian Electricity Holding Company (EEHC) geht für 2012 von einer Spitzenlast von 23.800 MW aus. Für den Zeitraum von 2008 bis 2012 sollen neue Kraftwerkskapazitäten in einem Umfang von fast 7.000 MW geschaffen werden. 5.250 MW sind als GuD-Kraftwerke und 1.675 MW als klassische, mit Gas befeuerte Dampfkraftwerke geplant.

Im Juni 2002 gab das ägyptische Ministerium für Elektrizität und Energie bekannt, dass Ägypten den Bau eines Kernkraftwerks an der Mittelmeerküste, 150 km westlich von Alexandria plane. In Zusammenarbeit mit der internationalen Atomenergiebehörde (IAEA) wurden Studien über die Auslegung und den Typ des Kraftwerks, das auch der Meerwasserentsalzung dienen soll, angefertigt. Nach Aussagen des zuständigen Ministers vom September 2006 ist die Errichtung des Kernkraftwerks mit 1.000 MW in El-Dabaa vorgesehen. Die Anlage soll bis 2015 ans Netz gehen.

10.2 Marktakteure

Staatliche Elektrizitätsunternehmen

Bis zur Verstaatlichung des Sektors Anfang der sechziger Jahre wurde die Stromversorgung in Ägypten von privatwirtschaftlichen Unternehmen betrieben. Mit der Zusammenlegung der Teilbereiche Produktion, Transport und Verteilung unter dem Dach einer einzigen staatlichen Agentur war 1965 die staatliche Bündelung des gesamten Stromsektors abgeschlossen.

Seit Ende der siebziger Jahre gab es erste Tendenzen zu einer Dezentralisierung und Regionalisierung im Betrieb der bis dahin monolithischen früheren "Egypt Electricity Authority" (EEA).

1998 entstanden sieben regionale Stromversorger, die jeweils für Produktion und Verteilung von Strom in ihrer Region verantwortlich waren. Die EEA fungierte als Muttergesellschaft dieser regionalen Elektrizitätsunternehmen und blieb verantwortlich für den landesweiten Transport des Stroms.

Im Zuge einer Reform zur Öffnung des Stromsektors für private Investoren wurden im Jahre 2000¹² die Bereiche Produktion, Übertragung und Verteilung unternehmensrechtlich voneinander getrennt und teilweise regionalisiert. Daraus entstanden 13 einzelne Unternehmen, und zwar vier Betreibergesellschaften für thermische Kraftwerke, ein Betreiber für die Wasserkraftwerke, ein landesweites Strom-Transportunternehmen und sieben lokale bzw. regionale Verteilungsunternehmen.

¹¹ Quelle: Egyptian Electric Utility and Consumer Protection Regulatory Agency.

¹² Grundlage war das Gesetz Nr. 164 aus dem Jahr 2000: "Transferring the Egyptian Electricity Authority into an Egyptian Joint Stock Company".

Zwei dieser Verteilungsunternehmen wurden in den Folgejahren nochmals aufgespaltet, so dass zurzeit 15 (+1)¹³ staatliche Stromunternehmen existieren, die der staatlichen Egyptian Electricity Holding Company (EEHC) zugeordnet sind: Fünf Unternehmen für den Kraftwerksbetrieb, ein landesweites Stromtransportunternehmen sowie neun Verteilungsgesellschaften. Die Holding selbst untersteht der Aufsicht des ägyptischen Energieministeriums (MEE).

Privatwirtschaftliche Elektrizitätsunternehmen

Neben den Unternehmen der öffentlichen Versorgung sind einige private Unternehmen im Stromsektor aktiv: drei unabhängige Kraftwerksbetreiber, drei private vertikal integrierte Elektrizitätsgesellschaften am Roten Meer sowie drei kleinere private Stromunternehmen, die angeschlossen an das Verbundnetz Strom produzieren beziehungsweise verteilen und lokal in den Regionen Kairo und Alexandria agieren.

Erzeugungsunternehmen	Hauptsitz	installierte Leistung [MW]	erzeugte Leistung [GWh]
West Delta Generation Company	Alexandria	4.024	17.274
East Delta Electricity Generation Company	Al-Dakahleya	4.819	24.256
Cairo Electricity Generation Company	Kairo	3.681	21.926
Upper Egypt Electricity Generation Company	Giza	1.968	11.104
Hydro Plants Electricity Generation Company (Staudämme)	Assuan	2.783	12.644
New and Renewable Energy Authority – NREA (Windkraft)	Kairo	140	523
Transportunternehmen		Leitungsnetz [km]	
Egyptian Electricity Transmission Company	Kairo	37.655	37
Verteilungsunternehmen		Transformatorkapazität [MVA]	Stromabsatz [GWh]
Alexandria Electricity Distribution Company	Alexandria	3.413	6.330
South Cairo Distribution Company	Kairo	9.172	16.178
North Cairo Electricity Distribution Company	Kairo	7.283	13.232
El Behaira Electricity Distribution Company	Damnhour	2.905	4.930
South Delta Electricity Distribution Company	Tanta	2.717	6.578
North Delta Electricity Distribution Company	Mansoura	3.105	7.182
Upper Egypt Electricity Distribution Company	Assuan	3.001	5.966
Middle Egypt Electricity Distribution Company	Minia	3.116	6.895
Canal Electricity Distribution Company	Ismailia	3.901	12.643

Tab. 9: Übersicht staatliche Elektrizitätsunternehmen unter dem Dach der EEHC; 2005¹⁴

13 Die NREA – eigentlich ein Forschungsinstitut – tritt auch als Betreiberin des Windparks Zafarana auf und ist hier deshalb als Erzeugungsunternehmen aufgeführt.

14 Quelle: EEHC.

Vor allem die Anforderungen internationaler Geldgeber bewegten Ägypten in den neunziger Jahren dazu, seinen Elektrizitätssektor für private Investoren zu öffnen. 1998 wurde ein Vertrag über den Bau eines ersten privat betriebenen Kraftwerks mit ausländischen Investoren nach dem BOOT-Prinzip¹⁵ geschlossen. 1999 folgten Abschlüsse über zwei weitere Kraftwerke.¹⁶ Mit insgesamt 2.049 MW sind die drei praktisch baugleichen gasbefeuerten Dampfkraftwerke, die 2002 (Sidi Krir) bzw. 2003 (Suez & Port Said) ihren Betrieb aufnahmen, für etwa 10% der landesweit installierten Leistung verantwortlich.

Erzeugungsunternehmen	installierte Leistung [MW]	Jahresproduktion [GWh]
Port Said East Power Company	683,0	3.850
Suez Gulf Power Company	683,0	4.300
Sidi Krir Generating Company	682,5	4.600

Tab. 10: Übersicht unabhängiger Stromerzeuger; MW, GWh; 2005¹⁷

Die folgende Tabelle führt weitere privatwirtschaftliche Unternehmen auf, die mit der Erzeugung und Verteilung von Strom befasst sind.

	installierte Leistung [MW]	Jahreseigenproduktion [GWh]	Verteilungskapazität [MVA]	Stromabsatz [GWh]
Verteilungsunternehmen				
Egyptian Chinese Joint Venture Company for Investment			30	3
Unternehmen mit Erzeugung und Verteilung				
Global Energy Company	13,0	0,12	108	119
Alexandria Carbon Black Co. SAE	23,8	128	10	6
Om El Goreifat Company	7,0	13	8	13
National Electricity Technology Company (Kahraba)	6,4	42	8	42
Mirage Company	6,8	9,35	8	28
Sendeian Company for Paper Industry	14	99	17	99

Tab. 11: Übersicht privater Produktions- und Verteilungsunternehmen; 2005¹⁸

Weitere Akteure

Regulierungsbehörde EEUCPRA

Die Regulierungsbehörde für den Elektrizitätssektor wurde 1997 per Dekret ins Leben gerufen.¹⁹

Die Egyptian Electric Utility and Consumer Protection Regulatory Agency (EEUCPRA) hat ihren Sitz in Kairo und besteht formal seit 1998. Erst 2002 mit der Ernennung des ersten Geschäftsführers hat die Agentur ihren Betrieb tatsächlich aufgenommen. Offiziell geleitet wird sie vom Minister für Elektrizität und Energie, was ihre Unabhängigkeit von staatlichen Instanzen relativiert.

15 Build Own Operate Transfer – eine Eigentumsübertragung an EEHC ist nach Ablauf von 20 Betriebsjahren vorgesehen.

16 Die Investoren waren InterGen (ein Joint-Venture von Shell und Bechtel), Edison und EdF (Electricité de France). 2006 wurden die beiden Anlagen in Suez und Port Said von der EdF an das malaysische Unternehmen Powertek verkauft.

17 Quelle: EEHC.

18 ebda.

19 Grundlage war das Dekret Nr. 326 aus dem Jahr 1997 "Establishing The Electric Utility and Consumer Protection Regulatory Agency".

Das Aufgabenfeld der Regulierungsbehörde ist in erster Linie auf den Interessenausgleich zwischen Stromproduzenten, Stromanbietern und Endkunden ausgerichtet. Sie soll die zuverlässige langfristige Versorgung mit elektrischer Energie sicherstellen und den Umweltschutz und die Betriebssicherheit im Stromsektor fördern und kontrollieren. Sie vergibt ferner Lizenzen für den Bau und den Betrieb von Anlagen zur Stromproduktion, zum Transport und zur Verteilung sowie für den Stromhandel.

Ein erklärtes Ziel der Behörde ist es, Voraussetzungen für einen marktwirtschaftlichen Wettbewerb im Rahmen der bestehenden Gesetze zu schaffen und die Bildung privatwirtschaftlicher Monopole auf dem Stromsektor zu verhindern. Diesem selbst gesetzten Anspruch scheint die Behörde allerdings aufgrund des gegenwärtigen Primats der ägyptischen Politik für nationale staatliche Lösungen beim weiteren Ausbau des Stromsektors nicht gerecht werden zu können.

Als weitere Aufgaben für EEUCPRA werden genannt:

- Bewertung der Pläne zum Ausbau des Kraftwerksparks und zur Erweiterung des Stromnetzes, um sicherzustellen, dass sich die Kapazitäten entsprechend der Nachfrage entwickeln.
- Kontrolle der Kosten für Stromproduktion, -transport und -verteilung.
- Sicherstellen, dass die Profite aus der Stromproduktion ausreichen, um eine solide Basis für die Weiterentwicklung der Kraftwerkskapazitäten zu bieten.²⁰
- Überwachung des nationalen Koordinations- und Kontrollzentrums, das für eine optimale landesweite Verteilung des produzierten Stroms sorgen soll und die Interessen aller angeschlossenen Betreiber berücksichtigen soll.
- Qualitätssicherung der technischen und administrativen Dienstleistungen, die den Endkunden angeboten werden.

Akteure im Bereich erneuerbarer Energien

Eine Reihe ägyptischer Organisationen setzt sich für die verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien und für höhere Energieeffizienz ein.

New and Renewable Energy Authority (NREA)

Die Agentur wurde 1986 durch das Elektrizitäts- und Energieministerium gegründet, um die Aktivitäten zur Förderung der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz zu bündeln. Zu ihren Aufgaben gehört die Entwicklung von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Ressourcen im kommerziellen Maßstab. Ihre Tätigkeit soll langfristig die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen verringern und die Umwelt vor schädlichen Einflüssen schützen.

Die NREA soll zusammen mit anderen zuständigen ägyptischen und internationalen Institutionen Programme zur Nutzung erneuerbarer Ressourcen entwickeln und umsetzen. Zu ihren Aktivitäten gehörte die Erstellung eines Windatlas für ganz Ägypten, für den seit 1991 Daten gesammelt wurden und der Anfang 2006 der Öffentlichkeit vorgestellt wurde. Die NREA unterhält außerdem Windkraftanlagen, die in der Vergangenheit vorwiegend als Demonstrationsprojekte dienen: ein Wind/Diesel-Hybrid-System im Gouvernement Matrouh und den 5,2-MW-Windpark Hurghada am Roten Meer, der seit 1993 im Betrieb ist und bei dem verschiedene Windturbinen internationaler Hersteller zum Einsatz kamen.

Neben diesen Test- und Modellanlagen ist die NREA auch kommerzielle Betreiberin der Windparks in Zafarana am Golf von Suez. Außer ihren Aktivitäten auf dem Windsektor treibt die Agentur vor allem solarthermische Forschungsprojekte voran und ist auf dem Gebiet der Biomassenutzung aktiv. Darüber hinaus verfügt die NREA über ein Labor-Zentrum zur Prüfung und Zertifizierung von Geräten und Ausrüstungen zur Nutzung erneuerbarer Energieressourcen. Sie bietet Weiterbildung an, organisiert Workshops und erstellt Studien – auch in Kooperation mit internationalen Partnerorganisationen.

20 Allerdings hat sie keinen direkten Einfluss auf die Tarifgestaltung. Die Stromtarife werden durch die ägyptische Regierung per Kabinettsbeschluss festgelegt.

Organization for Energy Conservation & Planning (OEP)

Diese 1983 per Dekret gegründete staatliche Organisation befasst sich mit der langfristigen Energieplanung für Ägypten. Seit Anfang der neunziger Jahre beschäftigen sich die dort versammelten Experten vermehrt mit Fragen der Energieeffizienz. Die OEP führt Energie-Audits im öffentlichen Sektor und bei Firmen durch. Die Organisation sieht sich selbst als Vermittlerin zwischen den Anliegen einer nachhaltigen Entwicklung und anderen nationalen Interessen. Mit verschiedenen Publikationen zum Energiesparen wendet sie sich direkt an die ägyptische Öffentlichkeit.

Egyptian Solar Energy Society

Die ESES ist ein nichtstaatlicher Zusammenschluss von Menschen, die auf dem Feld der erneuerbaren Energien arbeiten. Mitglieder aus den Bereichen Herstellung, Entwicklung und Anwendung versuchen gemeinsam, erneuerbare Energien als starken Industriesektor zu etablieren. Seit 1986 veranstaltet die ESES im Dreijahresrhythmus die international ausgerichtete ASRE-Konferenz in Kairo. Gefördert durch GEF-Mittel begannen Mitglieder der ESES mit der Entwicklung von windgetriebenen Wasserpumpen. Heute werden diese Pumpen von einer ägyptischen Firma in Lizenz gebaut und erfolgreich vertrieben. Die ESES veranstaltet nationale Konferenzen, Workshops und Weiterbildungsmaßnahmen und gibt regelmäßig eigene Publikationen heraus. Außerdem vertritt die Gesellschaft Ägypten bei der International Solar Energy Society (ISES).

10.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen**Reform des Elektrizitätssektors**

Der klar staatlich dominierte Strommarkt hat bis auf geringe Konzessionen bislang allen weitergehenden Bemühungen zur Liberalisierung und Privatisierung widerstanden. 1996 erschien das Gesetz Nr. 100, in dessen Artikel 7 festgelegt ist, dass lokale und internationale Investoren eine Konzession zum Bau und zum Betrieb von Kraftwerken erhalten können. 1997 folgte ein neues Investitionsgesetz, das verschiedene Anreizmechanismen, wie staatliche Garantien für Investoren, enthielt.

Gleichzeitig mit den Vertragsverhandlungen zur Stromlieferung aus privat errichteten Kraftwerken wurde Ende der 1990er Jahre der Verkauf von Aktien der sieben staatlichen Monopolversorger an der ägyptischen Börse vorbereitet. Aufgrund mangelnden Interesses bei den Investoren wurde dieser Plan jedoch nicht umgesetzt.

Der bisher letzte deutliche Reformschritt folgte im Jahr 2000, als die staatliche EEA in die "Egyptian Electricity Holding Company" (EEHC) umgewandelt wurde. Diese Umwandlung wird als Schritt hin zu mehr unternehmerischem Handeln gesehen, weil die EEHC zukünftige Projekte aus dem eigenen Budget und ohne staatliche Intervention finanzieren soll.

Teil dieser Umwandlung war auch die Aufspaltung der bisher vertikal integrierten Versorgungsunternehmen in einzelne Unternehmen (siehe oben). Jedes dieser Unternehmen ist als eigenständiges Unternehmen mit autonomer Geschäftsführung und separater Bilanzierung organisiert. Ein interner Bieter-Pool für den Austausch von Strom zwischen den Firmen soll marktwirtschaftliche Anreize hervorbringen.

Die Schaffung der EEHC war als neuer Anlauf zur Privatisierung ihrer Tochterunternehmen geplant. Bisher sind aber keine Anteile der Staatsunternehmen veräußert worden. Durch die EEHC kontrolliert die ägyptische Regierung weiterhin 90% der Stromproduktion und hält ihr Monopol auf Stromtransport und -verteilung aufrecht.

Quersubventionierung ist ein verbreitetes Phänomen auf dem ägyptischen Strommarkt, obwohl die Eindämmung dieser Praxis erklärtes Ziel ist. Der staatliche Einfluss wird auch dadurch deutlich, dass der Energieminister gleichzeitig Vorsitzender der EEHC ist.

Trotz der bislang nur zögerlichen Reformbemühungen hält die Regierung an Plänen fest, zukünftig einen Strommarkt zu etablieren, auf dem direkte, frei ausgehandelte, bilaterale Verträge zwischen Stromverbrauchern und Stromproduzenten möglich werden. Außerdem soll das Transportnetz für die Durchleitung von Strom geöffnet werden. Unabhängige Stromproduzenten sollten Zugang zum Strommarkt haben, ohne sich durch langfristige Vereinbarungen für mehrere Jahrzehnte an die EEHC binden zu müssen.

In diesem Rahmen hat die Regulierungsbehörde vorgeschlagen, dass anfangs 70 große industrielle Stromverbraucher 20% ihres jährlich wachsenden zusätzlichen Strombedarfs durch direkte Verträge mit Stromproduzenten decken könnten. Dadurch sollten allmählich flexiblere Verhältnisse auf dem ägyptischen Strommarkt eingeführt werden. Das Energieministerium verweigert jedoch bislang die Genehmigung für eine derartige Marktöffnung mit der Begründung, dass weder die Kraftwerksbetreiber noch die Endkunden ausreichend auf eine solche Flexibilisierung vorbereitet seien.

Die EEHC selbst gibt für die Zukunft eine Reihe von Reformzielen an. Bis 2009 sollen kostendeckende Stromtarife eingeführt sein. Ein unabhängiger Stromhändler soll für Wettbewerb bei der Belieferung von Großkunden sorgen. Die Verteilungsgesellschaften sollen kommerzialisiert und ihre Geschäftspraktiken reorganisiert werden.

Gegenwärtig ist von keiner Seite eine weitere Ausschreibung für Privatinvestitionen im Kraftwerksbereich vorgesehen. Auch für den boomenden Windsektor gibt es keinerlei Anzeichen, dass private Investoren zur Beteiligung an neuen Projekten eingeladen werden.

10.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Das ägyptische Elektrizitäts- und Energieministerium beschäftigt sich bereits seit den siebziger Jahren mit erneuerbaren Energieressourcen. In den achtziger Jahren wurde eine Strategie für erneuerbare Energie als Teil der nationalen Energieplanung entwickelt. Diese Strategie wurde vor dem Hintergrund der sich entwickelnden Möglichkeiten für den Einsatz erneuerbarer Energien immer wieder angepasst. Aktuell wird angestrebt, bis 2010 drei Prozent des Elektrizitätsbedarfs aus erneuerbaren Energien²¹ zu decken. Dabei sollen vor allem Wind- und Solarenergie zum Einsatz kommen.

Internationale Förderung

Im Auftrag des Bundesministeriums für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) unterstützt die deutsche Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) im Rahmen der finanziellen Zusammenarbeit mit Ägypten eine Reihe von Projekten im Energiesektor. Dazu gehören Informations- und Ausbildungsinitiativen zu erneuerbaren Energien, der Bau von Kleinwasserkraftwerken, Windparks in Zafarana und Gabal El-Zayt, die ökologische Verbesserung bestehender Kraftwerke sowie die Rehabilitierung von Umspannwerken und der Generatoren am Assuan-Staudamm.

Zurzeit laufen die Planungen für ein internationales "Center of Excellence for Renewable Energies", das in Ägypten entstehen soll und durch die dort geplanten Forschungs- und Weiterbildungsaktivitäten die Entwicklung der erneuerbaren Energien in den Regionen Naher Osten und Nordafrika voranbringen soll.

Im Rahmen von GEF-Vorhaben wurden in den letzten zehn Jahren Finanzmittel in einem Umfang von rund 70 Mio. US\$ für Energie- und Klimaschutzprojekte in Ägypten bewilligt. Den Großteil davon, mehr als 50 Mio. US\$, macht die 2004 zugesagte Förderung²² für das solarthermische Hybrid-Kraftwerk (150 MW) in Kuraymat aus.

21 Neben der Nutzung der Großwasserkraft.

22 GEF Project ID 1040.

Clean Development Mechanism

Ägypten hat das Kyoto-Protokoll am 15.03.1999 unterschrieben und am 12.01.2005 ratifiziert.

Bereits 1997 wurde mit Unterstützung des "National Strategy Studies Program"²³ eine Studie durchgeführt, welche die Berücksichtigung von Umwelt- und Klimaschutzaspekten bei zukünftigen Entwicklungen auf dem Energiesektor fördern sollte. Diese Studie war die Grundlage für eine nationale ägyptische CDM-Strategie²⁴, die im Oktober 2002 beschlossen wurde. Diese Strategie beinhaltet den Aufbau der notwendigen administrativen Rahmenbedingungen für CDM-Vorhaben sowie ein Portfolio von möglichen CDM-Projekten im Land, das die Basis für einen möglichst unverzüglichen Start in Ägypten bieten sollte.

2005 wurde die "Designated National Authority" (DNA) als Ansprechstelle etabliert, die für alle CDM-spezifischen Fragen zuständig ist. Sie ist bei der ägyptischen Umweltbehörde (Egyptian Environmental Affairs Agency – EEAA) angesiedelt.

Mittlerweile wurde eine Reihe von rechtlichen, technologischen, sozialen und ökologischen Kriterien ausgearbeitet, denen ein CDM-Projekt gerecht werden muss. Diese lassen sich im "Guide Book for Project Developers" nachlesen, das über die Webseite der DNA verfügbar ist.²⁵ In diesem Handbuch finden sich auch viele weitere nützliche Informationen für Planer, die in Ägypten CDM-Projekte durchführen wollen.

Beim CDM-Executive Board sind bisher²⁶ zwei ägyptische CDM-Projekte registriert, darunter ein Depo-niegasvorhaben in Alexandria, mit dem die jährlichen Treibhausgasemissionen um ein CO₂-Äquivalent von rund 371.000 t reduziert werden können.

Die ägyptische DNA präsentiert in ihrem CDM-Portfolio 22 weitere mögliche Projekte aus den Bereichen: Erneuerbare Energie (fünf Projekte), Industrie (vier Projekte), Energieeffizienz (sechs Projekte), Brennstoffwechsel (sechs Projekte) sowie Aufforstung (ein Projekt).

10.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Wenngleich Ägypten mit dem landeseigenen Erdgas bei der Stromerzeugung bisher stark auf fossile Energieträger setzt, kann das Land auf fast allen Gebieten der erneuerbaren Energien Aktivitäten vorweisen.

Wasserkraft

Wasserkraft wird in Ägypten seit 1960 zur Erzeugung von Elektrizität genutzt. Der erste Nildamm bei Assuan war hauptsächlich zur Regulierung des Wasserstandes zu Bewässerungszwecken errichtet worden. 1967 nahm das Kraftwerk am sieben Kilometer südlich gelegenen neuen Assuan-Hochdamm seinen Betrieb auf. 1985 wurde ein drittes Kraftwerk in Assuan in Betrieb genommen, 1995 gefolgt von einer Nil-Staustufe bei Esna (ca. 50 km südlich von Luxor). 2005 wurden 12,5% des in Ägypten produzierten Stroms aus Wasserkraft gewonnen, das waren 12.644 GWh.

Anlage	2004	2005
	GWh	
Assuan Hochdamm	9.374	9.049
Assuan I	1.492	1.497
Assuan II	1.690	1.663
Esna	446	420
Naga Hamady	17	15
Summe	13.019	12.644

Tab. 12: Stromproduktion ägyptischer Wasserkraftwerke; 2004, 2005; GWh²⁷

Zukünftige Wasserkraftprojekte sind bisher mit einer Leistung von insgesamt 114,5 MW geplant. Ein neues Kraftwerk in Naga Hammady mit 64 MW soll 2008 fertig gestellt werden. In Zefta und Assuit entstehen neue Wasserkraftwerke mit 5,5 beziehungsweise 32 MW. Die Fertigstellung eines weiteren Kraftwerks in Kanater mit 13 MW ist für Ende 2009 vorgesehen.

23 "National Strategy Studies Program" war eine gemeinsame Initiative der Weltbank und der Schweizer Regierung.

24 Egypt National Strategy Study on the Clean Development Mechanism [www.cdmegypt.org/NSS.htm].

25 Siehe: www.cdmegypt.org/publications.htm.

26 Stand Januar 2007.

27 Quelle: Egyptian Electricity Holding Company (EEHC).

Klein- und Kleinstwasserkraftwerke

Eine UNEP-Studie²⁸ von April 2004 weist auf die Potenziale von Klein- und Kleinstwasserkraftwerken bis maximal 30 MW in Ägypten hin. Das Terrain am Nil und einigen seiner Nebenflüsse ist an bestimmten Stellen für solche Kraftwerke geeignet. Neben den bereits oben erwähnten Anlagen listet die Studie noch vier weitere mögliche Standorte für Kleinanlagen²⁹ auf, die zusammen eine geschätzte Erzeugungsleistung von 7,4 MW haben könnten. Die Studie verweist auf 15 mögliche Standorte mit jeweiligen Leistungen von 150 bis 1.200 kW. Gemeinsam könnten diese Anlagen knapp 50 GWh pro Jahr erzeugen.

Windenergie

Potenzial der Windkraft

Ägypten bietet für Windenergie hervorragende Standortbedingungen, da vor allem in den Küstenregionen hohe Windgeschwindigkeiten auftreten und die dünne Besiedlung dieser Gebiete bei gleichzeitig relativ leichter Zugänglichkeit der Aufstellung größerer Windparks keine großen Schwierigkeiten bereitet. Durch die Aufnahme von Windstrom in das Erzeugungsportfolio wird die Energiebereitstellung bei Abnahme des Wasserkraftanteils insgesamt diversifiziert. Alle Windenergieprojekte wurden in der Vergangenheit von NREA realisiert und betriebstechnisch begleitet. Eine Beteiligung privater Investoren wird vorläufig nicht angestrebt.

Es liegt ein ausführlicher Windatlas³⁰ vor. Die zugrunde liegenden Messungen wurden zwischen 1998 und 2005 durchgeführt. Der Atlas entstand als Gemeinschaftsproduktion von NREA, dem nationalen Meteorologischen Amt (Egyptian Meteorological Authority-EMA) und dem dänischen UNEP-Forschungszentrum Risø. Ziel des Projekts war eine solide meteorologische Basis zur Bewertung der im Land vorhandenen Windressourcen.

Besonderes Augenmerk galt dabei sechs viel versprechenden Regionen: der Nordwestküste, der Nordostküste, dem Golf von Aqaba, dem Golf von Suez, dem Roten Meer und den westlichen Wüstenregionen. Neben diesen Datensätzen bietet der Atlas auch einen Überblick über die ägyptischen Windverhältnisse anhand von Windmodellen und gibt detaillierte Hinweise zur Standortfestlegung für mittlere und große Windparks anhand meteorologischer Erkenntnisse.

	WASP ³¹	KAMM ³²
	m/s	
Assuan	9,9	7
Dakhla	5,8	6
Kosseir	7,7	8
Sharm el-Sheikh	13,7	9,5

Tab. 13: Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten an ausgewählten Standorten in Ägypten; m/s³³

Für den Golf von Suez liegt seit 2003 ein eigener Windatlas³⁴ vor, für den die NREA zusammen mit dem UNEP-Forschungszentrum Risø von 1991 bis 2001 an 13 Messstellen rund um den Golf Daten erhoben hat. Für die unbewohnten Wüstenregionen westlich des Golfs konnte eine mögliche Gesamtkapazität von 20.000 MW für Windkraftprojekte ausgemacht werden. Dort werden in 10 Metern Höhe durchschnittliche Windgeschwindigkeiten von über 7 m/s gemessen. In Höhen von 50 bis 60 Metern ist mit Windenergiedichten von 430 bis 1.000 W/m² auszugehen.

28 UNEP-Risø Centre (United Nations Environment Programme), Prospects for renewable energy technologies in the Middle East and North Africa region, Sami Kamel, UNEP-Risø Centre, Denmark, April 2004.

29 Rosetta Branch, Dairout, El Azab, Tamiya.

30 Mortensen et al. (2005), Wind Atlas for Egypt, Measurements and Modelling 1991-2005, und auch www.windatlas.dk/Egypt/About.html.

31 Wind Atlas Analysis and Application Program (Windmodellierungsmethode mit feiner räumlicher Auflösung, basierend auf Messwerten).

32 Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model

(Windmodellierungsmethode mit mittlerer räumlicher Auflösung, basierend auf numerischen Klimasimulationen).

33 Quelle: NREA, OME.

34 Mortensen et al. (2003), Wind Atlas for the Gulf of Suez. Measurements and Modelling 1991-2001.

Region	m/s
Ras Sedr	7,5
Abu Aldarag	8,8
Zafarana	7,5-9,2
St. Paul	8,4
Ras Ghareb	10,0
El-Tour	5,6
El-Zayt	10,3-10,8
Hurghada	6,7

Tab. 14: Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten an ausgewählten Standorten am Golf von Suez; m/s; gemessen in 25 Metern Höhe³⁵

In einer Kurzstudie³⁶ wurden die meteorologischen Daten von zehn Wetterstationen entlang der Mittelmeerküste ausgewertet. Drei Standorte – Sidi Barrani, Mersa Matruh und El Dabaa – weisen demnach durchschnittliche Windgeschwindigkeiten von 5 bis 6 m/s aus und erscheinen damit als Standorte für Windkraftanlagen geeignet. Dort liegt die Windenergiedichte in Höhen zwischen 30 und 50 Metern bei Werten zwischen 180 bis 230 bzw. 260 bis 330 W/m². Eine Modellrechnung für eine 1-MW-Turbine am Standort El Dabaa ergab einen jährlichen Ertrag von gut 2,7 GWh.

Windpark Hurghada

Ein erster Windpark mit 42 Turbinen unterschiedlicher Hersteller im Leistungsbereich von 100 und 300 kW wurde 1992 bei Hurghada am Roten Meer errichtet. Die insgesamt 5,2 MW befinden sich in unmittelbarer Nachbarschaft zu einem Windtechnologiezentrum mit drei kleinen Testanlagen und wurden ab 1993 sukzessive mit dem örtlichen Versorgungsnetz der Stadt verbunden.

Jahr	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
installierte Leistung [MW]	5	38	68	98	145	145	230
jährliche Produktion [GWh]	k.A.	k.A.	224	214	387	533	552 ³⁷

Tab. 15: Entwicklung der Windkraft in Ägypten; MW, GWh; 2000-2006³⁸

Windpark Zafarana

Mit dem Windprojekt in Zafarana am Golf von Suez ist Ägypten 2001 in die Nutzung der Windkraft zur Einspeisung in das Verbundnetz eingestiegen. Per Dekret wurde ein Gebiet von 80 km² für Windkraftprojekte von NREA bereitgestellt. In einer ersten Stufe wurden an diesem Standort bis 2004 u.a. mit deutscher finanzieller und technischer Hilfe 140 MW installiert, die im Zeitraum 2005/06 zusammen mit den Anlagen in Hurghada 552 GWh Strom produzierten.

Mit weiterer internationaler Unterstützung wurden bis 2003 Anlagen mit insgesamt 60 MW ans Netz gebracht. Die kalkulierte jährliche Produktion dieser Anlagen beträgt etwa 210 GWh bei einem Kapazitätsfaktor von 40 %. Parallel zu diesem Vorhaben wurden im März 2001 bzw. im Juni 2004 weitere Anlagen mit zusammen 33 bzw. 47 MW installiert, die durch Kredite der deutschen Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) finanziert wurden. Die erwartete Jahresproduktion dieser Anlagen beträgt insgesamt 305 GWh bei einem Kapazitätsfaktor von 43,5 %. 2006 ist ein weiterer Komplex mit 85 MW errichtet und in Betrieb genommen worden. Hier sollen jährlich 320 GWh für das nationale Netz produziert werden. Alle bislang in das Verbundnetz einspeisenden Anlagen werden mit 1,7€-ct/kWh (0,12 EGP/kWh) vergütet. Trotz günstiger Windbedingungen dürfte damit kein kostendeckender Betrieb möglich sein. Eine neue Ausbaustufe mit noch einmal 80 MW wird derzeit fertig gestellt und ebenfalls mit einem KfW-Kredit über 75 Mio. Euro finanziert. Die Inbetriebnahme ist für Anfang 2008 vorgesehen.

35 Quelle: NREA.

36 A.S. Ahmed Shata, R. Hanitsch (2005), Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of the Mediterranean Sea in Egypt, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Institute of Energy and Automation Technology, Technical University Berlin.

37 Bezogen auf den Abrechnungszeitraum 2005/2006.

38 Quelle: Global Wind/2005 Report (Global Wind Energy Council).

Bei diesem Vorhaben wird erstmals ein privates Unternehmen den Betrieb und die Wartung für anfänglich fünf Jahre übernehmen. Ebenfalls am Standort Zafarana sollen zwei weitere Windkraftprojekte mit je 120 MW entwickelt, werden. Die ersten Inbetriebnahmen sind für Ende 2008 vorgesehen. Für alle neu gebauten Anlagen ist eine Teilfinanzierung durch Verkauf von Emissionszertifikaten über CDM geplant. Für einige Windparks hat die ägyptische DNA bereits die Bewilligung erteilt, Verträge zum Ankauf der Zertifikate wurden abgeschlossen.

Weitere Ausbaupläne

Am Golf El-Zayt, ebenfalls am Roten Meer gelegen, ist eine weitere Region (700 km²) für den Bau von Windparks im Umfang von bis zu 3.000 MW ausgewiesen worden. In dieser Gegend werden mittlere Windgeschwindigkeiten von 10,5 m/s erreicht.

Mit Unterstützung der KfW-Entwicklungsbank soll dort anfänglich ein 80-MW-Windpark entstehen. Hierfür wird gegenwärtig eine Machbarkeitsstudie angefertigt, die im Oktober 2007 abgeschlossen sein soll.

Für einen weiteren Komplex mit 220 MW Leistung, der mit internationaler Unterstützung entstehen soll, liegt bereits eine entsprechende Studie vor.

Die Planungen von NREA sehen bis 2011 eine installierte Gesamtleistung von 1.050 MW vor. Für 2021/22 wird eine Windkapazität von insgesamt 5.000 MW angestrebt.

Jahr	2007/2008			2009		2010
zusätzliche Kapazität [MW]	120	80	60	60	80	220
Standort	Zafarana			Gabal El-Zayt		
Gesamtleistung Windkraft [MW]	430	490	630		850	
Erwartete Stromproduktion [GWh]	1.690	1.930	2.480		3.350	

Tab. 16: Entwicklung der Windkraft an den Standorten Zafarana und El-Zayt bis 2010³⁹

Biomasse

Die ägyptische Landbevölkerung gewinnt 76% der genutzten Energie aus dem Verbrennen von Pflanzenresten und getrocknetem Dung. In den traditionellen Öfen wird nur ein sehr schlechter Wirkungsgrad (5-10%) bei der Nutzung der Biomasse erreicht. Würden Pflanzenrückstände zusammen mit dem Wirtschaftsdünger⁴⁰ stattdessen zu Biogas umgesetzt, ließe sich die vorhandene Biomasse erheblich effizienter nutzen.

Die Basaisa Community Development Association (Basaisa-IRTECTAP), das Agricultural Research Center (ARC) und die Abteilung für Technologietransfer des National Agricultural Research Project (NARP-TTC) haben deswegen ein Programm entwickelt, das die Vorteile von Biogas bei der Landbevölkerung bekannt machen soll. Im Rahmen dieses Programms wurden Ende der 1990er Jahre 18 kleine Fermenter für Familien und zwei Biogasanlagen für größere Bauernhöfe gebaut und 40 Personen für den Betrieb von Biogasanlagen geschult.

Solarenergie

Ägypten bietet durch seine Lage im nordafrikanischen Sonnengürtel beste Voraussetzungen für die Nutzung der Solarenergie. Laut einem 1991 erschienenen Solaratlas erreicht die direkte Sonneneinstrahlung von Norden nach Süden Werte zwischen 2.000 kWh im Norden und 3.200 kWh pro Quadratmeter und Jahr im Süden. Die tägliche Sonnenscheindauer beträgt 9 bis 11 Stunden mit nur wenigen bewölkten Tagen im Jahr.

Photovoltaik

Insgesamt sind in Ägypten dezentrale PV-Systeme mit einer Leistung von 4 bis 4,5 MW im Einsatz. Dabei wird PV-Technologie in verschiedenen Bereichen eingesetzt. 2005 verteilte sich die Leistung wie folgt: Kommunikation 40%, Beleuchtung 33%, Entsalzen von Wasser 12%, Beleuchtung von Werbung 10%, Kathodischer Korrosionsschutz 3% und Wasserpumpen 2%.

39 Quelle: EEHC, NREA.

40 Wirtschaftsdünger sind organische Reststoffe, die in der Landwirtschaft anfallen, zum Beispiel Gülle, Jauche und Mist.

In Kooperation mit dem italienischen Umweltschutzministerium plant die New and Renewable Energy Authority (NREA) ein Projekt zur solaren Elektrifizierung von vier entlegenen Ansiedlungen im Gouvernement Matrouh, die nicht an das landesweite Stromnetz angeschlossen sind. Dort sollen PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 43 kW installiert werden. Weitere Informationen zu diesem Projekt finden sich im Abschnitt über die ländliche Elektrifizierung.

Kombiniertes solarthermisches Kraftwerk

Neunzig Kilometer südlich von Kairo entsteht in Kuraymat ein kombiniertes GuD- und solarthermisches Kraftwerk.

Die Anlage besteht aus zwei mit Erdgas befeuerten Turbinen mit je 41,5 MW elektrischer Leistung, zwei Dampferzeugern, die die Hitze aus dem Abgas der Gasturbinen nutzen, und einer Dampfturbine, die 68 MW leistet. Neben dem konventionellen Kraftwerksblock entsteht ein Feld mit Parabolrinnen zur solarthermischen Stromerzeugung, das eine maximale elektrische Leistung von 30 MW erbringen kann. An der gesamten Jahresstromproduktion von knapp 1.000 GWh wird die Solarenergie mit 6,6% beteiligt sein. Der vermiedene CO₂-Ausstoß wird auf rund 38.000 t/a beziffert. Das Kraftwerk entsteht im Rahmen eines Weltbank/GEF-Programms, das die kommerzielle Nutzung solarthermischer Stromerzeugung in Gang bringen soll. Für das Projekt in Ägypten steht ein Zuschuss von 50 Mio. US\$ an GEF-Mitteln zur Verfügung. Die Erschließungsarbeiten am zukünftigen Standort sind abgeschlossen. Eine Umweltverträglichkeitsprüfung wurde von der ägyptischen Umweltbehörde positiv beschieden. Die Inbetriebnahme ist für Mitte 2009 geplant.

Solarthermische Warmwasserbereitung

Nach Angaben der New & Renewable Energy Authority (NREA) sind in Ägypten 200.000 solare Warmwassersysteme installiert. Es existieren nationale Standards für die Anlagen und acht lokale Unternehmen arbeiten auf dem Feld der solarthermischen Warmwasserbereitung. Da die Anschaffungskosten aber höher als bei den preiswert verfügbaren Gas- und Elektroboilern sind, setzen sich die solaren Systeme nicht auf breiter Front durch. NREA wirbt deswegen gezielt für den Einsatz dieser Technik.

SOLATERM-Projekt

Das SOLATERM-Projekt hat sich der verstärkten Verbreitung von solarthermischen Anlagen im südlichen Mittelmeerraum zur Aufgabe gemacht. 18 Partnerorganisationen aus acht südlichen Mittelmeerländern und fünf europäischen Ländern wollen zusammen die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Solarthermieanlagen verbessern und die Forschung vorantreiben. SOLATERM wird aus EU-Geldern finanziert und hat ein Gesamtbudget von 800.000 €. Geleitet wird die Initiative von der Deutschen Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ). Von ägyptischer Seite nehmen NREA und das Center for the Environment and Development for Arab Region and Europe (CEDARE) teil. Das Projekt ist im November 2006 angelaufen und auf 24 Monate angelegt.⁴¹ Nach Schätzungen von SOLATERM bringen es Algerien, Ägypten, Marokko und Tunesien zusammen auf eine installierte Kollektorfläche von bisher nur 500.000 m², wovon der größte Teil in Ägypten montiert ist. Das tatsächliche Potenzial dieser Technologie liegt aber viel höher.

Solarthermie-Pilotanlage in der Industrie

Mit Unterstützung des African Development Fund hat eine ägyptische Pharmafirma eine Solar-Anlage zur Dampferzeugung gebaut. 1.900 m² Kollektorfläche erzeugen 1,3 t Dampf pro Stunde, der bei einem Druck von 8 bar mit einer Temperatur von 175 °C zur Verfügung steht. Der Anteil der vor Ort gefertigten Komponenten beträgt 70%. Dazu gehören auch die versiegelten Parabolrinnen, die als Kollektoren zum Einsatz kommen.

10.6 Ländliche Elektrifizierung

Mit einer landesweiten Elektrifizierungsquote von 99% verfügt in Ägypten auch der größte Teil der ländlichen Bevölkerung über Zugang zum Stromnetz. Für die verbleibenden entlegenen Ansiedlungen wird die dezentrale Nutzung erneuerbarer Energien als Alternative zu einer Netzanbindung in Betracht gezogen.

Im Rahmen eines Gemeinschaftsprojektes von NREA mit dem Gouvernement Nord-Sinai, der ägyptischen Umweltbehörde, der Agentur für ländliche Elektrifizierung (REA) und dem italienischen Umweltministerium sollen vier Dörfer mit je etwa 25 Haushalten mit Photovoltaikanlagen ausgestattet werden. Das Vorhaben soll zeigen, wie auch potenzielle Stromkunden in entlegenen Regionen wirtschaftlich mit Elektrizität versorgt werden können.

Betroffen sind etwa 1.000 Menschen. Neben den Wohnhäusern sollen auch Schulen, Moscheen und Gesundheitszentren und Straßenlaternen mit Solarstrom versorgt werden. Die Investitionssumme beträgt rund 500.000 €. Insgesamt sollen PV-Module mit einer Leistung von 43 kW installiert werden. Diese sollen jährlich rund 78.000 kWh Energie produzieren. Über einen Zeitraum von 20 Jahren ergeben sich so Kosten von 0,10 € pro kWh. Bei einer vergleichbaren Versorgung mit Dieselgeneratoren würden etwa dieselben Kosten pro kWh anfallen.

Wechselkurs (19. Januar 2007):

1 Ägyptisches Pfund (EGP) = 0,14 Euro (EUR)

1 EUR = 7,31 EGP

10.7 Literatur

- Abd El-Kawy Saleh, Laila:
Institutional Development in Renewable Energy – A Model for Developing Countries, Ministry of Electricity and Energy, New and Renewable Energy Authority, Egypt 2004
- Ahmad, G.E.:
Feasibility study of brackish water desalination in the Egyptian deserts and rural regions using PV systems, Solar Energy Department, National Research Centre, Cairo 2002
- Arab Republic of Egypt, Ministry of State for Environmental Affairs:
Egypt CDM Perspectives & Opportunities, 2004
- Arab Republic of Egypt, Ministry of State for Environmental Affairs:
Egypt Guidebook for CDM Project Developers, 2004
- Eberhard, Anton & Gratwick, Katharine:
The Egyptian IPP Experience,
Center for Environmental Science and Policy,
Stanford University, Stanford USA, 2005
- Egyptian Electricity Holding Company (EEHC):
Annual Report 2004/2005, Cairo 2006
- Global Wind Energy Council:
Global Wind – 2005 Report, Brussels, 2006
- Government of The Arab Republic of Egypt,
United Nations Development Programme:
Bioenergy for Sustainable Rural Development
(UNDP Project Document), 2006
- Georgy Youssef, Laila, New & Renewable Energy Authority:
North African/Middle East/European Electricity Cooperation & African Interconnection,
Egypt 2004

- El-Haggar Salah M., Ghribi Mounir, Longo Gennaro:
Agricultural Waste as an Energy Source in Developing Countries – A case study in Egypt on the utilization of agricultural waste through complexes, The American University in Cairo, Cairo 2006
- Kamel, Sami:
Prospects for renewable energy technologies in the Middle East And North Africa Region, United Nations Environment Programme, UNEP/Risø Centre, Roskilde 2004
- Mortensen et al.:
Wind Atlas for Egypt, Measurements and Modelling 1991-2005, New and Renewable Energy Authority, Egyptian Meteorological Authority and Risø National Laboratory, Roskilde 2005
- Mortensen et al.:
Wind Atlas for the Gulf of Suez. Measurements and Modelling 1991-2001, New and Renewable Energy Authority, Cairo, and Risø National Laboratory, Roskilde 2003
- New & Renewable Energy Authority:
Annual Report 2004/2005, Cairo, Egypt 2006
- Observatoire Méditerranéen de l'Energie:
Annual Report 2005, France 2006
- Quteishat, Koussai, Abu-Arabi, Mousa:
Promotion of Solar Desalination in the MENA Region, Middle East Desalination Research Center, Muscat (Oman) 2004
- Saad El-Din, Prof. Dr. Attia, UNEP/Risø Centre:
Potential for CDM in Egypt, 2006
- Shata, A.S. Ahmed:
Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Institute of Energy and Automation Technology, Technical University Berlin, 2006
- Shata, A.S. Ahmed:
The potential of electricity generation on the East coast of Red Sea in Egypt, Institute of Energy and Automation Technology, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Technical University Berlin, 2006
- El Sayed, Mohamed A.H.:
Solar supported steam production for power generation in Egypt, Faculty of Engineering, Electrical Power and Machines Department, Cairo University, Giza 2005
- El Sayed, Mohamed A.H.:
Substitution potential of wind energy in Egypt, Electrical Power and Machines Department, Cairo University, Giza 2002
- US-AID:
Technical assistance to power sector, Egypt, TAPS Contract Final Report, Washington 2005

10.8 Kontakte

New and Renewable Energy Authority (NREA)

Ext. of Abbas El-Akkad St. Hay El-Zohour
 P.O. Box: 4544 Masakin Dobbat Elsaff,
 El-Hay El-Sades
 Nasr City, Cairo, Egypt
 Tel. +202 (271) 31 74/76
 Fax +202 (271) 71 73
 E-Mail: nre@idsc.net.eg
 www.nrea.gov.eg

Egyptian Electricity Holding Company

Dr. Mohamed M. Awad (Chairman)
 Ramssis St., Abbassia, Cairo
 P.O. Box 222
 Tel. +202 (261) 64 87/63 06
 Fax +202 (261) 65 12
 www.egelec.com

Egyptian Electric Utility and Consumer Protection Regulatory Agency

(Regulierungsbehörde)
 1 Engineer Maher Abaza St.
 behind Elseka El-Hadid Club, Nasr City
 Cairo, Egypt
 P.O. Box: 71 Panorama October 73
 Postal Code: 11811
 E-Mail: info@egyptera.org
 www.egyptera.com

Botschaft von Ägypten

Stauffenbergstraße 6
 10785 Berlin
 Tel. +49 (30) 477 54 7-0
 Fax +49 (30) 477 10 49
 www.aegyptische-botschaft.de

Deutsch-Arabische Industrie- und Handelskammer

P.O. Box 385
 11511 Ataba
 Cairo, Egypt
 Tel. +202 (336) 81 83
 Fax +202 (336) 8026/87 86
 E-Mail: info@ahk-mena.com
 www.ahkmena.com

Organisation for Energy Planning

Dr. Hani Alnakeeb (Chairman)
 32 Mahmoud Khairy St.
 Nasr City, Cairo, Egypt
 Tel. +202 (262) 63 49/402 43 11/403 01 53
 Fax +202 (403) 76 23
 E-Mail: alnakeeb@oep.gov.eg
 www.oep.gov.eg

Egyptian Solar Energy Society (ESES)

Dr. Mahmoud Shaban
 Dokki, Egypt
 Tel. +202 (345) 28 50
 Fax +202 (556) 12 36
 E-Mail: eses@soficom.com.eg
 www.soficom.com.eg

Egyptian Environmental Affairs Agency Climate Change Unit

National Focal Point
 Dr. Eng. El-Sayed Sabry Mansour
 Coordinator of Egyptian DNA
 30 Misr-Helwan road, Maadi
 Cairo, Egypt
 Tel. +202 (525) 64 52
 Fax +202 (525) 64 81
 E-Mail: ccu@eeaa.gov.eg

KfW-Büro Cairo

Managers: Jan Blum, Walid Abdel Rahim
 4D El Gezira Street, Zamalek 11211
 Cairo, Egypt
 Tel. +202 (736) 95 25/74 96
 Fax +202 (736) 37 02
 E-Mail: kfwcairo@tedata.net.eg

11 Äthiopien

11.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Die gesamte installierte Erzeugungskapazität in Äthiopien betrug Ende 2006 rund 752 MW. Knapp 670 MW davon sind in Wasserkraftwerken installiert, 7,3 MW in einer geothermischen Anlage sowie etwa 75 MW in Dieselgeneratoren.

Stromerzeugung

Die tatsächliche Stromproduktion basiert zu 98 % auf Wasserkraft. Weitere 2 % werden von meist kleineren Dieselgeneratoren erzeugt. Im fiskalischen Jahr 2003-2004 wurden von der staatlichen Gesellschaft EEPCo (Ethiopian Electric Power Corporation) 2.318 GWh Strom erzeugt. Dies entspricht einer Steigerung von etwa 37% gegenüber dem Jahr 1999/2000. Der Löwenanteil entfiel dabei mit 2.279 GWh auf die Wasserkraft.

Jahr	1999/2000	2000/2001	2001/2002	2002/2003	2003/2004
	GWh				
Wasserkraft	1.645,8	1.789,8	1.991,8	2.023,6	2.279,0
Diesel	23,0	16,9	16,6	40,1	38,8
Geothermie	20	5,1	1	0	0
Gesamt	1.688,8	1.811,8	2.009,4	2.063,7	2.317,8

Tab. 1: Entwicklung der Stromproduktion nach Erzeugungsarten in GWh/Jahr; Äthiopien; 1999/2000-2003/2004¹

Stromübertragung und -verteilung

Die netzgekoppelte Stromversorgung wird von EEPCo betrieben. Etwa 98 % der verkauften Strommenge wird über das so genannte Interconnected System (ICS) bereitgestellt. Das ICS erstreckt sich über das gesamte Landesgebiet mit Ausnahme des Südostens. Allerdings ist die Stromversorgung nicht flächendeckend. Nahezu alle großen Wasserkraftanlagen sind im ICS angeschlossen.² Weitere 2 % werden über mehrere Inselnetze im so genannten Self Contained System (SCS) abgewickelt, wobei die Produktion durch Dieselgeneratoren und drei kleine Wasserkraftwerke erfolgt.

Äthiopien verfügt über etwa 6.000 km Hochspannungsleitungen im Übertragungsnetz (230 kV/132 kV/66 kV/45 kV) und 22.000 km Mittel- und Niederspannungsleitungen im Verteilungsnetz (15 kV/380 V/220 V). Derzeit laufen verschiedene Programme zur Erweiterung des Stromnetzes. Allein zwischen 2002 und 2006 hat EEPCo ca. 400 Ortschaften neu ans Stromnetz angeschlossen. Bis 2010 soll ein landesweiter Elektrifizierungsgrad von 50 % erreicht werden.³

Neben den Ausbaumaßnahmen zur Elektrifizierung ländlicher Gebiete werden Projekte zur Netzanbindung mit dem Ausland vorangetrieben. Ab dem Jahre 2010 möchte Äthiopien zum Netto-Exporteur von Elektrizität werden. Am weitesten fortgeschritten ist der Bau der Verbindung nach Djibouti. Der Afrikanische Entwicklungsfonds hat dafür in 2005 einen Kredit von 59 Mio. US\$ gewährt. Der Ausbau soll bis 2009 vollendet sein.

Die Anbindung an das kenianische Netz wurde Ende 2006 beschlossen und soll bis 2014 realisiert werden. Die Finanzierung erfolgt durch Kredite von der African Development Bank, Arab Bank, European Investment Bank und East African Development Bank sowie durch das Regional-Programm NEPAD (New Partnership for Africa's Development).⁴ Eine weitere Verbindung in den Sudan befindet sich in der Planung.

1 Quelle: EEPCo 2006.

2 Eine Netzkarte steht im Internet unter swera.unep.net zur Verfügung.

3 Siehe dazu auch Kapitel „Ländliche Elektrifizierung“.

4 NEPAD (The New Partnership for Africa's Development) ist eine von der Afrikanischen Union ins Leben gerufene Initiative mit dem Ziel der wirtschaftlichen und sozialen Entwicklung des Kontinents. Unter anderem fördert sie mit ideellen und politischen Mitteln Infrastrukturprojekte im Energiebereich (www.nepad.org).

Stromverbrauch

Die Elektrizitätsversorgung in Äthiopien ist extrem rückständig. Äthiopien hat mit 28 kWh pro Kopf und Jahr weltweit eine der niedrigsten Raten im Stromverbrauch. Nur ca. 15 % der Bevölkerung haben Zugang zum Stromnetz. Auf dem Land, wo etwa 85 % der 77 Mio. Einwohner Äthiopiens leben, liegt die Zahl bei nur 1 %. Auf die Hauptstadt Addis Ababa entfallen etwa 50 % des Gesamtverbrauchs, weitere 20 % auf die zweitgrößte Stadt Nazareth. Der Stromverbrauch lag im fiskalischen Jahr 2003/2004 bei 1.846,7 GWh.

1999/2000	2000/2001	2001/2002	2002/2003	2003/2004
GWh				
1.375,8	1.413,0	1.621,4	1.706,8	1.846,7

Tab. 2: Verkaufte Strommenge von EEPCo in GWh; Äthiopien; 1999/2000-2003/2004⁵

EEPCo belieferte nach eigenen Angaben Mitte des Jahres 2004 gut 777.000 Endverbraucher. Rund 85 % der Kunden von EEPCo sind private Haushalte, 14 % gehören zum Bereich Handel und nur 1,3 % entfallen auf die Industrie. Auf die Straßenbeleuchtung entfallen lediglich 0,2 %.

Die jährliche Wachstumsrate beim Stromverbrauch betrug zwischen 1992 und 2002 rund 3%. Im Rahmen des Ausbaus der Energieinfrastruktur ist in naher Zukunft mit einer erheblichen Steigerung der Stromnachfrage zu rechnen.

	1999/2000	2000/2001	2001/2002	2002/2003	2003/2004
	Anzahl der Konsumenten				
Haushalte	508.407	534.106	559.205	597.976	667.100
Handel	78.899	81.794	85.913	90.167	98.837
Straßenbeleuchtung	918	970	1.043	1.207	1.352
Industrie	7.926	8.121	8.180	8.444	9.106
Großindustrie	89	94	99	96	104
EEPCo (intern)	398	411	445	470	508
Gesamt	596.637	625.496	654.885	698.360	777.007

Tab. 3: Anzahl der Konsumenten von EEPCo; 1999/2000-2003/2004⁶

Strompreise

Der durchschnittliche Stromerlös von EEPCo lag über viele Jahre stabil bei etwa 5 US\$-Cents/kWh und in Anbetracht der derzeitigen Investitionen in die Energieinfrastruktur damit weit unter den Bereitstellungskosten.⁷ Von ausländischen Beratern und Geldgebern, wie z.B. der Weltbank, wurde daher wiederholt eine Erhöhung des Strompreises angeraten. Im Juni 2006 wurde der Tarif um 22 % auf im Mittel 6,2 US\$-Cents/kWh angehoben, was jedoch als immer noch nicht ausreichend angesehen wird.

Ausbauplanung

Der Elektrizitätsmarkt in Äthiopien befindet sich derzeit in einem starken Wandlungsprozess. Unter anderem durch den Bau mehrerer großer Wasserkraftwerke sollen die Kapazitäten und der landesweite Elektrifizierungsgrad in den kommenden Jahren massiv erhöht werden.

⁵ Quelle: EEPCo 2006.

⁶ Quelle: EEPCo 2006.

⁷ Die Herstellungskosten mit Dieselgeneratoren werden auf zwischen 13 und 25 US\$-Cents/kWh geschätzt. Bei neueren Wasserkraftwerken werden zwischen 3 und 4 US\$-Cents/kWh veranschlagt. Hinzuzurechnen sind die anfallenden Kosten für den Transport und die Verteilung des Stroms. Hohe Ausgaben hat EEPCo derzeit aufgrund des Ausbaus des Stromnetzes und den Investitionen in die Energieinfrastruktur.

11.2 Marktakteure

Die Stromerzeugung, das Stromnetz und die Energieversorgung werden in Äthiopien weitgehend staatlich kontrolliert. Eine wichtige Rolle spielen außerdem internationale Geberorganisationen bei der Finanzierung von Großprojekten. Als zentraler Marktakteur agiert EEPCo.

Ethiopian Electric Power Corporation (EEPCo)

Die äthiopische Elektrizitätsgesellschaft EEPCo ist ein staatliches Unternehmen. Es zeichnet im Stromsektor verantwortlich für die Bereiche der Produktion, Transport, Verteilung und Versorgung. EEPCo ist die Schlüsselinstitution für die Schaffung neuer netzgekoppelter Kraftwerkskapazitäten.

Weitere Akteure

Ministerien

Verschiedene Ministerien sind direkt oder indirekt für den Energiesektor zuständig. Zentraler Akteur ist das Ministerium für Bergbau und Energie (Ministry of Mines and Energy). Es ist zuständig für die nationale Energiepolitik und den Ausbau der Elektrizitätsversorgung. Ihm unterstehen EEPCo und die Ethiopian Electricity Agency (EEA). Daneben spielt bei der ländlichen Elektrifizierung auch das Ministerium für ländliche Entwicklung eine Rolle. Das Ministerium für Wasserressourcen ist verantwortlich für den Schutz und die Nutzung der nationalen Wasservorkommen. Aufgrund der großen Bedeutung der Wasserkraft hat dieses Ministerium eine herausgehobene Bedeutung für den äthiopischen Stromsektor.

Ethiopian Electricity Agency (EEA)

Die äthiopische Regulierungsbehörde für den Stromsektor, EEA, besteht seit 1997. Zu ihren Aufgaben zählen die Preisregulierung, die Zulassung und Kontrolle unabhängiger Stromerzeuger, die Genehmigung von "power purchase agreements" (PPAs) sowie die Regelung des Netzzugangs für private Akteure. Außerdem gehören dazu die Organisation von Programmen im Bereich der ländlichen Elektrifizierung sowie die Schaffung von Rahmenbedingungen für private Investoren. Allerdings kann die EEA diese Aufgaben bisher aufgrund von strukturellen und personellen Defiziten noch nicht vollständig wahrnehmen.⁸

Ethiopian Science and Technology Agency (ESTA)

Die ESTA ist als staatliche Institution im Bereich Wissenschaft und Technologie dem Bildungsministerium unterstellt. Unter anderem unterhält die ESTA seit 1994 eine Abteilung für Bergbau, Wasser und Energie, die in Zusammenarbeit mit schwedischen Geberorganisationen ein Programm zur Forschung im Bereich der Photovoltaik und Solarthermie durchgeführt hat.

Ethiopian Rural Energy Development and Promotion Centre (EREDPC)

Darüber hinaus existieren im Bereich der ländlichen Elektrifizierung eine Reihe von jüngeren Institutionen, die meist von externen Gebern mit finanziellen und personellen Ressourcen gefördert werden. Im Jahre 2002 wurde das EREDPC gegründet. Es untersteht dem Ministerium für ländliche Entwicklung und befasst sich in Zusammenarbeit mit Nicht-Regierungsinstitutionen mit Maßnahmen zur Verbreitung erneuerbarer Energiequellen im ländlichen Raum. Ferner erstellt es Studien über den Energiebedarf sowie über die kulturellen, technischen und ökonomischen Konditionen für die Elektrifizierung von ländlichen Gebieten.⁹

⁸ Quellen: Proclamation No. 86/1997; Rural Electrification Strategy 2002 (Ministry of Infrastructure).

⁹ Proclamation No. 269/2002.

Internationale Institutionen

Äthiopien ist in hohem Maße von internationaler Hilfe abhängig. Im Jahre 2004 betrug der Anteil der Entwicklungshilfeszahlungen am Bruttoinlandsprodukt 22,3%. Dies betrifft in besonderem Umfang auch finanzielle und technische Hilfen für Infrastrukturmaßnahmen im Energiesektor. Zu den wichtigsten Institutionen in diesem Bereich zählen die Global Environmental Facility (GEF), die Weltbank, der Internationale Währungsfonds, die Europäische Investitionsbank sowie die Afrikanische Entwicklungsbank. Weitere Organisationen, die im Energiesektor tätig sind, sind z.B. die Austrian Development Agency (ADA), die Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), die Italienische Entwicklungshilfeorganisation DGCS sowie die britische EDS (Energy for Sustainable Development).

11.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Gesetze/Verordnungen

Die äthiopische Regierung hat seit Ende der 1990er Jahre zahlreiche Verordnungen erlassen, die auf eine Liberalisierung des Energiemarktes hinwirken. Mit der Schaffung der Regulierungsbehörde EEA wurde die Grundlage für die Öffnung des Strommarktes gelegt. Gemäß der Proclamation No. 86/1997 ist diese unter anderem zuständig für die Festlegung der Tarife und die Regelung des Zugangs von privaten Akteuren zum Stromnetz. Im selben Jahr wurde mit der Proclamation No. 37/1997 privaten einheimischen Investoren die Stromproduktion und Netzeinspeisung mit Anlagenkapazitäten von bis zu 25 MW ermöglicht. Investitionen in Kraftwerke mit einer Kapazität von über 25 MW sind auch ausländischen Akteuren erlaubt. Mit den Verordnungen "Council of Ministers Regulation" No. 7/1996 und No. 36/1998 wurden zusätzliche Steuererleichterungen und verbesserte Einfuhrbestimmungen als Investitionsanreize für private Investitionen geschaffen. Gleichwohl wird der Elektrizitätssektor bis heute vom Staat kontrolliert. Private Investitionen sehen sich zahlreichen Restriktionen gegenüber.¹⁰

Regierungsziele

Die Energiepolitik erfährt seit einigen Jahren in Äthiopien eine hohe Priorität auf der politischen Agenda. Erklärtes Ziel der Regierung ist der massive Ausbau der Infrastruktur im Energiebereich. Einen wichtigen Referenzrahmen hinsichtlich der Regierungsziele und der Entwicklungen im Strommarkt bilden die Fünfjahrespläne "Power Sector Development Program" 2000-2005 und 2005-2010 von EEPCo.

Der Fünfjahresplan 2000-2005 sah unter anderem vor, die Erzeugungskapazitäten von 327 MW im Jahre 2000 bis 2005 zu verdoppeln, die Anzahl der ans Stromnetz angebotenen Städte von 458 auf 651 zu erhöhen und den Anteil der Bevölkerung mit Zugang zum Stromnetz von 13 auf 17% anzuheben. Zumindest hinsichtlich des Ausbaus der Kapazitäten auf etwa 750 MW bis Ende 2006 wurden diese Ziele übererfüllt, was als Indiz für den Willen der Regierung zur Realisierung ihrer Vorhaben angesehen werden kann.

Gemäß den Entwicklungszielen bis 2010 sollen 50% der Haushalte an das Stromnetz angeschlossen werden. Die Kapazitäten sollen dafür insbesondere durch den Bau von zusätzlichen Wasserkraftwerken auf über 4.000 MW erweitert werden. Der Stromkonsum dürfte von etwa 2.300 GWh im Jahr 2004 auf 6.978 GWh im Jahr 2010 steigen. Außerdem strebt die Regierung bis 2010 an, zum Netto-Exporteur von Elektrizität zu werden. In den vergangenen Jahren hat die äthiopische Regierung zwar unter Beweis gestellt, dass sie den Ausbau der Elektrizitätsversorgung ernst nimmt und massiv vorantreibt, jedoch muss bezweifelt werden, dass die überaus ambitionierten Ziele – insbesondere hinsichtlich der ländlichen Elektrifizierung – im veranschlagten Zeitraum erreicht werden können.

¹⁰ Als investitionshemmend erweisen sich vor allem die in der Verfassung verankerte Unzulässigkeit privaten Grundbesitzes, die politische und soziale Instabilität, die Korruption, institutionelle Defizite sowie der relativ niedrige Strompreis.

11.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Eine systematische staatliche Förderpolitik für erneuerbare Energieträger existiert in Äthiopien bisher nicht. Dabei ist zu erwähnen, dass der Anteil fossiler Energieträger bei der Stromproduktion ohnehin nur bei etwa 2% liegt und in den kommenden Jahren weiter sinken wird. In Kooperation mit ausländischen Partnerorganisationen und im Rahmen der Programme zur ländlichen Elektrifizierung werden alternative Energiequellen jedoch oftmals berücksichtigt. Darüber hinaus besteht von Seiten EEPCos ein gesteigertes Interesse an alternativen Energieträgern als kostengünstige Alternative zu Dieselgeneratoren und einer Möglichkeit, die Stromversorgung zu diversifizieren.

Rural Electrification Fund (REF)

Aus dem Strategieplan der äthiopischen Regierung zur ländlichen Elektrifizierung im Jahre 2002 gingen weitere Institutionen hervor. Der Rural Electrification Fund (REF) besteht seit 2003. Der REF wird von Weltbank und GEF im Rahmen des "Energy Access Program" mit 15 Mio. US\$ finanziert. Es ermöglicht die Kreditvergabe und Förderung von Energieprojekten im ländlichen Raum in Zusammenarbeit mit privaten Akteuren und Kommunen. Formell wird er vom Rural Electrification Board (REB) und dem Rural Electrification Executive Secretariat (REES) verwaltet.

Der REB bestimmt die Kriterien für die Projektförderung und koordiniert die Zusammenarbeit mit anderen Programmen. Zudem entscheidet das Gremium über die eingereichten Projektvorschläge. Mitglieder des REB sind Mitarbeiter der Ministerien für Wasserressourcen sowie Bergbau und Energie, der EEA, des EREDPC und Vertreter aus dem Privatsektor.¹¹ Aus den Mitteln des REF werden Projekte zur ländlichen Elektrifizierung mit 85% der Kosten bezuschusst. Erneuerbare Energiequellen erhalten einen erhöhten Zuschuss von 95%. Die meisten geförderten Projekte basieren allerdings auf Stromgewinnung mit Dieselgeneratoren.

Clean Development Mechanism

Äthiopien hat das Kyoto-Protokoll am 14. April 2005 ratifiziert. Die für CDM zuständige Institution in Äthiopien ist die Environmental Protection Authority (EPA). Der Zertifikatehandel als Förderinstrument spielt in der Energiebranche bisher keine Rolle. Beim Exekutivbüro des UNFCCC sind noch keine Projekte angemeldet. Aufgrund des hohen Anteils der emissionsfreien Wasserkraft bei der Stromproduktion liegt der spezifische Emissionsfaktor bei nur 16,92 t CO₂/GWh. Die potentielle finanzielle Förderung im Rahmen des CDM fällt daher relativ gering aus. Möglicherweise soll bei den geplanten Windparks in Mesobo-Harena und Ashegoda dennoch das CDM-Instrumentarium genutzt werden.

11.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Während die intensive Nutzung von Großwasserkraft die Basis der landesweiten Stromversorgung bildet, kommen erneuerbare Energiequellen zur dezentralen Stromproduktion bisher ausschließlich punktuell zum Einsatz.

Wasserkraft

Die Wasserkraft hat in Äthiopien eine überragende Bedeutung. 98% der Stromgeneration gehen auf ihr Konto. Ende 2006 betrug die gesamte installierte Kapazität 668,8 MW. Das theoretische Potenzial wird mit etwa 30.000 MW auf ein Vielfaches der bisherigen Nutzung geschätzt. Insgesamt könnten jährlich bis zu 160.000 GWh Strom produziert werden. Als besonders vorteilhaft gilt das Relief des Landes mit großen Höhenunterschieden. Der durchschnittliche jährliche Niederschlag beträgt zwischen 2.400 mm im Südwesten und 150 mm im Norden des Landes. Allerdings unterliegt der durchschnittliche Niederschlag von Jahr zu Jahr erheblichen Schwankungen bis hin zu wiederkehrenden Dürreperioden.

Im Rahmen des aktuellen Fünfjahresplans von EEPCo sowie in weiteren Projekten ist der Ausbau der Kapazitäten bis 2013 auf etwa 4.300 MW vorgesehen.¹² Derzeit befinden sich mehrere Großprojekte in der Planung oder im Bau.

Kraftwerke

Kraftwerk (*geplant oder im Bau)	Kapazität (MW)	Inbetriebnahme (*geplant)
Koka	43,2	1960
Awash II	32,0	1966
Awash III	32,0	1971
Finchaa	134,0	1973, 2003
Melka Wakana	153,0	1988
Tis Abay I	11,4	1964
Tis Abay II	73,0	2001
Gilgel Gibe	184,0	2004
3 Anlagen im SCS insg.:	6,2	1991, 1992, 1994
Installierte Leistung Ende 2006	668,8	
Gilgel Gibe II*	480,0	2008*
Beles*	453,0	2009*
Tekeze*	300,0	2010*
Halale Worbesa*	436,0	2010*
Ficha-Amerti-Neshe*	96,0	2010*
Gilgel Gibe III*	1870,0	2013*
Geplante installierte Leistung bis 2013	4303,8	

Tab. 3: Kapazität und Inbetriebnahme von Wasserkraftwerken in Äthiopien; MW¹³

Das Wasserkraftwerk Gilgel Gibe I wurde im Februar 2004 ans Netz genommen. Es hat eine Kapazität von 184 MW. Finanziert wurde das Projekt durch EEPCo, die Weltbank, die österreichische Regierung sowie die Europäische Investitionsbank. In direkter Nachbarschaft entsteht derzeit das Kraftwerk Gilgel Gibe II mit einer geplanten Kapazität von 420 MW und einer

Stromproduktion von 1.500 GWh/a. Es soll bis 2008 fertig gestellt werden. Die Kosten in Höhe von 490 Mio.€ werden zu ca. 50% von der äthiopischen Regierung übernommen, etwa ein Drittel zahlt der italienische Staat und etwa 16% werden über einen Kredit der Europäischen Investitionsbank finanziert. Durch den Bau einer 400-kV-Übertragungsleitung wird der Anschluss an das Stromnetz von EEPCo zur Versorgung der Hauptstadt Addis Abeba vorgenommen.

Die Wasserkraftanlage in Beles soll bis Ende 2009 fertig gestellt werden. Die Gesamtkosten der 453-MW-Anlage werden mit 520 Mio.€ veranschlagt. Einen Anteil von 400 Mio.€ finanziert die italienische Regierung in Form von direkten Zuwendungen und Krediten. Der Bau des Kraftwerks Tekeze mit einer Kapazität von 300 MW soll bis 2010 abgeschlossen werden. Verantwortlich für den Bau ist seit 2002 ein chinesisches Joint Venture bestehend aus China National Water Resources and Hydropower Engineering Company (CWHEC) und China Gezhouba Water and Power (Group) Ltd.

Unter chinesischer Federführung entsteht auch das Kraftwerk Ficha-Amerti-Neshe. Im Dezember 2006 hat EEPCo ein Abkommen mit der China Gezhouba Group Corporation (CGGC) unterzeichnet. Die Leistung soll etwa 96 MW betragen. Die Arbeiten sollen bis Anfang 2010 abgeschlossen werden. Die Kosten in Höhe von etwa 104 Mio.€ übernimmt zu 85% die chinesische Regierung.

Das mit Abstand größte Vorhaben ist Gilgel Gibe III mit einer Kapazität von 1.870 MW. Das Kraftwerk soll bis 2013 gebaut werden und rund 1,39 Mrd.€ kosten. Die Finanzierung soll durch die äthiopische Regierung und internationale Geber, wie die Weltbank, erfolgen.

Weitere geplante Großprojekte sind Chemoga Yeda (ca. 440 MW), Halale Worbesa (436 MW), Aleltu East (189 MW), Kara Dombe/Blue Nile und Gojeb mit 150 MW.

¹² Dabei handelt es sich um Schätzungen, da zahlreiche der Projekte sich erst in der Planungsphase befinden. Entsprechend variieren die Angaben hinsichtlich der Inbetriebnahme und der erwarteten Kapazitäten je nach Quelle.

¹³ Quelle: EEPCo 2006, bfai 2006.

Kleinwasserkraft

Die kleine Wasserkraft spielt neben diesen Großprojekten eine untergeordnete Rolle. Im SCS-Netz von EEPCo sind drei Anlagen mit unter 5 MW abgeschlossen. Aus dem großen ungenutzten Potenzial der Wasserkraft ergeben sich prinzipiell auch umfangreiche Einsatzmöglichkeiten für kleine Wasserkraftwerke. Vor allem abseits des Elektrizitätsnetzes von EEPCo gibt es eine hohe Zahl von guten Standorten, die nahe am Verbraucher liegen. Programme zur Förderung der kleinen Wasserkraft werden von der Austrian Development Agency (ADA), der Weltbank, der Global Environmental Facility (GEF)¹⁴ sowie der Irish Aid unterstützt.

Windenergie

Bisher existieren keine kommerziellen Windkraftanlagen zur Stromproduktion. Seit Januar 2007 versorgt eine 2,5-kW-Anlage ein Krankenhaus und weitere öffentliche Gebäude im Dorf Debo mit Strom. Das Projekt ist von einer kirchlichen Gemeinde aus Sachsen realisiert worden. Bis 2012 plant EEPCo den Bau von Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 200 MW. Damit soll die Abhängigkeit von der Wasserkraft verringert werden. Zudem wird aufgrund des gegenwärtigen umfangreichen Netzausbaus ab dem Jahr 2008 mit einer Versorgungslücke gerechnet. Die Windkraft gilt dabei zur kurzfristigen Erhöhung der Kapazitäten der Stromerzeugung als mögliche Alternative zum Einsatz von zusätzlichen Dieselgeneratoren. Sie wird in Äthiopien darüber hinaus langfristig als mögliche Ergänzung zur Wasserkraft gesehen, da beide Energieformen ihr Potenzial antizyklisch entfalten. Starke Winde gibt es demnach vor allem in der Trockenzeit.

Windatlant

Das theoretische Gesamtpotenzial der Windkraft in Äthiopien wird auf 10.000 MW geschätzt.¹⁵ Gute Windstandorte gibt es vor allem im Osten und Norden des Landes. Erste ungenaue Messungen wurden bereits in den 1970er und 1980er Jahren von NMSA (National Meteorological Services Agency)¹⁶ vorgenommen. Gegenwärtig arbeitet das SWERA-Programm von UNEP (Solar and Wind Energy Resource Assessment) an einem Windatlas für Äthiopien.¹⁷ Nach vorläufigen Ergebnissen liegt die jährliche durchschnittliche Windgeschwindigkeit zwischen 3,5 m/s im Westen des Landes und über 5 m/s im Osten. Allerdings ist diese Region nicht vom Stromnetz von EEPCo erschlossen. Bei diesen Kennzahlen handelt es sich jedoch lediglich um Mittelwerte, in denen geeignete Standorte mit lokaler Windverstärkung nicht erfasst werden. Die ausführlichste, standortgebundene Erfassung von Windressourcen erfolgte bisher im Rahmen des TERNA-Windenergieprogramms der GTZ. EEPCo plant für die kommenden Jahre weitere Messungen an verschiedenen Standorten.

GTZ-TERNA-Windprogramm

Die GTZ arbeitet im Rahmen des TERNA-Windprogramms in Kooperation mit EEPCo an der Planung zweier netzgekoppelter Windparks mit einer Kapazität von jeweils 40 bis 60 MW. Die Vorarbeiten begannen im Dezember 2004 und sind vorerst bis Juni 2007 befristet. Das Projekt umfasst die Auswahl geeigneter Standorte, Windmessungen, die Evaluation von Windpotenzialen sowie die Erstellung von Machbarkeitsstudien. Darüber hinaus werden in Kooperation mit der Austrian Development Agency (ADA) Ausbildungsprogramme realisiert.

14 2003 hat die Weltbank in Kooperation mit der GEF, der Europäischen Investitionsbank und der Regierung von Äthiopien das Energy Access Project mit einer Laufzeit von fünf Jahren lanciert. Die gesamten zur Verfügung gestellten Mittel betragen 183,79 Mio US\$. Die Ziele des Projektes sehen unter anderem institutionelle Fördermaßnahmen sowie den Ausbau der Energieinfrastruktur vor. Die von der GEF unterstützten Maßnahmen im Rahmen des Programmes haben dabei einen Fokus auf erneuerbare Energiequellen.

15 Dalelo, Aklilu, Rural Electrification in Ethiopia: Opportunities and Bottlenecks, Addis Ababa University, Department of Geography and Environmental Education, 2002.

16 Die National Meteorological Services Agency (NMSA) ist verantwortlich für die Generierung und Archivierung von Klimadaten. Dazu gehören auch die Messung von Winddaten und Sonneneinstrahlung, wobei die verfügbaren Informationen der NMSA älteren Datums und häufig unpräzise sind.

17 Dieser soll voraussichtlich ab Mai 2007 unter www.swera.unep.net zur Verfügung stehen.

Eine erste Stufe des Projektes sah die Identifizierung von zehn Standorten und dortige Windmessungen in zehn Metern Höhe vor. Beginn der Messungen war im Januar 2005 an den Standorten Mesobo-Harena, Ashegoda, Maymekden, Gondar (Bilagig), Harar (Ghiorgis Meda), Nazret (Sire Ababune), Debre Berhan (Beryu Meda), Sululta (Gorodima), Bahir Dar Substation sowie Nefas Meewcha (Ergebnisse der Messungen an sieben Standorten siehe Abbildung).

Monthly Wind Speed in m/s

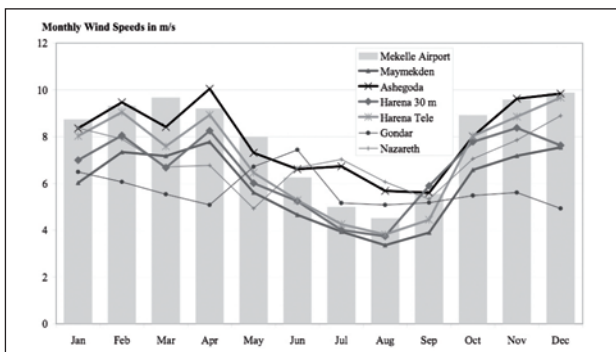


Abb. 1: Durchschnittliche monatliche Windgeschwindigkeit in m/s an ausgewählten Standorten-Messungen im Rahmen des GTZ TERNA Windprogramms im Jahr 2005¹⁸

Für vier ausgewählte Standorte (Mesobo-Harena, Ashegoda, Nazareth und Gondar) wurden weitere Messungen über 12 Monate in 40 Metern Höhe mit Ergebnissen zwischen 6,9 m/s in Harena und 9,4 m/s in Nazareth durchgeführt. Auf dieser Basis hat die GTZ für die Standorte Ashegoda und Harena im Laufe des Jahres 2006 jeweils Machbarkeitsstudien erstellen lassen. Die Arbeiten am Standort Gondar wurden aufgrund des geringsten Platzangebotes zunächst zurückgestellt.

Standort Ashegoda

Der Standort Ashegoda liegt auf 2.400 Meter über dem Meeresspiegel im nördlichen Hochland Äthiopiens. Die Messungen in 40 Metern Höhe ergaben eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 8,11 m/s. Bei einer Nabenhöhe von 57 bis 60 Metern und einer installierten Leistung von 68,8 bis 73,1 MW wird mit einer möglichen jährlichen Stromgeneration von zwischen 197,4 und 240,0 GWh je nach Anlagentyp gerechnet. Mit einem erwarteten Kapazitätsfaktor von 31,0 bis 37,7% wird unter Berücksichtigung der dünnen Höhenluft ein sehr guter Wert erreicht. Die Netzanbindung soll mit einer 230-kV-Leitung erfolgen. Die ermittelten Produktionskosten werden mit etwa 6 US\$-Cents/kWh angegeben. Sie liegen damit im Vergleich zu den alternativ verfügbaren Energieformen etwa doppelt so hoch wie die Wasserkraft und halb so hoch wie Dieselgeneratoren. Die GTZ-Studie empfiehlt die Realisierung des Projektes.

Standorte Mesobo-Harena und Nazareth

Eine zweite Machbarkeitsstudie wurde in Mesobo-Harena durchgeführt. Der Standort liegt ebenfalls im Norden des Landes auf einer Höhe von 2320 bis 2430 Metern. Die Netzanbindung kann hier über eine 132-kV-Leitung erfolgen. Die Ergebnisse der Studie fallen etwas schlechter aus als in Ashegoda. Die Windmessungen in einer Höhe von 40 Metern ergaben einen Wert von 6,88 m/s. Der potentielle Jahresertrag für diesen Standort wird bei einer installierten Leistung von 48,8 bis 51 MW je nach Anlagentyp mit 85,1 bis 99,1 GWh angegeben. Der erwartete Kapazitätsfaktor liegt bei 19,9 bis 23,4%. Entsprechend werden die Produktionskosten für eine Kilowattstunde auf zwischen 8,73 und 10,54 US\$-Cents geschätzt. Daraus leitet die GTZ-Studie eine verhaltene Empfehlung für den Bau des Windparks ab. Die Suche nach alternativen, produktiveren Standorten wird jedoch empfohlen. In Nazareth führt EEPCo derzeit in Eigenregie mit Unterstützung der GTZ eine dritte Machbarkeitsstudie durch.

Für die Finanzierung der beiden vorgesehenen Windparks sucht EEPCo derzeit nach Unterstützung durch internationale Geberorganisationen. Die Machbarkeitsstudien wurden allen relevanten Finanzierungsinstitutionen zur Verfügung gestellt.

Biomasse

Die Nutzung von Biomasse zur netzgekoppelten Verstromung spielt in Äthiopien bisher keine Rolle. Stromproduktion für die Eigenverwendung gibt es in vier Zuckerfabriken seit den 1950er Jahren. Die Finchaa Sugar Factory (FSF) verfügt seit 1998 über die größte und neueste Anlage mit einer Kapazität von 7 MW. Die Überkapazitäten von 3,6 MW könnten ins Stromnetz eingespeist werden. Entsprechende Absichtserklärungen zwischen FSF und EEPCo hat es gegeben. Insgesamt könnten von Seiten der Zuckerfabriken bis zu 30 MW zur Lieferung an das Netz bereitgestellt werden. Bisher wurden diese Projekte jedoch nicht realisiert.

Solarenergie

Die Photovoltaik (PV) und die Solarthermie spielen in Äthiopien bisher eine untergeordnete Rolle. Die durchschnittliche tägliche Sonneneinstrahlung in Äthiopien beträgt 5,26 kWh/m². Sie variiert übers Jahr zwischen 4,55 kWh/m² während der Regenzeit im Juli und 5,55 kWh/m² im Februar und März. Geographische Unterschiede bewegen sich zwischen 4,25 kWh/m² in der Region Gambella im Westen des Landes und 6,25 kWh/m² in der Region Tigray im Norden.¹⁹

Photovoltaik

Die installierte Leistung im Bereich der Photovoltaik wird auf 1,2 MW_p geschätzt. Der Großteil entfällt dabei auf Installationen zu telekommunikativen Zwecken. Darüber hinaus arbeiten einige Nicht-Regierungsorganisationen und internationale Organisationen mit Solar-Home-Systemen (SHS) zur Elektrifizierung von Haushalten, Schulen und öffentlichen Einrichtungen.

Die Stiftung Solarenergie hat seit 2005 zwei Dörfer in Äthiopien mit Solarpaneelen ausgestattet. 2006 wurde mit ihrer Hilfe das Solar-Competence-Center in Addis Abeba gegründet, dessen Ziel die weitere Verbreitung erneuerbarer Energien ist.²⁰

Ein mit 4,93 Mio. US\$ ausgestattetes Programm der Weltbank mit finanzieller Unterstützung durch GEF-Mittel zur Förderung erneuerbarer Energien im Rahmen des Energy Access Projektes beinhaltet auch die Installation von mehreren Hundert Anlagen im Gesamtumfang von etwa 400 kW_p. Das 2003 gestartete und noch bis 2008 laufende Vorhaben soll auch zur Schaffung von dauerhaften Vertriebsstrukturen für PV-Systeme beitragen.

Solarthermie

Die Solarthermie wird bisher nur in Ausnahmen von Hotels und einigen nicht-staatlichen Institutionen zur Wassererwärmung genutzt. Vor allem in ländlichen Gebieten gilt die Kaufkraft für diese Technik als zu gering. Eine Förderung besteht nicht.

Geothermie

Das Potenzial der Geothermie in Äthiopien wird auf rund 700 MW geschätzt. Die Vorkommen liegen in der Region des African Rift Valley. Dort wurden in einer Tiefe von 1.300 bis 2.500 Metern Temperaturen zwischen 50°C bis 300°C gemessen. Das erste und bisher einzige geothermische Stromkraftwerk liegt in Aluto-Langano und hat eine Kapazität von 7,3 MW. Es war ab 1999 im Netz von EEPCo in Betrieb, musste jedoch seit 2002 aufgrund mangelnder technischer Wartung abgeschaltet werden. Außer diesem Pilotprojekt wird die Geothermie zur Stromerzeugung bisher nicht genutzt. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) führt derzeit in Zusammenarbeit mit dem äthiopischen geologischen Dienst ein Projekt zur Untersuchung von Vorkommen in der Region Afar durch.

¹⁹ Ein Solaratlas ist unter swera.unep.net online abrufbar.

²⁰ Die Stiftung Sonnenenergie engagiert sich mit entwicklungspolitischen Projekten in verschiedenen afrikanischen Ländern für die Förderung der erneuerbaren Energien. Das Schwerpunktland ist Äthiopien (www.stiftung-solarenergie.de).

11.6 Ländliche Elektrifizierung

Elektrifizierungsgrad

Ein markantes Kennzeichen des äthiopischen Energiemarktes ist der extrem niedrige Elektrifizierungsgrad, der auf dem Land nur bei etwa 1 % liegt. Der Anteil von 15 % der Menschen, die in Äthiopien derzeit über einen Zugang zur Elektrizität verfügen, ist fast ausschließlich der städtischen Bevölkerung des Landes zuzuordnen.²¹

Die Energieversorgung basiert im ländlichen Raum fast zu 100 % auf traditioneller Biomasse. Holz hat dabei mit etwa 82 % mit Abstand die größte Bedeutung. Daneben werden auch Dung (9,4 %) und Pflanzenreste (8,4 %) genutzt. Als negative Begleiteffekte dieser Form der Energienutzung gelten die massive Abholzung, der Rückgang der Biodiversität, die mangelnde Wasserqualität sowie die Bodenerosion. Zudem führt die hohe Abhängigkeit von Biomasse insbesondere im Zusammenhang mit Dürreperioden zu Versorgungsproblemen.

Für die lokale Stromversorgung jenseits des ICS-Netzes von EEPCo werden Dieselgeneratoren als gängige Art der Energieversorgung genutzt.

Im Sinne einer sozialen und wirtschaftlichen Entwicklung des ländlichen Raumes forciert die äthiopische Regierung in Zusammenarbeit mit internationalen Geberorganisationen verschiedene Maßnahmen zur ländlichen Elektrifizierung. Die Programme sind eingebettet in den von der äthiopischen Regierung formulierten Leitsatz der agrargestützten Industrialisierung, der so genannten Agricultural Development-Led Industrialization Strategy (ADLI). Gleichwohl haben erneuerbare Energien jenseits der großen Wasserkraft dabei nur eine untergeordnete Bedeutung.

Sustainable Development and Poverty Reduction Program (SDPRP)

Die äthiopische Regierung hat im Juli 2002 unter Federführung des Ministeriums für Finanzen und Wirtschaftliche Entwicklung (MoFED) ein Programm zur Armutsreduzierung – Sustainable Development for Poverty Reduction Program (SDPRP) – vorgelegt. Darin wird die Bedeutung des Ausbaus der ländlichen Energieversorgung für die Entwicklung des Landes ausdrücklich betont.

Rural Electrification Strategy

Ebenfalls im Jahre 2002 hat das Ministerium für Infrastruktur ein Strategiepapier zur ländlichen Elektrifizierung herausgebracht. Darin werden der Ausbau des Stromnetzes, die Schaffung von netzfernen Systemen, der Einsatz erneuerbarer Energien sowie der Aufbau eines institutionellen Rahmens als Ziele benannt.

Die Aktivitäten des Rural Electrifications Funds (REF) gehen auf die Rural Electrification Strategy zurück. Im Rahmen des Energy Access Project der Weltbank stehen dem REF Mittel in Höhe von 15 Mio. US\$ zur Verfügung. 2006 hat der Rural Electrification Board (REB) erstmals die Förderung von Projekten bekannt gegeben. Aus den 31 von Kooperativen, Kommunen und privaten Unternehmen eingereichten Projekten wurden 15 bewilligt. Bei 14 der 15 ausgewählten Projekte ist die Nutzung von Dieselgeneratoren vorgesehen. Erneuerbare Energien spielen so gut wie keine Rolle. Die Weiterführung des Projektes ist zunächst bis 2009 geplant.

Universal Electrification Access Program (UEAP)

Im Februar 2006 hat EEPCo im Auftrag der Regierung unter dem Titel Universal Electrification Access Program (UEAP) das bisher umfassendste Programm zum ambitionierten Ausbau der Elektrizitätsversorgung lanciert. Das Programm ist eingebettet in die aktuelle Fünfjahresstrategie der Regierung für den Stromsektor für den Zeitraum bis 2010.

²¹ 15% der Äthiopier werden zur städtischen Bevölkerung gezählt. Als Städte gelten etwa 1000 Ortschaften mit jeweils mehr als 2000 Haushalten. Die restlichen 85% der Bevölkerung leben in dörflichen Strukturen auf dem Land.

Jahr	2002	2003	2004	2005	2006
Anzahl der Städte mit neuem Zugang zum Stromnetz/Jahr	23	66	74	32	227
Gesamtzahl der Städte mit Zugang zum Stromnetz	492	558	632	664	891

Tab. 4: Entwicklung und Anzahl neuer ans Stromnetz angeschlossener Ortschaften; Äthiopien; 2002-2006²²

Im Rahmen des UEAP sollen 7.542 Städte, Dörfer und öffentliche Einrichtungen einen Zugang zum Stromnetz erhalten. Bis 2010 soll der Anteil der Bevölkerung mit Anbindung an das Stromnetz von EEPCo auf 50% steigen. Die Kosten zur Verwirklichung aller im Rahmen des UEAP anvisierten Ziele werden auf 1,3 Mrd. US\$ geschätzt.

Bis 2009 ist vorgesehen, dass weitere 200 ländliche Siedlungen an das nationale Stromnetz angeschlossen werden. Die Kosten für die nötigen Investitionen für diesen Projektabschnitt belaufen sich auf rund 177 Mio. US\$. Einen Anteil von 100 Mio. US\$ hat die Weltbank im Rahmen des Ethiopian Electricity Access (Rural) Expansion Project Mitte 2006 zugesagt, weitere 77 Mio. US\$ werden vom äthiopischen Staat aufgebracht.

Eine weitere Finanzierungshilfe lässt die Weltbank derzeit offen. Zwar hat der staatliche Energieversorger EEPCo sein Potenzial bei der Verwirklichung der ambitionierten Ziele in den vergangenen Jahren unter Beweis gestellt, jedoch bleiben Zweifel an der Wirtschaftlichkeit der Zielvorgaben. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der zu niedrigen Strompreise angesichts der umfangreichen Expansion des Netzes.

Die Afrikanische Entwicklungsbank (AfDB) fördert das äthiopische Elektrifizierungsprogramm mit einem Kredit in Höhe von 131 Mio. US\$. Der Kredit wurde im Dezember 2006 bewilligt. Das Projekt startet Anfang 2007 und soll eine Dauer von 48 Monaten haben. Geplant ist unter anderem der Bau einer 280 km langen Hochspannungsleitung und mehrerer Tausend Kilometer Niederspannungsleitungen. Insgesamt sollen 235 Ortschaften mit knapp 2 Mio. Einwohnern in den Regionen Akesta-Alem Ketema und Nekemte-Gendo ans Stromnetz angeschlossen werden.

Wechselkurs (Ende Januar 2007):

1 Äthopischer Birr (ETB) = 0,08 Euro (EUR)

1 US-Dollar (USD) = 8,77 ETB

11.7 Literatur

- Austrian Development Cooperation:
Ethiopia – Subprogram Energy 2004-2006, 2004
- Bundesagentur für Außenwirtschaft (bfai):
Äthiopien – Wirtschaftsentwicklung 2004-2005,
März 2006
- Bundesagentur für Außenwirtschaft (bfai):
Äthiopien plant massiven Ausbau der
Stromerzeugung, März 2006
- Dalelo, Aklilu:
Rural Electrification in Ethiopia:
Opportunities and Bottlenecks,
Addis Ababa University, Department of Geography
and Environmental Education, 2002
- Deutsche Gesellschaft
für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH:
TERNA Wind Energy Programme, Ethiopia,
Wind Data Evaluation after 12 Months, April 2006
- Deutsche Gesellschaft
für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH:
TERNA Wind Energy Programme, Feasibility
Study for Wind Park Development in Ethiopia and
Capacity Building – Mesobo-Harena Wind Park Site,
Final Report, August 2006
- Deutsche Gesellschaft
für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH:
TERNA Wind Energy Programme, Feasibility
Study for Wind Park Development in Ethiopia and
Capacity Building – Ashegoda Wind Park Site,
Final Report, August 2006
- EEPCo:
Universal Electrification Access Program (UEAP),
Februar 2006
- EEPCo:
EEPCo in Brief, www.eepco.gov.et, April 2004
- Hailu, Girma:
Energy Law Ethiopia, Leuven, Belgium, 2000
- Hankins, Mark & Shanko, Melessew:
A Background Study of the Role of PV and
Micro-Hydro for Off-Grid Rural Electrification,
The World Bank Africa Regional Office, April 2002
- Walelu, Kebede,
Ethiopian Electric Power Corporation (EEPCo):
Wind Energy Projects in Ethiopia, Oktober 2006
- Ministry of Infrastructure:
Rural Electrification Strategy, Mai 2002
- Wolde-Ghiorgis, Woldemariam:
Renewable Energy for Rural Development
in Ethiopia: The Case for New Energy Policies and
Institutional Reform, Addis Ababa University, 2004
- Wolde-Ghiorgis, Woldemariam:
The Potential Contribution of Renewables
in Ethiopia's Energy Sector: An Analysis of
Geothermal and Cogeneration Technologies, 2004
- Worldbank:
Electricity Access Expansion, Project Information
Document, Oktober 2006

11.8 Kontakte

Ethiopian Science and Technology Agency (ESTA)

Mines, Energy and Water Department
 P.O. Box 2490, ESTC
 Addis Ababa
 Tel. +251 (11) 15 69 166
 Fax +251 (11) 15 72 715
 E-Mail: mwed@estc.gov.et
www.estc.gov.et/Mines,%20Water%20and%20Energy.htm

Ethiopian Electric and Power Corporation (EEPCo)

P.O. Box 1233
 Addis Ababa
 Tel. +251 (01)-56 00 42
 Fax +251 (01) 55 08 22
 E-Mail: eelpa@telecom.net.et
www.eepco.gov.et

Ethiopian Electricity Agency (EEA)

P. O. Box 486
 Addis Ababa
 Tel. +251 (11) 53 68 9
 Fax +251 (11) 51 78 74
www.ethioelectricagency.org

Botschaft von Äthiopien in Deutschland

Boothstrasse 20a
 12207 Berlin
 Tel. +49 (30) 77 20 6-0
 Fax +49 (30) 77 20 626
 E-Mail: emb.ethiopia@t-online.de
www.aethiopien-botschaft.de

Deutsche Botschaft in Äthiopien

P. O. Box 660
 Addis Ababa
 Tel. +251 (11) 12 35 139
 Fax +251 (11) 12 35 152
www.addis-abeba.diplo.de

Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH (GTZ)

Ansprechpartner: Dr. Claus Bätke
 Tel. +49 (619) 67 91 917
 Fax +49 (619) 67 94 619
 E-Mail: claus.baetke@gtz.de
 Büroadresse
 GTZ Office
 German House of Cooperation
 Casa Inchis, Kirkos Sub City, Kebele 18
 P.O. Box 12631
 Addis Ababa
 Tel. +25 (11) 51 80 200
 E-Mail: gtz-aethiopien@et.gtz.de
www.gtz.de/de/weltweit/afrika/576.htm

Weltbank

WORBEK HOUSE
 Africa Avenue , Bole Road
 Woreda 17, Kebele 19
 House # 402/3
 P.O. Box 5515
 Addis Ababa
 Tel. +251 (1) 62 77 00
 E-Mail: idiwan@worldbank.org
www.worldbank.org/et

Ethiopian Chamber of Commerce

P.O. Box 517
 Addis Ababa
 Tel. +251 (11) 55 18 240
 Fax +251 (11) 55 17 699
 E-Mail: ethchamb@telecom.net.et

African Development Bank

Ethiopia Country Office (ETCO)
 Sevita Building, 7th Floor
 Africa Avenue (close to Addis Ababa International
 Airport)
 P.O. Box 25543 Code 100
 Addis Ababa
www.afdb.org/portal/page?_pageid=313,167057&_dad=portal&_schema=PORTAL

National Meteorological Services Agency (NMSA)

P.O.Box 1090

Tel. +251 (1) 51 22 99/61 57 79

Fax +251 (1) 51 70 66

E-Mail: nmsa@telecom.net.et

Addis Ababa

<http://geoinfo.uneca.org/geoinfo/ethiopia/nmsa.html>

Environmental Protection Authority (EPA)

P.O. Box 12760 Gurd Shola

Addis Ababa, Ethiopia

Tel. +251 (1) 46 46 07/46 48 80/46 38 43

E-Mail: greenet@telecom.net.et

www.epa.gov.et

**Ethiopian Rural Energy Development and
Promotion Center (EREDPC)**

P.O. Box 8063

Ras Lulseged Street, Mexico Square

Addis Ababa

Tel. +251 (1) 15 36 89/15 16 04

Fax +251 (1) 51 78 74/50 77 34

E-Mail: eerc@telecom.net.et

12 Jordanien

12.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

In 2005 wurde das jordanische Verbundnetz durch eine installierte Kraftwerkskapazität von 1.873 MW versorgt. Gegenüber dem Vorjahr (1.643 MW) ist damit die Leistung um 14% gestiegen. Die gesamte landesweit verfügbare Kraftwerksleistung, einschließlich der vereinbarten Importkapazitäten, betrug im gleichen Jahr 2.019 MW (Tab. 1).

Neben den Kraftwerken der beiden staatlich dominierten Stromerzeuger gibt es eine Reihe von Industrieunternehmen, die Strom in Eigenanlagen produzieren. Einige davon speisen überschüssigen Strom in das jordanische Verbundnetz ein. Außerdem steht zusätzliche Kapazität durch eine Kopplung mit dem ägyptischen und dem syrischen Stromnetz bereit. Die vier größten Kraftwerke sind das Kraftwerk in Akaba (Dampfkraftwerk, 656 MW), das Hussein-Kraftwerk in Zerqa (Dampfkraftwerk, 396 MW), die Anlage in Rehab (dieselbetriebene Gasturbine, 353 MW) sowie ein neues Kombi-GuD-Kraftwerk in Al-Risha.

	2001	2002	2003	2004	2005
MW					
Dampfkraftwerke	1.013	1.013	1.013	1.013	1.013
Dieselgeneratoren	43	43	43	43	43
Gasturbine (Diesel)	353	353	353	353	353
Gasturbine (Erdgas)	120	120	120	120	150
GuD					300
Wasserkraft	10	12	12	12	12
Wind	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Biogas	1	1	1	1	1
Installierte Leistung (gesamt)	1.541	1.643	1.643	1.643	1.873
Verfügbare Kapazität, inkl. Import	k.A.	1.788	1.788	1.789	2.019

Tab. 1: Installierte Kraftwerksleistung und verfügbare Kapazität (inkl. Import) in Jordanien; 2001-2005; MW¹

Stromerzeugung

Der 2005 in Jordanien erzeugte Strom² in Höhe von rund 9.650 GWh stammte zu 82,5% aus Dampfkraftwerken. 6,7% kamen aus Gasturbinenkraftwerken, die mit Erdgas befeuert wurden. Weitere 3,5% aus dieselbetriebenen Kraftwerken und Dieselgeneratoren. Knapp 6% entstammten dem bisher einzigen GuD-Kraftwerk in Al-Risha.

Erneuerbare Energieträger haben nur einen geringen Anteil an der Stromproduktion. Wasserkraft war 2005 für 0,6% (57 GWh) der erzeugten Strommenge verantwortlich. Biogas (5 GWh) und Windkraft (3 GWh) machten je weniger als 0,1% aus. Die Menge des Stroms, der landesweit in Dieselgeneratoren hergestellt wurde (73 GWh oder 0,7%), übertrifft die Strommenge aus Wasserkraft, Windkraft und Biogas (zusammen 65 GWh).

	2001	2002	2003	2004	2005
GWh					
Elektrizitätssektor	7.144	7.630	7.489	8.471	9.138
Dampfkraftwerke	6.240	6.771	6.430	7.168	7.524
Dieselgeneratoren	1	3	1	1	2
Gasturbinen (Diesel)	83	115	262	464	341
Gasturbinen (Erdgas)	769	680	746	776	648
GuD					558
Wasserkraft	43	53	41	53	57
Wind	3	3	3	3	3
Biogas	5	5	6	6	5
Industriesektor³	405	502	505	496	516
Dampfkraftwerke	364	434	428	422	445
Dieselgeneratoren	41	68	77	74	71
Summe	7.549	8.132	7.994	8.967	9.654

Tab. 2: Stromproduktion in Jordanien nach Art der Erzeugung; 2000-2005; GWh⁴

1 Quelle: NEPCO.

2 Produktion für das Verbundnetz durch Kraftwerke des nationalen Stromerzeugers plus Produktion für den Eigenbedarf von Selbstversorgern plus Einspeisung aus der Produktion von Selbstversorgern in das Verbundnetz.

3 Enthalten sind sowohl Stromerzeuger aus der Industrie, die Strom an das Verbundnetz abgeben, als auch reine Selbstversorger.

4 Quelle: NEPCO.

Da die Menge des in Jordanien produzierten Stroms seit einigen Jahren nicht zur Bedarfsdeckung ausreicht, wird zusätzlich elektrische Energie aus Ägypten und Syrien bezogen. 2005 wurden 982 GWh zugekauft, das sind gut 9% des Stroms, der in Jordanien insgesamt zur Verfügung stand. Im Land selbst wird Strom durch die beiden staatseigenen Stromerzeuger CEGCO und SEPGCO, durch industrielle Selbstversorger sowie Industrieunternehmen produziert. Die zwischen 2001 und 2005 importierten sowie durch die verschiedenen Akteure in Jordanien produzierten Strommengen sind in der nachfolgenden Tabelle aufgelistet.

	2001	2002	2003	2004	2005
GWh					
Verbundsystem insgesamt	7.616	8.150	8.651	9.483	10.314
CEGCO	7.132	7.615	7.468	8.449	9.086
SEPGCO					30
Potash Co.	115	95	96	96	101
Cement Factory	25	10	10	10	6
Indo-Jordan Chemicals Co.	65	93	84	80	87
King Talal Dam	7	10	15	16	17
Jordan Biogas Company	5	5	6	6	5
Importierter Strom aus Ägypten	267	322	972	788	741
Importierter Strom aus Syrien				38	241
Andere Industrieunternehmen insgesamt	200	304	315	310	322
Refinery	87	93	92	83	91
Fertilizer Co.	97	153	156	163	166
Hussein Iron Factory	16	15	16	16	15
United Iron & Steel Manufacturing Co.		43	51	48	50
Summe	7.816	8.454	8.966	9.793	10.636
Wachstumsrate	5,3%	8,2%	6,1%	9,2%	8,6%

Tab. 3: Erzeugte und importierte Strommengen in Jordanien; 2001-2005 in GWh⁵

Brennstoffversorgung

Jordanien selbst hat bisher keine nennenswerten Erdölvorkommen erschließen können. Bis zum Beginn des dritten Golfkrieges (2003) bezog das Land zu sehr günstigen Konditionen⁶ Erdöl aus dem Irak. Nachdem diese Vorzugsbedingungen nicht mehr zur Verfügung standen, musste Jordanien Erdöl zu Weltmarktpreisen beschaffen. Kuwait und Saudi-Arabien sind seit 2003 die Hauptöllieferanten. Da Raffinerieprodukte noch immer zu subventionierten Preisen an die Endverbraucher abgegeben werden, entstehen für den jordanischen Staatshaushalt hohe Belastungen.⁷

Jordaniens einziges Erdgasvorkommen liegt bei Risha im Nordosten des Landes an der Grenze zum Irak. Das dort geförderte Erdgas (derzeit ca. 700.000 m³ pro Tag) versorgt vor allem das benachbarte GuD-Kraftwerk, das 2005 in Betrieb ging. Seit 2003 liefert Ägypten über eine Pipeline durch den Golf von Akaba zusätzliches Erdgas nach Jordanien. Seitdem wurde ein Großteil vormals schwerölbetriebener Kraftwerke auf Erdgas umgestellt. Vor allen Dingen aus diesem Grund hat sich der Erdgasverbrauch in der Zeit von 2003 bis 2005 auf etwa 1,5 Mrd. Kubikmeter pro Jahr erhöht.

Die Verteilung auf die drei zur Stromerzeugung genutzten fossilen Brennstoffe sah 2005 folgendermaßen aus: Erdgas 58%, Schweröl 32% und Diesel 10%. Die nachfolgende Tabelle stellt den Anteil der Stromproduktion am landesweiten Brennstoffverbrauch in Jordanien dar.

⁵ Quelle: NEPCO.

⁶ Ein Teil dieser Ölimporte aus dem Irak stand zu vergünstigten Preisen zur Verfügung, teilweise waren die Öllieferungen kostenlos.

⁷ 2005 machten diese Kosten etwas 7% des Brutto sozialprodukts aus.

	2001	2002	2003	2004	2005
Ttoe					
Elektrizitätssektor	1.701	1.802	1.845	2.113	2.249
CEGCO	1.701	1.802	1.845	2.113	2.240
SEPGCO					9
Industriesektor (inkl. Selbstversorger)	119	145	141	139	144
Für Stromerzeugung insgesamt	1.820	1.947	1.986	2.252	2.393
Brennstoffverbrauch landesweit	5.150	5.299	5.774	6.489	7.008
Anteil der Stromerzeugung am Gesamtbrennstoffver- brauch	35,3%	36,7%	34,4%	34,7%	34,1%

Tab. 4: Brennstoffverbrauch zur Stromerzeugung;
2000-2005; in 1000 toe⁸

Stromübertragung und -verteilung

Das nationale jordanische Verbundnetz stellt den Stromtransport von den Kraftwerken zu den Verteilerstationen und Umspannwerken in den unterschiedlichen Regionen des Königreichs sicher. Dabei kommen Leitungen mit 400 kV und 132 kV zum Einsatz. Die Topografie des Netzes ist sternförmig mit einer klar erkennbaren Nord-Süd-Achse, nur dort verläuft eine 400-kV-Leitung, die von Akaba im Süden über Amman bis hinauf zur syrischen Grenzen führt. Lediglich rund um die Hauptstadt ist das Netz ringförmig angelegt.

Das Netz ist im Norden über eine 230-kV- und eine 400-kV-Leitung mit dem syrischen Stromnetz verbunden. Im Süden gibt es eine 400-kV-Verbindung zum ägyptischen Netz. Das Verbundnetz speist die lokalen Verteilungssysteme, über die fast die gesamte Bevölkerung Jordaniens mit Strom versorgt wird. Die Gesamtlänge der installierten Hochspannungsleitungen (132 kV und 400 kV) beträgt rund 3.400 km.

In der folgenden Tabelle ist der Ausbaustand des jordanischen Transportnetzes in den Jahren 2000 und 2005 dargestellt.

Zahlen	2000	2005
km		
400 kV	809	871
230 kV	17	17
132 kV	2.200	2.512
66 kV	17	17

Tab. 5: Entwicklung des Transportnetzes in Jordanien;
2000, 2005; km⁹

Tabelle 6 gibt die Verluste bei der Stromproduktion für das jordanische Verbundnetz, beim landesweiten Transport und bei der Verteilung an die Stromkunden wieder (ohne Selbstversorger).

	2000	2005
GWh		
Erzeugungsverluste		
Erzeugter Strom	7.125	9.332
Aus Kraftwerken ins Netz abgegebener Strom	6.639	8.756
Verlust [%]	6,8	6,2
Transportverluste¹⁰		
Ins Netz eingespeister Strom (inkl. Stromimporte)	6.535	9.557
Verkaufter Strom (an Verteilungsunternehmen)	6.321	9.221
Verlust [%]	3,3	3,5
Verteilungsverluste¹¹		
Abgegebene Energie	5.646	8.416
Verkaufte Energie (an Endkunden)	5.038	7.431
Verlust [%]	10,8	11,7
Verluste des gesamten Verbundsystems		
Erzeugte und zugekaufte Energie	7.170	10.314
Genutzter Strom	5.872	8.417
Verlust [%]	18,1	18,4

Tab. 6: Verluste im jordanischen Stromsektor
(Verbundnetz); 2000, 2005; GWh¹²

8 Quelle: NEPCO; toe = ton(s) of oil equivalent, Tonne(n) Rohöleinheit (1 toe = 41,87 GJ = 11,63 MWh).

9 Quelle: NEPCO.

10 Hochspannungsleitungen 400 kV und 132 kV, inklusive Importe.

11 Ohne die Netzwerke von Industrieunternehmen.

12 Quelle: NEPCO.

Stromverbrauch und Spitzenlast

Die Spitzenlast lag landesweit (inkl. Selbstversorger) in 2005 bei 1.751 MW. Gegenüber dem Vorjahr (1.555 MW) war das ein Anstieg um 12,6%. Im jordanischen Verbundnetz wurde 2005 eine Spitzenlast von 1.710 MW erreicht, was einem Anstieg von knapp 13 % gegenüber dem Vorjahr (1.515 MW) entspricht.

Die Verteilung der Last auf die einzelnen Kraftwerkstypen war 2005 zum Zeitpunkt der Spitzenlast im Verbundsystem (1.710 MW) folgende: Dampfkraftwerke 57 %, Dieselturbinen 22 %, Erdgasturbinen 4 %, andere Erzeuger 2 %, Importe aus Syrien und Ägypten 15 %. Zwischen 2000 und 2005 ist die Spitzenlast jährlich um durchschnittlich 7,7 % gewachsen.

Der Stromverbrauch belief sich 2005 landesweit auf 8.712 GWh und ist damit gegenüber dem Vorjahr um knapp 8 % gestiegen. Die Steigerungsrate im Jahr zuvor (2003 auf 2004) betrug gut 10%. Im Jahr 2005 betrug der durchschnittliche Pro-Kopf-Verbrauch 1.939 kWh (2004: 1.830 kWh).

Aufgeschlüsselt nach Sektoren stellt sich der Stromverbrauch folgendermaßen dar:

	Haus- halte	Industrie	Gewerbe	Wasser- pumpen	Straßen- beleuchtung	Andere	Summe
	GWh						
2000	1.981	1.974	805	990	173	210	6.133
2001	2.110	2.024	880	981	178	219	6.392
2002	2.270	2.193	971	1.045	190	237	6.906
2003	2.471	2.294	1.047	1.104	201	213	7.330
2004	2.745	2.479	1.190	1.261	213	201	8.089
2005	2.989	2.659	1.316	1.298	247	201	8.712

Tab. 7: Entwicklung des Stromverbrauchs in Jordanien nach Sektoren; 2000-2005; GWh¹³

Die Prognosen des staatlichen Stromversorgers NEPCO sagen für das Jahr 2020 eine Stromnachfrage von etwa 20.700 GWh voraus, was einer Verdopplung gegenüber dem Verbrauch von 2005 entspräche.

	2008	2009	2010	2015	2020
nachgefragte Strommenge [GWh]	12.887	13.608	14.299	17.739	20.697
jährliche Steigerungsrate [%]	6,2	5,6	5,1	4,4	3,1

Tab. 8: Entwicklung der nachgefragten Strommenge im jordanischen Strommarkt; geschätzt; 2008-2020; GWh¹⁴

Jordaniens nationaler Stromversorger NEPCO geht davon aus, dass sich die Nachfrage nach elektrischer Leistung bis 2020 in etwa folgendermaßen entwickelt:

	2008	2009	2010	2015	2020
maximale Stromnachfrage [MW]	2112	2230	2339	2856	3289
jährliche Steigerungsrate	6,0%	5,6%	4,9%	4,1%	2,9%

Tab. 9: Entwicklung der Leistungsnachfrage auf dem jordanischen Strommarkt; geschätzt; MW; 2008-2020¹⁵

Strompreise

Im Juni 2002 wurden die Stromtarife in Jordanien das erste Mal seit Mai 1996 leicht angehoben. 2003 und 2004 folgten weitere moderate Preiserhöhungen. Die letzte Tarifierfassung fand im Juli 2005 statt. Das Preisgefüge ist grob in zwei Bereiche geteilt – Großabnehmer und Endkunden. Die Großabnehmer, zu denen neben Industrieunternehmen auch die lokalen Stromversorger gehören, zahlen einen Leistungspreis für jedes Kilowatt ihrer maximalen Leistungsabnahme. Dazu kommt ein Arbeitspreis, der nachts geringer ist als tagsüber.

Die Tarife für Endabnehmer unterscheiden zwischen gewerblichen Kunden und privaten Haushalten. Der Strompreis für Haushalte steigt progressiv mit der Menge des abgenommenen Stroms. Bei beiden Endkundengruppen wird ein monatlicher Mindestbetrag von 1,10 € (Haushalte) beziehungsweise 1,37 € (Gewerbe) angesetzt.

¹³ Quelle: NEPCO.

¹⁴ Ebda.

¹⁵ Ebda.

	1996-2002	2002-2003	seit 2005
Großabnehmer			
Stromversorger			
Leistungspreis (€/kW/Monat)	2,63	2,63	2,63
Tagestarif (€/kWh)	0,032	0,034	0,037
Nachttarif (€/kWh)	0,021	0,023	0,026
Großindustrie			
Leistungspreis (€/kW/Monat)	2,63	2,63	2,63
Tagestarif (€/kWh)	0,052	0,053	0,053
Nachttarif (€/kWh)	0,035	0,037	0,037
Endkunden (ohne Großabnehmer)			
Private Haushalte			
1-160 kWh (€/kWh)	0,033	0,034	0,034
161-300 kWh (€/kWh)	0,057	0,060	0,065
301-500 kWh (€/kWh)	0,066	0,070	0,073
über 500 kWh (€/kWh)	0,082	0,088	0,090
Gewerbe	0,066	0,068	0,069
Kleinindustrie	0,040	0,042	0,045
Hotels	0,066	0,066	0,066
Wasserpumpen	0,037	0,042	0,044
Straßenbeleuchtung	0,022	0,027	0,033

Tab. 10: Entwicklung der Strompreise in Jordanien; 1996-2005; Preise in Euro¹⁶

12.2 Marktakteure

In Anbetracht der jährlich steigenden Stromnachfrage¹⁷ und der zentralen Rolle der Elektrizitätsversorgung für die gesamte wirtschaftliche Entwicklung beschloss die jordanische Regierung 1997 eine Restrukturierung des Sektors. Vorrangiges Ziel der Reform war eine Erhöhung der Effizienz und Leistungsfähigkeit der jordanischen Stromwirtschaft, die unter anderem durch eine Öffnung des jordanischen Strommarktes und Beteiligung privater Investoren beim weiteren Ausbau des Stromsektors erreicht werden sollte. Im Zuge dieser Maßnahmen fand eine Entflechtung der drei Bereiche Stromproduktion, -transport und -verteilung statt. Anstelle der staatlichen Behörde JEA¹⁸, die bis dahin auf allen Ebenen allein zuständig war, entstanden einzelne Unternehmen, die jeweils nur auf einem Teilbereich tätig sind.

Stromerzeugungsunternehmen

Central Electricity Generating Company (CEGCO)

Die Aktiengesellschaft, die in dieser Form seit 1999 besteht, betreibt die meisten der jordanischen Kraftwerke. 2005 stammten 94% des in Jordanien produzierten Stroms aus Kraftwerken von CEGCO. Die gesamte produzierte Elektrizität wird an NEPCO verkauft. Diese ist neben der jordanischen Regierung, die selbst 75% der CEGCO-Aktien hält, auch einzige weitere Anteilseignerin des nationalen Stromerzeugers.

Samra Electric Power Generating Company (SEPGCO)

Die Aktiengesellschaft, die sich bisher komplett im Eigentum des jordanischen Staates befindet, wurde 2003 gegründet. Sie ist für den Betrieb des GuD-Kraftwerke in Al-Risha verantwortlich. Das Energieministerium hat SEPGCO 2005 mit dem Bau eines weiteren 100-MW-Dampfkraftwerks beauftragt. Die jordanische Regierung plant die Privatisierung des Unternehmens im Rahmen eines internationalen Ausschreibungsverfahrens.

¹⁶ Quelle: NEPCO.

¹⁷ In der Zeit von 1977 bis 1997 ist die erzeugte Strommenge jährlich um durchschnittlich 12% gewachsen. In 2006 ging das Energieministerium von einem Wachstum von jährlich über 5% bis 2010 aus.

¹⁸ Die Jordan Electricity Authority (JEA) bestand als nationale Elektrizitätsbehörde seit 1967.

Stromübertragungsunternehmen

National Electric Power Company (NEPCO)

Das nationale Stromunternehmen National Electric Power Company (NEPCO) ist als Aktiengesellschaft organisiert, deren Kapital sich vollständig im Besitz der Regierung befindet. Ihr Auftrag ist der Ausbau und Betrieb des landesweiten Transportnetzes. NEPCO kauft den Strom als "single buyer" von den Erzeugern, um diesen an die Betreiber der Verteilungsnetze weiterzuverkaufen. Das Unternehmen betreibt ein nationales Lastverteilungszentrum, um die Anpassung zwischen Strombedarf und -bereitstellung zu regeln.

Verteilungsunternehmen

Jordan Electric Power Company (JEPCO)

Das Verteilungsunternehmen belieferte 2005 rund 739.000 Endkunden in den vier Gouvernements Capital, Zarqa, Madaba, und Balqa mit Strom. Das waren 4.793 GWh oder 55% der landesweit verbrauchten Strommenge. Das Unternehmen besteht seit 1947 als Aktiengesellschaft. Die fünfzigjährige Konzessionsvereinbarung, welche die Geschäftsgrundlage von JEPCO bildet, läuft 2012 aus.

Irbid District Electricity Company (IDECO)

Dieses Verteilungsunternehmen belieferte 2005 circa 251.000 Kunden in den vier Gouvernements Irbid, Mafraq, Jerash und Ajloun mit Strom (1.210 GWh). Rund 14% des in Jordanien verbrauchten Stroms wurden durch das Netz von IDECO an Endkunden abgegeben. Die Konzession von IDECO läuft bereits 2011 aus. Gegründet wurde IDECO 1961 als privatwirtschaftliches Versorgungsunternehmen. NEPCO hält bisher noch 55% der Firmenanteile, von denen sie sich aber im Zuge einer weiteren Privatisierung der Stromversorgung trennen will.

Electricity Distribution Company (EDCO)

In den Regionen des Landes, für die weder JEPCO noch IDECO eine Konzession besitzen, werden die Endkunden von EDCO beliefert. 2005 waren das 139.000 Kunden, an die 1.427 GWh geliefert wurden oder gut 16% des jordanischen Gesamtverbrauchs. EDCO ist als Versorgungsunternehmen aus der Entflechtung der jordanischen Elektrizitätsbehörde hervorgegangen. Das Unternehmen befindet sich im Staatsbesitz und soll im Rahmen der Privatisierung des Sektors veräußert werden.

Weitere Akteure im Energiesektor

Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR)

Das Ministerium gibt die Ziele und politischen Rahmenbedingungen für die Entwicklung des Energiemarkts vor. Zentrale Aufgabe ist es, die fortdauernde Entwicklung des Landes durch ausreichende Verfügbarkeit von Energie zu ermöglichen. Dies soll zu möglichst geringen Kosten und gleichzeitig unter Einhaltung hoher Standards geschehen. Dazu sollen auch ausländische Investoren für die Bereiche Stromerzeugung, Ölförderung und Erschließung anderer lokal verfügbarer Energiequellen gewonnen werden.

Electricity Sector Regulatory Commission

Diese 2001 eingerichtete unabhängige Institution hat eine ganze Reihe von Aufgaben. Einerseits legt sie die Stromtarife und die Gebühren für Dienstleistungen im Zusammenhang mit dem Verkauf von Strom fest. Andererseits vergibt sie Lizenzen an Stromerzeuger und -verteiler und überwacht die Einhaltung der Lizenzbedingungen. Weiter soll sie dazu beitragen, Streitigkeiten zwischen Betreibern und Stromkunden möglichst gütlich zu schlichten. Auch bei Unstimmigkeiten zwischen zwei Betreibern von Stromerzeugungs- oder Verteilungsunternehmen soll die Kommission vermitteln.

In allen Belangen des Elektrizitätssektors soll sie darauf achten, dass die Interessen der Allgemeinheit gewahrt bleiben. Dazu kann sie sowohl beratend tätig werden, als auch öffentlich Stellung nehmen.

National Energy Research Center (NERC)

Das Zentrum wurde 1998 geschaffen, um die wissenschaftliche Forschung auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien und der effizienten Energienutzung voranzutreiben. Außerdem soll das Zentrum Möglichkeiten erforschen, den in Jordanien reichlich vorhandenen Ölschiefer zur Energiegewinnung nutzbar zu machen. Schließlich gehören die Ausbildung und der Technologietransfer auf den angesprochenen Forschungsgebieten zu den Aufgaben des Zentrums. Das NERC kooperiert dabei unter anderem mit dem Energieministerium, der Royal Scientific Society und der Natural Resources Authority. Der Energieminister ist gleichzeitig Vorsitzender des Zentrums.

12.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Entwicklung des Stromsektors

Seit 1967 war in Jordanien die Jordan Electricity Authority (JEA) für die Produktion und den landesweiten Transport von elektrischer Energie verantwortlich. In den Regionen, in denen die Belieferung der Endkunden nicht durch eine der beiden konzessionierten Stromversorger JEPSCO oder IDECO erfolgte, war JEA überdies auch für die Verteilung des Stroms bis zum Endkunden zuständig.

Mangelnde finanzielle und administrative Unabhängigkeit, das Fehlen von Eigenverantwortung und marktwirtschaftlicher Ausrichtung sowie eine unzureichende Tarifstruktur führten zu einer Reihe von Problemen. Investitionsentscheidungen wurden von einer Regierungskommission getroffen und nicht nach kaufmännischen Gesichtspunkten. Die Personalpolitik orientierte sich an staatlichen Vorgaben, die den Bedürfnissen des Stromsektors nicht gerecht wurden. Schließlich führte die staatliche Tarifpolitik zu jährlichen Verlusten, weil die Strompreise nicht kostendeckend ausgestaltet waren. Gleichzeitig förderte die Tarifstruktur erhebliche Quersubventionen zwischen einzelnen Kundengruppen. Diese Subventionen wiederum setzten falsche Preissignale und sorgten für eine Verzerrung des Strommarkts.

Der jährlich stark wachsende Strombedarf machte umfangreiche Investitionen¹⁹ zum Ausbau des Kraftwerksparks und zur Erweiterung des Stromnetzes notwendig, die für den jordanischen Staatshaushalt alleine eine große Belastung dargestellt hätten.

Liberalisierung

Ziele

Mitte der neunziger Jahre beschloss die Regierung eine Umstrukturierung des Elektrizitätssektors, die in mehreren Stufen ablaufen sollte und bisher nicht abgeschlossen ist. Sie verfolgt dabei folgende Ziele:

- Effiziente und zuverlässig verfügbare Stromproduktion, welche die allgemeine langfristige Entwicklung des Landes unterstützt, indem sie Elektrizität zu wirtschaftlichen Konditionen bereitstellt.
- Der Stromsektor soll den Staatshaushalt nicht weiter durch jährliche Verluste belasten und selbst die nötigen Mittel aufbringen oder einwerben, die für eine Instandhaltung und Weiterentwicklung der Anlagen und Netze nötig sind.
- Der Betrieb und die Regulierung des Stromsektors sollen so umgebaut werden, dass der Wettbewerb gefördert wird und private Investoren für einen Einstieg in den jordanischen Strommarkt gewonnen werden können.

Um diese Ziele zu erreichen, orientiert sich das Reformprogramm an folgenden Prinzipien:

- Dem Anwerben von privaten Investoren für den Ausbau des Stromsektors kommt eine hohe Priorität zu. Sie sollen helfen, einen wachsenden Bedarf zu befriedigen.
- Restrukturierung und Privatisierung von Staatsbetrieben, wo dies sinnvoll ist, um unabhängige, wirtschaftlich tragfähige Einrichtungen zu schaffen.
- Einführung von unabhängigen Stromproduzenten.
- Einrichtung eines Regulierungssystems, das zuverlässige, transparente und nachvollziehbare Grundregeln für alle Teilnehmer auf dem Stromsektor aufstellt.
- Förderung von Umwelt- und Sicherheitsstandards und Energieeffizienz.

19 Studien von 1997 gingen von einem jährlichen Investitionsvolumen zwischen 65 und 156 Mio. US\$ pro Jahr bis 2015 aus, je nach gewähltem Szenario.

Umsetzung

Die Restrukturierung fand in drei Phasen statt.

In der 1. Phase (1994 bis 1996) wurden folgende Maßnahmen umgesetzt: Anpassung der Gesetzgebung für eine Liberalisierung des Elektrizitätssektors; Trennung von legislativer Ausgestaltung, Regulierung und Betrieb des Stromsektors; Umwandlung der Strombehörde JEA in eine Aktiengesellschaft (NEPCO), die nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten operiert; Einrichtung der Regulierungsbehörde für die Festlegung von Stromtarifen und schließlich Einführung einer gesetzlichen Grundlage für unabhängige Stromproduzenten.

In der 2. Phase (1996 bis 2001) wurde Folgendes erreicht: Entflechtung von NEPCO in einzelne Betriebe für Produktion (CEGCO), Transport (weiterhin NEPCO) und Verteilung (EDCO). NEPCO bleibt im Staatsbesitz und behält und betreibt die Anlagen für den Transport und die landesweite Lastverteilung. Erweiterung der Aufgaben der Regulierungsbehörde auf die Vergabe von Lizenzen an Betreiber von Stromproduktions- und Verteilungsunternehmen, Schutz der Rechte und Interessen von Stromkunden, Einrichtung von Leistungsstandards und die Genehmigung von Investitionsprogrammen.

Die 3. Phase (seit 2001) besteht aus der Privatisierung von NEPCO und ihrer Tochtergesellschaften für Stromerzeugung und -verteilung. Dies soll entweder durch den Verkauf von Aktien erreicht werden, oder durch die Veräußerung von Anteilen an strategische Partner.

Im März 2004 verabschiedete das jordanische Kabinett einen Beschluss, demzufolge die staatlichen Anteile an den Verteilungsunternehmen EDCO und IDECO genauso veräußert werden sollen, wie 51 % der Anteile an dem nationalen Produktionsunternehmen CEGCO, das bisher komplett in Staatsbesitz war. Der erste Versuch einer Veräußerung der Anteile im Rahmen einer internationalen Ausschreibung in 2005 schlug mangels passender Bieter fehl. Nach einer erneuten Ausschreibung wurden Verhandlungen mit Investoren aus Amman (JD Capital), Kuwait (Kharafi National) und Dubai (Abraaj Capital) aufgenommen. Im Januar 2007 sprachen sich 64 jordanische Abgeordnete in einem Memorandum

gegen einen Verkauf von CEGCO aus. Stattdessen forderten sie eine Erhöhung der Strompreise um 0,54€-ct/kWh (5 Fils), um das defizitäre Staatsunternehmen zu sanieren.

Die Regierung versucht seit langem, Verträge mit unabhängigen Stromproduzenten für die Erweiterung des jordanischen Kraftwerksparks abzuschließen, kommt dabei jedoch nur langsam voran. Eine Reihe von möglichen Projekten wurde wieder aufgegeben. Für den Zeitraum bis 2015 sucht die jordanische Regierung private Investoren für den Bau und Betrieb neuer Kraftwerke, die zusammen etwa 1.500 MW zusätzliche Leistung bereitstellen sollen.

Ende 2005 gab Jordanien die erste erfolgreiche Konzessionsvergabe für ein nicht-staatliches Kraftwerksvorhaben bekannt. In der Nähe von Amman entsteht ein GuD-Kraftwerk mit einer geplanten Leistung von 280-400 MW. Das 280 Mio. US\$-Projekt, hinter dem die Firma AES Oasis mit Sitz in Dubai²⁰ gemeinsam mit japanischen Partnern (Mitsui & Company) steht, soll 2008 ans Netz gehen. Nach Regierungsangaben existieren Pläne für ein zweites Projekt eines unabhängigen Betreibers mit noch einmal 280-400 MW, das 2010 die Stromproduktion aufnehmen soll.

Die Vergabe von Lizenzen wird im allgemeinen Elektrizitätsgesetz²¹ ab Artikel 28 geregelt. Die Regulierungsbehörde vergibt demnach Lizenzen an Firmen, die Elektrizität produzieren, verteilen oder handeln wollen. Ohne Lizenz dürfen Produktionsanlagen bis zu einer Leistung von einem Megawatt operieren. Lokale Versorgungsnetze dürfen bis zu einer Leistung von 100 kW ohne Lizenz betrieben werden, ebenso Anlagen, die lediglich der Eigenversorgung mit Strom dienen. Stromversorger oder Zwischenhändler, die Strom aus einem Kraftwerk mit einer Kapazität von mehr als 5 MW beziehen wollen, dürfen entsprechende Lieferverträge nur nach einer öffentlichen Ausschreibung abschließen (Artikel 35). Diese Regeln gelten gleichermaßen für konventionelle thermische Kraftwerke wie für Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien herstellen.

²⁰ Tochter der US-amerikanischen AES Corporation.

²¹ Temporary Law No. (64) for the Year 2003/General Electricity Law.

12.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Zuständige Institutionen

Die jordanische Regierung hat sich zu einer Förderung der erneuerbaren Energien bekannt und die Zuständigkeiten in ihrem allgemeinen Elektrizitätsgesetz von 2003 geregelt. Laut Artikel 3 hat das Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR) die Aufgabe und die notwendigen Befugnisse, die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Jordanien zu fördern. Innerhalb des MEMR sind die Abteilungen für erneuerbare Energien sowie für Energieeinsparung und Umweltschutz für die Planung und Umsetzung von Projekten mit erneuerbaren Energien im kommerziellen Maßstab zuständig.

Mit dem National Energy Research Center (NERC) wurde 1998 ein Forschungszentrum geschaffen, das für Forschung und Entwicklung, für Studien, die Umsetzung von Pilotanlagen, die Standardisierung, den Technologietransfer und für Ausbildung verantwortlich ist. Die Stromunternehmen führen ihre Aktivitäten auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien eigenverantwortlich durch. Dasselbe gilt für die Universitäten des Landes.

Langfristige Planung

Im Dezember 2004 hat die jordanische Regierung einen langfristigen Entwicklungsplan für die Energieversorgung des Landes verabschiedet. Dieser sieht für die Zeit bis 2025 Investitionen von rund 3 Mrd. US\$ für den Energiesektor vor. In diesem Plan ist vorgesehen, zur Energieversorgung verstärkt erneuerbare Ressourcen heranzuziehen. Dabei werden Wind- und Solarenergie und die Nutzung von Biomasse besonders hervorgehoben. Um den geplanten Anteil von 2% für erneuerbare Energie an der nationalen Energiebilanz zu erreichen, sind laut Entwicklungsplan Investitionen in einem Umfang von 480 Mio. US\$ nötig. Wie hoch daran der Anteil ist, den private Investoren übernehmen sollen, und in welchem Rahmen die Regierung benötigte Mittel beisteuern wird, geht aus dem Plan nicht hervor.

Das Energieministerium plant nach eigenen Angaben eine Reihe von Maßnahmen, welche die Entwicklung erneuerbarer Energien in Jordanien beschleunigen sollen. Dazu gehören ein neues Gesetz für erneuerbare Energien, bisher nicht näher spezifizierte Anreizmechanismen sowie neue Karten zum Wind- und Sonnenenergiepotenzial. Außerdem ist im Gespräch, eine Sonderabgabe, die bisher zur Förderung der Elektrifizierung des ländlichen Raums erhoben wurde, umzuwidmen.

Das jordanische Gesetz No. 16 ("Investment Promotion Law") bietet eine Reihe von Vergünstigungen für Investoren, die Industrieanlagen, beispielsweise Windparks, in Jordanien errichten. So können Anlagenbauteile und Ersatzteile zu 100% von Zoll, Gebühren und Steuern ausgenommen werden. Je nach Standort der Anlage sind zehn Jahre lang Steuervergünstigungen zwischen 25% und 75% auf die Einkommens- und "Social-Service"-Steuer möglich.²²

Internationale Förderung

Die jordanische Regierung hat 2004 einen Antrag²³ auf 6 Mio. US\$ Zuschuss der Globalen Umweltfazilität (GEF/Weltbank) für ein Entwicklungsvorhaben im Bereich Windenergie eingereicht. Im Rahmen des "Promotion of a Wind Power Market Project" sollen unter anderem Hemmnisse, die einer kommerziellen Nutzung der Windenergie in Jordanien im Wege stehen, beseitigt werden. Ziel ist einerseits, die legislativen und administrativen Voraussetzungen für die Nutzung erneuerbarer Energien zu verbessern. Andererseits soll im Zuge des Vorhabens ein 60-MW-Windpark entstehen, der durch privatwirtschaftliche Investoren finanziert werden soll. Bewilligt wurden bislang allerdings nur 350.000 US\$ für Vorstudien.

²² Weitere Informationen sind im Internet unter: www.jordan-explorer.com/Investment/Investment_Promotion_Law1.asp verfügbar.

²³ GEF Council Work Program Submission, Jordan, Promotion of a Wind Power Market, GEFSEC Project Id: 2555.

Die japanische Regierung fördert²⁴ seit 2005 im Rahmen des "Policy and Human Resources Development Fund" (PHRD) der Weltbank zusammen mit der jordanischen Regierung vier Studien, die sich mit den Potenzialen der erneuerbaren Energien in Jordanien beschäftigen. Der japanische Anteil beträgt 1 Mio. US\$, während Jordanien weitere 312.000 US\$ beisteuert. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auch hier auf dem Windsektor. Darüber hinaus fördert die United States Trade and Development Agency (USTDA) eine Machbarkeitsstudie zur Erweiterung der bestehenden Windparks in Hofa und Al-Ibrahimiya mit 180.000 US\$.²⁵

Clean Development Mechanism

Jordanien hat im Januar 2003 als drittes arabisches Land das Kyoto-Protokoll unterzeichnet und bekennt sich zu seiner Verantwortung, bei der gesellschaftlichen und ökonomischen Entwicklung des Landes Rücksicht auf den Klimaschutz zu nehmen. Bis zum Februar 2007 sind noch keine jordanischen Klimaschutzprojekte beim UNFCCC eingereicht worden.

Die "Designated National Authority" (DNA) für CDM ist dem Umweltministerium zugeordnet. Dieses sucht derzeit Investoren für zwei mögliche CDM-Projekte. In beiden Fällen soll die Einsparung klimaschädlicher Gase aus der Um- bzw. Aufrüstung bestehender Kraftwerke mit GuD- bzw. Erdgastechnologie resultieren. Inwieweit es sich dabei um "zusätzliche" Maßnahmen im Sinne der CDM-Regeln handelt, legt das Ministerium allerdings nicht dar.

Ein Indikator dafür, dass die Voraussetzungen für Jordaniens Teilnahme an den internationalen Klimaschutzmechanismen noch nicht in vollem Umfang gegeben sind, ist eine Zusatzförderung über 100.000 US\$, die das jordanische Umweltministerium 2005 aus GEF-Mitteln erhalten hat. Ziel der Zuwendung ist die Schaffung weiterer Kapazitäten, damit Jordanien seinen Mitteilungspflichten im Rahmen des UNFCCC nachkommen kann.

12.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Die Nutzung erneuerbarer Energieträger ist mit einem Anteil von weniger als 1% an der nationalen Stromerzeugung in Jordanien bislang marginal. Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weist das Land vornehmlich in den Bereichen Windkraft und Solarenergie auf.

Wasserkraft

Jordanien verfügt nicht in nennenswertem Umfang über Fließgewässer, die sich für den Bau von Wasserkraftwerken eignen. Einzig am King Talal-Damm am Fluss Zarqa steht eine Anlage mit einer Leistung von 5 MW. Eine weitere Wasserkraftanlage nutzt mit einer Turbine die Fallhöhe des zurückfließenden Kühlwassers, das für ein thermisches Kraftwerk in Akaba aus dem Meer entnommen wird. Im Jahr 2005 haben die beiden Anlagen zusammen 57 GWh Strom erzeugt und waren damit für 0,59% der landesweit produzierten Elektrizität zuständig.

Windenergie

Potenzial der Windkraft

In Jordanien gibt es eine Reihe von Regionen mit Windgeschwindigkeiten, die sich für die Erzeugung von Strom eignen. Die Gebiete mit dem größten Potenzial liegen im Norden und im Süden des Landes. Abhängig von den vorherrschenden Windgeschwindigkeiten lassen sich einzelne Regionen des Landes in drei Kategorien einordnen: unter 4 m/s, zwischen 4 und 6 m/s und über 6 m/s. Besonders attraktive Standorte der dritten Kategorie finden sich in Hofa im Nordwesten des Landes, in Fjeij bei Showbak und in Wadi Araba bei Akaba im Süden.

24 Projektname: Jordan Sustainable Development of Renewable Energy Resources and Promotion of Energy Efficiency, Projekt ID: Japanese PHRD Grant/TF052920.

25 Quelle: REN 21 IAP Actions and Report, Accelerating the Development of Renewable Energy in Jordan, www.ren21.net/iap/commitment2.asp?id=93.

Windmessungen

Seit 1989 liegt für Jordanien ein Windatlas²⁶ vor, der vom dänischen Forschungszentrum Risø zusammen mit jordanischen Behörden erstellt wurde. Nach Angaben des Energieministeriums wird der Windatlas durch Ergebnisse aktueller Messungen ergänzt. Das "Jordan Meteorological Department" betreibt fünfzehn fest installierte Wetterstationen, deren Messergebnisse enthalten Angaben zu Windgeschwindigkeit und -richtung und sind online²⁷ verfügbar.

Die Deutsche Gesellschaft für technische Zusammenarbeit (GTZ) hat an zwei möglichen Standorten für Windparks (Akaba, Shawbak) in Jordanien Windmessungen durchgeführt und die Ergebnisse dieser Erhebungen Ende 2001 veröffentlicht. An beiden Standorten konnten mittlere Windgeschwindigkeiten von über 6,5 m/s in einer Höhe von 50 Metern ermittelt werden.²⁸ Für den Standort Akaba liegt außerdem seit 2002 eine CDM-Baseline-Studie²⁹ (im Auftrag der GTZ) für einen privat finanzierten Windpark mit einer Leistung von 25 MW vor. Auch für den Standort Shawbak hat die GTZ eine Studie³⁰ anfertigen lassen, welche die Eignung der dort geplanten Anlage für den CDM untersucht. Auch hier wird von einem privat finanzierten Windpark mit 25 MW ausgegangen.

Die Schweizer Firma "interwind" führt seit Juni 2003 Windmessungen an vierzehn Standorten in ländlichen Regionen Jordaniens durch. Die Untersuchungen erfolgen im Auftrag der kanadischen Firma "RSW International" und sollen ermitteln, inwieweit sich die Windkraft zur dezentralen Stromversorgung ländlicher Gebiete eignet. Bei den Messungen kommen Masten mit einer Höhe von 50 Metern zum Einsatz. In 2004 wurden Ergebnisse³¹ von Windmessungen in Tafila veröffentlicht. Dort konnten nur Windgeschwindigkeiten von 4,4 m/s³² ermittelt werden.

Windparks

In Jordanien sind bisher zwei Windparks in Betrieb, die Strom in das landesweite Netz einspeisen. Der erste hat eine Kapazität von 320 kW (4x80 kW) und wurde 1998 in Ibrahimyya bei Hofa als Pilotprojekt zusammen mit einer dänischen Firma realisiert. Der zweite wurde 1996 in Hofa fertiggestellt (gefördert mit Mitteln aus dem deutschen Eldorado-Programm) und hat eine Kapazität von 1,2 MW (5x225 kW). Beide Windparks werden von der CEGCO betrieben und produzierten 2005 zusammen jährlich etwa 3 GWh Strom.

Ausbaupläne

Das Energieministerium sucht seit 2002 für die beiden viel versprechenden Standorte in Fjeij bei Shawbak und Wadi Araba bei Akaba Investoren für Projekte unabhängiger Stromproduzenten, die auf der Grundlage von BOO-Vereinbarungen (Build-Own-Operate) entstehen sollen. An beiden Standorten sollen Windparks mit einer Leistung von jeweils 25-30 MW zur Einspeisung in das Verbundnetz errichtet werden. Die Investitionssumme wird auf 60-70 Mio. US\$ geschätzt. Eine öffentliche Ausschreibung ist 2005 erfolgt, blieb aber bisher erfolglos.

26 Højstrup, J. (1989): Wind Atlas for Jordan. Risø National Laboratory, Ministry of Energy and Mineral Resources, Jordan Electrical Authority, and Jordan Meteorological Department.

27 Siehe unter: met.jometeo.gov.jo.

28 Die Autoren empfehlen jedoch aufgrund fehlender Eindeutigkeit der vorliegenden Messdaten weitere Studien, bevor eine endgültige Standortentscheidung getroffen werden kann.

29 Wartmann 2002, "TERNA Wind Energy Project, Jordan – Wind Park Aqaba".

30 Wartmann 2002, "TERNA Wind Energy Project, Jordan – Wind Park Shawbak".

31 Eyad S. Hrayshat, Wind availability and its potentials for electricity generation in Tafila, Jordan, Al-Balqa Applied University, Tafila, Jordan.

32 In der Quelle finden sich keine Angaben über die Höhe, für die diese Windgeschwindigkeiten gelten.

Biomasse

Aufgrund des ariden Klimas ist die Vegetation in Jordanien eher gering. Der Nutzung von pflanzlicher Biomasse sind deswegen Grenzen gesetzt. Das Verbrennen von pflanzlicher Biomasse dient in ländlichen Regionen in geringem Umfang zum Kochen und Heizen und ist die Hauptenergiequelle der Beduinen in der Wüste. Ein großes Energiepotenzial steckt in Siedlungsabfällen, dessen organischer Anteil bei etwa 60% liegt und deren Menge auf jährlich 1,1 Mio. Tonnen geschätzt wird. Pro Kopf fallen somit täglich zwischen 0,35 und 0,95 kg Abfall an, der einen oberen Heizwert von 7-11 MJ/kg aufweist. Die Werte variieren in Abhängigkeit von der Jahreszeit und sind in städtischen und ländlichen Regionen unterschiedlich.

Biogasnutzung

In Zusammenarbeit mit dem United Nations Development Programme (UNDP) wurde ein Projekt zur Nutzung des anfallenden Methangases der städtischen Abfalldeponie in Amman entwickelt. Mit Hilfe der Global Environmental Facility (2,5 Mio. US\$) und der dänischen Entwicklungsagentur DANIDA (1,5 Mio. US\$) wurde eine Anlage finanziert, welche die in der Deponie entstehenden Gase auffängt und damit in einem Generator mit einer Leistung von 1 MW Strom für das Verbundnetz produziert. Die Anlage ist seit 2000 in Betrieb. Jährlich werden dort rund 5 GWh Strom produziert. Betrieben wird die Anlage von der Jordan Biogas Company, einer Aktiengesellschaft, die der Central Electricity Generation Company (CEGCO) zusammen mit der Greater Amman Municipality (GAM) gehört.

Solarenergie

Jordanien ist ein sehr sonnenreiches Land. Die durchschnittliche tägliche Sonneneinstrahlung beträgt 5,5 kWh/m². Die jährliche Sonnenscheindauer liegt bei 2.900 Stunden. Trotzdem wird bisher die Sonnenenergie außer zum Erwärmen von Wasser für den Hausgebrauch kaum genutzt.

Photovoltaik

Nach Aussagen des Umweltministeriums gibt es eine Vielzahl möglicher Anwendungen bei der Versorgung kleiner Ansiedlungen und touristischer Anlagen sowie in der Landwirtschaft, bei denen dank der hohen Sonneneinstrahlung PV-Anlagen als Alternative zu einer Anbindung an das Stromnetz wirtschaftlich sinnvoll zum Einsatz kommen könnten. Die Photovoltaik wird in Jordanien jedoch kaum zur Stromgewinnung genutzt. Landesweit sind nur etwa 100 PV-Systeme in entlegenen Gegenden als Inselanlagen installiert. Sie betreiben Wasserpumpen oder versorgen Telekommunikationsanlagen, Schulen und andere Einrichtungen mit Strom. Gemeinsam verfügen sie über eine Kapazität von 184 kW_p.

Solarthermie

Jordanien verfügt über einen voll entwickelten Markt für solare Warmwasserbereiter. Zumeist kommen Solarsysteme nach dem Thermosyphon-Prinzip zum Einsatz, die von mehr als 20 lokalen Herstellerfirmen vor Ort produziert werden. Ein typisches System besteht aus drei Sonnenkollektoren mit einer Fläche von drei bis vier Quadratmetern und Vorrattanks, die zwischen 150 und 1.000 Litern fassen. Etwa ein Viertel der jordanischen Wohnhäuser (rund 220.000 Einheiten) sind mit einer solarthermischen Warmwasseranlage ausgerüstet. Nach Schätzungen des Energieministeriums beträgt die gesamte Kollektorfläche ca. 1 Mio. Quadratmeter, von denen ein großer Teil bereits in den achtziger Jahren installiert wurde. Jährlich kommen etwas 10.000 Quadratmeter hinzu. Ein nationaler Plan zur weiteren Entwicklung der Solarthermie, der im Rahmen des Europa-Mittelmeerabkommens (MEDA) formuliert wurde, sieht eine Steigerung der jährlich neu installierten Kollektorfläche auf 44.000 Quadratmeter vor. Die Solarthermie soll dabei zukünftig verstärkt auch zur Unterstützung der Gebäudeheizung genutzt werden.

Geothermie

Geothermale Vorkommen sind in Jordanien hauptsächlich in zwei Regionen ausgemacht worden: Sowohl die Quellen an der Ostflanke des Jordantals als auch die Vorkommen auf der Hochebene östlich der Stadt Madaba weisen allerdings nur vergleichsweise niedrige Temperaturen unterhalb von 100°C auf. Damit lassen sie sich nicht zur Stromgewinnung einsetzen und werden weiterhin nur thermisch für Schwimmbäder und zum Beheizen von Gewächshäusern genutzt.

Meerwasserentsalzung mit erneuerbaren Energien

Das National Renewable Energy Laboratory (NREL) des US-amerikanischen Energieministeriums hat 2003 zusammen mit dem jordanischen Ministry of Water and Irrigation, der Palestinian Water Authority (PWA) und dem israelischen Technologieinstitut Technion ein Modellprojekt zur mobilen Meerwasserentsalzung umgesetzt. Es wurden zwei Anlagen in Betrieb genommen, bei denen auf einem fahrbaren Anhänger ein Membranfilter und Vorratstanks montiert sind. Die Stromversorgung der Anlage kann entweder aus dem Netz oder per Dieselgenerator erfolgen oder über eine 16 kW-Photovoltaikanlage, die für diesen Zweck angepasst wurde.

12.6 Ländliche Elektrifizierung

Elektrifizierungsgrad

Das gut ausgebaute Versorgungsnetz des Landes beliefert auch in ländlichen Regionen einen Großteil der Bevölkerung mit Strom. Lediglich einige entlegene Ansiedlungen verfügen bis heute nicht über einen Netzanschluss.

Jahr	Bevölkerung insgesamt [1000 Einwohner]		Bevölkerung mit Strom versorgt [1000 Einwohner]		Anteil der versorgten Bevölkerung [%]	
	landesweit	ländliche Regionen	landesweit	ländliche Regionen	landesweit	ländliche Regionen
2000	4.820	1.743	4.815	1.736	99,9	99,6
2001	4.940	1.737	4.935	1.732	99,9	99,7
2002	5.070	1.854	5.065	1.850	99,9	99,8
2003	5.200	1.908	5.195	1.904	99,9	99,8
2004	5.350	1.970	5.345	1.966	99,9	99,8
2005	5.485	2.019	5.480	2.015	99,9	99,8

Tab. 11: Entwicklung der Elektrifizierung des ländlichen Raums in Jordanien; 2000-2005³³

Programm zur ländlichen Elektrifizierung

Das Rural Electrification Project (REP) ist eine Abteilung des Energieministeriums und besteht seit 1992. Damals hatte die Regierung eine zusätzliche Abgabe von 0,11€-ct (1 Fils) auf jede verbrauchte Kilowattstunde beschlossen. 1997 wurde die Abgabe auf 0,22€-ct (2 Fils) angehoben. Das auf diesem Wege erhobene Geld kommt der ländlichen Elektrifizierung zugute.

Seit 2002 läuft ein Programm, das die Stromversorgung der Bevölkerung in entlegenen Regionen, weitab vom nationalen Elektrizitätsnetz, mit Hilfe von PV-Anlagen fördern soll. Insbesondere einkommensschwachen Bevölkerungskreisen auf dem Land soll dabei Zugang zu Elektrizität ermöglicht werden. Im Rahmen dieses Programms wurden in einem kleinen Dorf neun PV-Anlagen (Solar-Home-Systeme) installiert, die in den betroffenen Haushalten zur Beleuchtung und zum Betrieb von Radios und Fernsehern genutzt werden.

Wechselkurs (August 2007)

1 Jordanischer Dinar (JOD) = 1,03 Euro (EUR)

1 EUR = 0,97 JOD

12.7 Literatur

- Abdulla, F. et al: **Status of Jordan Renewable Energy Sector:**
Problems, Needs and Challenges, Al-Nimr, School of Engineering, Jordan University of Science and Technology, Irbid, Jordan 2004
- Alnaser, W.E. et al:
First solar radiation atlas for the Arab world, Physics Department, University of Bahrain, College of Science, Bahrain, 2003
- Arafeh, M., Aburas, R. & Kharbat, F.:
The National Electric Power Company (NEPCO), The privatization of the electricity supply industry in Jordan, Amman, 1999
- Fayez Shridah, Eng. Khalid, **Director of Renewable Energy Dept. Ministry of Energy and Mineral Resources:**
Policy Instruments for the Renewable Energy in Jordan, The Middle East and North Africa Renewable Energy Conference (MENAREC), Jemen, 2004
- Habali, S. & Ta'ani, M.:
Renewable Energy Systems Application In Jordan, Mechanical Engineering Department, Faculty of Engineering and Technology, The University of Jordan, Amman Jordan, 2005
- **Kommission der europäischen Gemeinschaften:**
Europäische Nachbarschaftspolitik – Länderbericht Jordanien, Brüssel, 2004
- **Ministry of Energy and Mineral Resources:**
Temporary Law No. (64) for the Year 2003
General Electricity Law, Jordan, 2003
- **Ministry of Environment:**
National Capacity Self Assessment for Global Environmental Management (NCSA) – Jordan, Environmental Profile of Jordan 2006, Jordan, 2006
- **Mönnich, K. & Strack, M.:**
Report on the Analysis of the Wind Conditions at the Site Aqaba, Jordan, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH (GTZ), Eschborn, 2001
- **Mönnich, K. & Strack, M.:**
Report on the Analysis of the Wind Conditions at the Site Shawbak, Jordan, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH (GTZ), Eschborn, 2001
- **National Electric Power Company (NEPCO):**
Annual Report 2005, Jordan, 2006
- **Wartmann, S. Ch.:**
Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research (ISI), Preliminary CDM and Baseline-Study for the TERN Wind Energy Project, Jordan – Wind Park Aqaba, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), Eschborn, 2002
- **Wartmann, S. Ch.:**
Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research (ISI), Preliminary CDM and Baseline-Study for the TERN Wind Energy Project, Jordan – Wind Park Shawbak, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), Eschborn, 2002

12.8 Kontakte

Amman Chamber of Commerce

P.O. Box 287
Amman 11118
Tel. +962 (6) 566 61 51-4
Fax +962 (6) 566 61 55
E-Mail: info@ammanchamber.org.jo
www.ammanchamber.org.jo

Electricity Regulation Commission

Postadresse: P.O. Box 1865
Amman 11821
Büroadresse: Amman
Sweifieh – Building of Ministry of Energy and Mineral Resources
5th & 6th Floors
Tel. +962 (6) 580 50 00
Fax +962 (6) 580 50 03
E-Mail: webmaster@erc.gov.jo
www.erc.gov.jo

Ministry of Energy & Mineral Resources

Generalsekretär: Eng. Khaldoun Qutishat
P.O. Box 140027
Amman 11814
Tel. +962 (6) 586 33 26
Fax +962 (6) 586 57 14
E-Mail: memr@memr.gov.jo
www.memr.gov.jo

National Electric Power Co. (NEPCO)

P.O. Box 2310
Amman 11181
Tel. +962 (6) 585 86 15
Fax +962 (6) 581 83 36
E-Mail: info@nepco.com.jo
International Service: Rkanaan@nepco.com.jo
www.nepco.com.jo

Ministry of Planning and International Cooperation

3rd circle, Zahran St. 1st turn on the right
P.O. Box 555
Amman 11118
Tel. +962 (6) 464 44 66
Fax +962 (6) 464 9341/464 22 47
E-Mail: mop@mop.gov.jo
www.mop.gov.jo

Royal Scientific Society

P.O. Box 1438
Al-Jubaiha 11941
Hashemite Kingdom of Jordan
Tel. +962 (6) 534 4701
Fax +962 (6) 534 05 20
E-Mail: rssinfo@rss.gov.jo
www.rss.gov.jo

Natural Resources Authority

P.O. Box 7
Amman 11118
Tel. +962 (6) 585 76 00/585 76 12
Fax +962 (6) 581 18 66

National Energy Research Center

Postadresse: P.O. Box 1945, Al-Jubaiha,
Amman 11941
Büroadresse: Campus of Royal Scientific Society
Ahmed Tarawneh Street
Amman
Tel. +962 (6) 533 80 42
Fax +962 (6) 533 80 43
E-Mail: nerc@nerc.gov.jo
Präsident Malek Kabariti: malek.kabariti@nerc.gov.jo
General Information: info@nerc.gov.jo

Central Electricity Generating Co. (CEGCO)

P.O. Box 2564
Amman 11953
Tel. +962 (6) 534 00 08
Fax +962 (6) 534 08 00
E-Mail: cegco@cegco.com.jo
www.cegco.com.jo

13 Marokko

13.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Ende 2005 waren in Marokko Kraftwerkskapazitäten installiert, die zusammen eine Leistung von 5.252 MW erbringen können. Darunter sind thermische Kraftwerke mit einer Leistung von 3.469 MW (66%). Aus Wasserkraft steht eine installierte Leistung von 1.729 MW (33%) zur Verfügung. Die verbleibenden 54 MW (1%) stammen aus Windkraftanlagen.

Von besonderer Bedeutung für die Stromversorgung ist das Kohlekraftwerk Jorf Lasfar, das sich in Händen eines schweizerisch-amerikanischen Konsortiums befindet und mit 1.356 MW installierter Leistung als größtes privates Kraftwerk Afrikas gilt. Im Jahr 2004 wurden dort 9.936 GWh Strom produziert. Das sind 60% der gesamten marokkanischen Stromproduktion, bei einem ca. 29%igen Anteil der installierten Gesamtleistung. Die in Jorf Lasfar genutzte Kohle wird hauptsächlich aus Südafrika importiert. In Marokko selbst gibt es kaum nennenswerte Kohlevorkommen. Die Erträge der einzigen landeseigenen Kohlenmine in Jerada sind rückläufig.

Im Netz des nationalen Stromversorgers Office National de l'Electricité (ONE) hat sich die installierte Leistung in den letzten Jahren folgendermaßen entwickelt:

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	MW					
Thermisch	3.168	3.168	3.168	3.189	3.096	3.469
Wasserkraft	1.167	1.167	1.167	1.167	1.498	1.729
Wind	54	54	54	54	54	54
Gesamt	4.389	4.389	4.389	4.410	4.648	5.252

Tab. 1: Installierte Leistung nach Energieträgern; ONE und unabhängige Stromproduzenten; Marokko; 2000-2005; MW¹

Zusätzlich zu der im Land installierten Leistung kann bei Bedarf über ein Seekabel nach Spanien auf weitere 700 MW zurückgegriffen werden.

Stromerzeugung

Im Jahr 2004 wurden durch den öffentlichen Versorger ONE und zwei unabhängige Stromproduzenten insgesamt 16.383 GWh Strom produziert. Die thermische Stromerzeugung basiert zu 86% auf der Verbrennung von Importkohle und zu 14% auf Erdöl (Importe aus Saudi Arabien, Iran, Irak und Nigeria). Wasserkraft ist zu 10% und Windkraft zu 1% an der Stromversorgung beteiligt. Zusätzlich zu dem im Land produzierten Strom wurden noch 1.555 GWh aus Spanien bezogen.

	2000	2001	2002	2003	2004
	GWh				
Thermisch	10.771	12.091	13.068	13.657	14.584
Wasserkraft	705	856	842	1.441	1.600
Wind	65	207	194	187	199
Aus Import	2.363	1.564	1.392	1.455	1.555
Gesamt	13.904	14.718	15.496	16.752	17.938

Tab. 2: Brutto-Stromproduktion nach Energieträgern; Marokko; 2002-2004; GWh²

Stromübertragung und -verteilung

Das Übertragungsnetz des staatlichen Stromversorgers ONE bestand 2004 aus 17.532 km Hochspannungsleitungen. Es deckt das gesamte Land ab und ist über regionale Verbindungen mit dem algerischen³ und spanischen Leitungsnetz verknüpft. Die Kapazität des Seekabels zwischen Marokko und Spanien betrug bisher 700 MW. Ein 117 Mio. teures Projekt zur Verdopplung dieser Kapazität auf 1.400 MW steht kurz vor der Vollendung und wird damit zu einer zunehmenden Verknüpfung des europäischen und nordafrikanischen Strommarktes über die beiden Länder Marokko und Spanien hinaus beitragen.

1 Quelle: ONE.

2 Quelle: ONE.

3 Zwei 400-kV-Leitungen, eine dritte ist in Planung.

Das Verteilungsnetz setzte sich aus 40.560 km Mittelspannungs- und 112.017 km Niederspannungsleitungen zusammen. Für die Lieferung des Stroms an die Endverbraucher sind je nach Region entweder ONE direkt, eine von sieben lokalen Kommunalverwaltungen oder eines von vier Privatunternehmen (wie in den Städten Casablanca, Agadir, Tanger und Rabat) zuständig. 2004 wurden 49% des verkauften Stroms durch diese elf lokalen Verteilungsbetriebe an die Endkunden abgegeben.

Seit dem Jahr 2004 läuft ein dreijähriger Aktionsplan, der die Qualität des marokkanischen Stromnetzes verbessern soll. Im ersten Jahr dieses Programms konnte die Ausfallzeit pro Kunde bereits um 22% gesenkt werden. Die Übertragungsverluste lagen in 2004 bei 5,5%. Zusammen mit Verteilungsverlusten ergibt sich für den nationalen Stromversorger ONE ein Gesamtverlust von knapp 11%.

Stromverbrauch

Die durch den staatlichen marokkanischen Stromversorger ONE verkaufte Strommenge lag im Jahr 2005 bei 17.627 GWh, gegenüber 16.288 GWh im Jahr 2004. Aufgrund des Wirtschaftswachstums und steigenden Lebensstandards in Marokko, ist die Stromnachfrage von 1995 bis 2005 mit einer jährlichen Rate von durchschnittlich 6,5% gewachsen. Die marokkanische Regierung geht bis zum Jahr 2015 sogar von einer jährlichen Wachstumsrate von 7,5% aus. Nach Schätzungen des ONE wird der nationale Strombedarf 2015 bei 35-40 TWh liegen.

	2001	2002	2003	2004	2005
	GWh				
Direktverkauf an Haushalte	k.A.	1.630	1.846	2.041	2.316
Dienstleistungen	410	436	821	881	k.A.
Industrie	3.062	3.213	3.578	3.894	
Landwirtschaft	695	676	817	943	
Verwaltung	167	166	504	546	
Verkauf über lokale Stromanbieter	6.908	7.228	7.646	7.984	8.474
Gesamt	13.452	14.085	15.214	16.288	17.627

Tab. 3: Stromverkauf aus ONE-Produktion und Import nach Abnehmern; Marokko; 2001-2005; GWh⁴

Strompreise

Die Strompreise für die Endverbraucher werden, außer für Kunden, die ihren Strom bei den privaten Stromanbietern beziehen, per Dekret vom marokkanischen Premierminister festgelegt. Im Niederspannungsbereich gelten je nach Nutzungsart⁵ und Abnahmemenge unterschiedliche Tarife. Die Arbeitspreise für private Haushalte begannen 2004 etwa bei 0,08€/kWh (0,84 DH/kWh) für die ersten 100 kWh und stiegen dann progressiv mit wachsendem Stromkonsum bis 0,12€/kWh (1,35 DH/kWh) für den Verbrauch jenseits von 500 kWh. Für die ländlichen Regionen sind die Preise nach maximaler Anschlussleistung gestaffelt und liegen etwas höher. Die Stromtarife für private Verbraucher sind seit 1996 nominal konstant geblieben.

Bei der Mittelspannung richten sich die Preise nach der Uhrzeit, zu der der Strom nachgefragt wird. Für Mittelspannungskunden kostet die Kilowattstunde (Arbeitspreis, netto) zwischen 0,04€ (0,42 DH) zu Zeiten niedriger Stromnachfrage (nach 23h) und 0,08€ (0,92 DH) zu Spitzenlastzeiten. Für Landwirte gilt ein eigener vergünstigter Tarif, der zusätzlich von der Jahreszeit abhängig ist.

⁴ Quelle: ONE.

⁵ Haushalte, Gewerbe, Verwaltung, Straßenbeleuchtung, Motorenantrieb.

Im Hochspannungsbereich erlauben drei Tarifoptionen den Kunden, die preisgünstigste Kombination aus Leistungspreis und Arbeitspreis zu wählen. Dabei liegen die Leistungspreise pro kW je nach Dauer der Abnahme zwischen 18,36 € (204 DH) und 102,69 € (1.141 DH). Die Arbeitspreise für Hochspannungskunden sind ebenfalls vom Zeitpunkt der Abnahme abhängig und liegen netto pro kWh zwischen 0,03 € (0,35 DH) und 0,11 € (1,19 DH) zur Spitzenlastzeit.

Zwischen 1997 und 2004 sind die Nettostrompreise im Mittelspannungsbereich um 44 % und für Hochspannungskunden um 36 % gesunken. Die marokkanische Regierung hat diese Preissenkungen durch eine Reform des Steuersystems möglich gemacht, die am 1.1.2004 in Kraft getreten ist. Durch die gesunkenen Stromtarife ist die marokkanische Wirtschaft alleine in 2004 in einem Umfang von 80 Mio. € (890 Mio. DH) entlastet worden.

Der Deckungsgrad der langfristigen gesamtwirtschaftlichen Grenzkosten der Stromversorgung weist in den letzten Jahren eine zurückgehende Tendenz auf und liegt derzeit bei schätzungsweise 80 %. Die Stromtarife sind im regionalen Vergleich hoch.

13.2 Marktakteure

Office National de l'Electricité (ONE)

Das Office National de l'Electricité (ONE) ist als staatlicher marokkanischer Stromversorger das marktbeherrschende Unternehmen im Elektrizitätssektor. Mit seinen 9.000 Mitarbeitern ist es in den Bereichen Stromerzeugung, Übertragung und Verteilung tätig. 2005 erreichte das ONE damit einen Umsatz von 1,08 Mrd. € (12 Mrd. DH). Die Anzahl der Kunden betrug rund 3.000.000, sie wächst bisher jährlich im Schnitt um 10 %.

Auf der Liste der umsatzstärksten Unternehmen Marokkos 2006 belegt das ONE landesweit den vierten Platz. Andere Unternehmen aus dem Energiesektor belegen in dieser Rangliste die Plätze 13 (Lydec), 30 (Redal) und 40 (Amendis). Alle drei sind lokale Versorgungsunternehmen, die in den Großstädten Casablanca, Rabat, Tangier und Tétouan neben der Trinkwasserversorgung auch Strom aus dem Netz des ONE an ihre Endkunden verkaufen.

ONE liefert rund 50 % der in Marokko verbrauchten Elektrizität direkt an Endkunden aus. Die andere Hälfte wird von öffentlichen und privaten lokalen Stromanbietern verkauft, die ihren Strom jedoch wiederum vom ONE beziehen. Dabei ist die Verteilung so, dass ONE eher Kunden in den ländlichen Regionen direkt mit Strom beliefert, während die kommunalen und privaten Distributoren primär in den Städten aktiv sind. Obwohl die Liberalisierung des Strommarktes sowohl auf der Angebotsseite als auch beim Verkauf unabhängige Stromproduzenten und eine Versorgung von Endkunden durch unabhängige Stromanbieter ermöglicht, führt an ONE als "single buyer" und Betreiber des Übertragungsnetzes bisher kein Weg vorbei.

Im Bereich erneuerbarer Energien ist ONE vor allem auf dem Gebiet der Wasserkraft (Eigentümer aller 26 Wasserkraftwerke) und Windkraft tätig. Der Bau neuer Wasserkraftwerke und zweier neuer Windparks ist in Planung.

Außer ONE gibt es in Marokko zwei Privatunternehmen, die als unabhängige Stromproduzenten jeweils ein eigenes Kraftwerk beziehungsweise einen Windpark betreiben:

Jorf Lasfar Electricity Company (JLEC)

Ein Konsortium aus dem schweizerischen Unternehmen ABB und der US-Firma CMS Energy Corporation betreibt das 1,3 GW-Kohlekraftwerk in Jorf Lasfar, einem Industriehafen an der Atlantikküste Marokkos, 15 km südlich von Jadida. Rund 60 % des in Marokko produzierten Stroms kommen aus der Anlage dieses Konsortiums.

Compagnie Eolienne de Détroit (CED)

Die Compagnie Eolienne de Détroit (CED) besitzt und betreibt den Windpark Al Koudia in Tetouan mit einer Leistung von 50 MW. Die Anteile an der CED gehören zu 49 % der Electricité de France (EDF), zu 35,5 % der Paribas Merchant Bank und zu 15,5 % Germa Consulting, dem Initiator des Projekts.

Weitere Akteure

Akteure im Bereich der erneuerbaren Energie

La Compagnie Du Vent

Der französische Windkraftdienstleister war für den Bau des ersten und bisher einzigen größeren netzgebundenen Windparks in Marokko (Al Koudia nahe Tetouan, 50 MW) verantwortlich.⁶ Ein zweites großes Windkraftprojekt mit 10,2 MW für das Zementwerk der Firma "Lafarge Ciments" in Laayoune wird ebenfalls von der "Compagnie Du Vent" durchgeführt. Das Unternehmen, das seit 1991 besteht, hat mit seinen heute 55 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern außer in Marokko bisher hauptsächlich Windkraftprojekte in Frankreich realisiert. Zu den angebotenen Leistungen gehören Windmessungen und Standortstudien, Planung und Entwicklung von Windparks sowie deren Betrieb und Wartung.

L'Association Marocaine des Industries Solaires et Eoliennes (AMISOLE)

Der Verband der Solar- und Windkraftunternehmen bündelt die Interessen von Firmen und Einzelpersonen, die professionell auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien tätig sind. 1987 gegründet, vertritt der Verband heute etwa 40 Firmen mit mehreren Hundert Mitarbeitern. AMISOLE steht als Verband allen Interessierten offen, deren Aktivitäten schwerpunktmäßig auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien in Marokko liegen.

Einzelunternehmen

Die Marktübersicht des Branchenverbandes AMISOLE⁷ führt 26 marokkanische Unternehmen auf, die im Bereich Photovoltaik tätig sind. Im Bereich Solarthermie sind es 14. Außerdem sind dort zwei Windkraftfirmen und ein Planungsbüro aufgelistet. Nach Aussagen von AMISOLE stellen etwa 20 Firmen einfache PV-Anlagen aus importierten Zulieferteilen zusammen. Daneben gibt es mehrere Unternehmen, die Solaranlagen importieren und sie auf dem marokkanischen Markt verkaufen.

Ein etabliertes lokales Solarunternehmen ist Afrisol SA (Mitglied der "bp solar"-Gruppe). Das 1987 gegründete Unternehmen vertreibt Solarsysteme der Marke Solarex (USA). Seit 1998 ist Afrisol als "Master Distributor" von Solarex in der Region Maghreb/Westafrika auch in anderen afrikanischen Ländern tätig. Afrisol liefert seit 2003 im Rahmen des Programms zur ländlichen Elektrifizierung (PERG) Solar-Home-Systems des Typs "SunBox" an zukünftige Solarstromkunden von ONE. Weitere wichtige Solarunternehmen in Marokko sind SunLight Power Maroc (SPM), Noor Web und Total Energie Maroc.

⁶ Die Anlage wurde nach Fertigstellung zum Betrieb an die Compagnie Eolienne de Détroit (CED) übergeben.

⁷ Guide du marché, Stand 12/2006, <http://www.amisole.com/>.

Centre d'Information sur l'Energie Durable et l'Environnement (CIEDE)

Das CIEDE ist ein Projekt des Umweltministeriums. Es arbeitet ergänzend zu den Aktivitäten der Administration auf den Gebieten Energie und Klimawandel. Seine Hauptaufgabe besteht im Erarbeiten, Sammeln und Verbreiten von Informationen über die nachhaltige Nutzung von Energie und über die Auswirkungen, die die Energiegewinnung auf die Umwelt hat. Das Zentrum informiert über die Entwicklung beim Klimaschutz und bei der nachhaltigen Entwicklung. Außerdem soll es über neue Kooperations- und Finanzierungsmöglichkeiten für Akteure auf den Gebieten Umwelt, Energie und Entwicklung informieren und den Technologietransfer fördern.

Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER)

Dem Ministerium für Energie und Bergbau untergeordnet ist das 1982 gegründete Zentrum für die Entwicklung erneuerbarer Energien (Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER). Die Aktivitäten von CDER umfassen die Durchführung von Studien, Verbreitung von Wissen, die Qualitätskontrolle von Anlagen (vor allem von PV-Systemen) und die Ausbildung von Spezialisten im Bereich der erneuerbaren Energien.

Maisons de l'Energie et de l'Environnement

Die marokkanische Regierung fördert in Zusammenarbeit mit dem ONE die Einrichtung von so genannten "Maisons de l'Energie et de l'Environnement". Diese "Maisons" (franz. für Haus) sind Kleinunternehmen in ländlichen Gebieten, welche die lokalen Haushalte bei der Planung ihrer Energieversorgung unterstützen. Die Einrichtung dieser Beratungsstellen wird vom CDER zusammen mit dem Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP) technisch und finanziell unterstützt. Bis jetzt sind nahezu 100 solcher Unternehmen gegründet worden.

13.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Öffnung des Strommarktes

Seit 1963 ist das ONE als Unternehmen öffentlichen Rechts, das dem Ministerium für Energie und Bergbau untersteht, für die Produktion und den Transport von Strom in Marokko verantwortlich und fungiert als "single buyer". Seit 1994 können Kraftwerke über 10 MW auch durch Privatunternehmen gebaut und betrieben werden, unter der Bedingung, dass das Projekt öffentlich ausgeschrieben und die gesamte Stromproduktion an ONE verkauft wird. Diese Öffnung des Strommarktes wird im Gesetz 2-94-503 vom 23. September 1994 geregelt.

Geplante Liberalisierung

Marokko will den Stromkunden im Land möglichst bald Elektrizität zu international konkurrenzfähigen Preisen anbieten. Als Maßstab gelten die Preise der europäischen Stromversorger und besonders der spanische Markt. In einer Grundsatzentscheidung hat die Leitung des ONE 2001 beschlossen, dass dieses Ziel durch eine schrittweise weitere Öffnung des marokkanischen Elektrizitätsmarktes erreicht werden soll.

Angestrebt wird eine Zweiteilung des marokkanischen Strommarktes in ein offenes und ein reguliertes Marktsegment. Auf dem offenen Markt werden unabhängige Stromproduzenten Elektrizität produzieren und direkt an "berechtigte Endkunden" verkaufen können. Berechtigt sind vorerst jene Kunden, für die Strom eine besondere wirtschaftliche Bedeutung hat und die von flexibleren wettbewerbsorientierten Strompreisen profitieren können. Die Konditionen können dann direkt zwischen Produzent und Abnehmer ausgehandelt werden. So genannte "berechtigte Endkunden" könnten also auf dem offenen Markt ihre Stromlieferanten frei wählen. Für diesen offenen Markt ist die Einrichtung einer Energiebörse geplant, an der Strom nach den Regeln von Angebot und Nachfrage gehandelt werden soll.

Berechtigte Unternehmen sollen ihren Strom auch von reinen Zwischenhändlern oder von internationalen Anbietern aus dem Ausland beziehen können, sofern das im Rahmen der Kopplung an die Nachbarnetze möglich ist. Die Quote der "berechtigten Endkunden" mit Zugang zu dem offenen Marktsegment soll schrittweise angehoben werden.

Wer nicht zum Kreis der Berechtigten gehört, bezieht seinen Strom zu staatlich festgelegten Preisen weiterhin aus dem regulierten Markt. Langfristig soll dieser die Stromversorgung der privaten Haushalte mit Niederspannung zu Preisen sichern, die durch den Staat vorgegeben werden. Der Zugang möglichst aller Menschen in Marokko zu bezahlbarem Strom ist ein gemeinsames gesellschaftliches Anliegen, für das der marokkanische Staat auch weiterhin die Verantwortung übernehmen will.

Die Liberalisierung des marokkanischen Strommarktes ist keine radikale Umwälzung bestehender Strukturen, sondern bewegt sich entlang langfristiger strategischer Ziele⁸ und trägt nach Einschätzung der Verantwortlichen dazu bei, diese schneller zu erreichen.

Im April 2006 hat die marokkanische Regierung einen Kreditantrag⁹ über 100 Mio. US\$ bei der Weltbank/International Bank for Reconstruction and Development (IBRD) zur Unterstützung bei der Reform des gesamten Energiesektors – inkl. der Liberalisierung des Stromsektors – gestellt.

13.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Aktionsplan für erneuerbare Energien

Das Ministerium für Energie und Bergbau (Ministère de l'Énergie et des Mines) hat seine Anstrengungen auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien in einem Aktionsplan für die Zeit bis 2015 zusammengefasst. Dessen vier Hauptziele sind: Versorgungssicherheit, verbesserter Zugang der Bevölkerung zu Energie, Stärkung der Konkurrenzfähigkeit des Produktionssektors und Schutz der Umwelt.

Als Ziel des Aktionsplans sollen bis 2015 Windparks mit einer Gesamtleistung von 600 MW am Netz sein. Es sollen 400.000 m² Solarkollektoren für die Erzeugung von Warmwasser installiert werden und 150.000 Haushalte auf dem Land dezentral mit erneuerbarer Energie versorgt sein. Insgesamt soll durch das Aktionsprogramm der energetische Gegenwert von rund 500.000 t Öl (5,8 TWh) eingespart werden.

Das Programm zur ländlichen Elektrifizierung ist ebenso Teil dieses Aktionsplans wie die Bemühungen um den Einsatz energieeffizienterer Technik in Haushalten, öffentlichen Gebäuden und in der Industrie. Ein weiterer Baustein ist die Schaffung von so genannten "Energie-Häusern", lokalen Beratungszentren, die den Bürgern vor Ort Informationen und Angebote zum Energiesparen unterbreiten.

Durchleitung für Strom aus erneuerbaren Energien

Seit September 2006 können Unternehmen, die als Selbstversorger Strom aus erneuerbaren Energien produzieren, diesen durch das landesweite Hochspannungsnetz der ONE von den Kraftwerksstandorten zu ihren eigenen Produktionsstätten weiterleiten. Der Netzbetreiber berechnet dafür bis 2011 eine Durchleitungsgebühr von 0,5 €-ct/kWh (6 cDH/kWh). Nach 2011 steigt die Gebühr auf 0,7 €-ct/kWh (8 cDH/kWh). Überschüssiger Strom, den die Selbstversorger nicht verbrauchen, kann an das öffentliche Netz abgegeben werden und wird zu einem Preis vergütet, der 20 % über den üblichen Ankaufspreisen liegt.

⁸ Senkung der Stromkosten für die Endkunden, Elektrifizierung des gesamten Landes bis 2008, Öffnung des Marktes für internationale Investoren, Diversifikation der Energiequellen.

⁹ Project ID P099618.

Als erstes marokkanisches Unternehmen hat im November 2006 der Konzern "Ciments du Maroc" mit dem ONE eine Vereinbarung auf Basis dieser Regelung getroffen. "Ciments du Maroc" will zukünftig Strom, der in dem geplanten firmeneigenen Windpark (10 MW) in Tetouan produziert und nicht in der benachbarten Zementfabrik verbraucht wird, durch das Netz des ONE zu anderen Produktionsstandorten im Land leiten.

Weitere fiskalische Anreize

Auslandsinvestitionen in den Umweltsektor unterliegen in Marokko grundsätzlich keiner Beschränkung. Für die Einfuhr bestimmter Komponenten zur Nutzung erneuerbarer Energien sind die Einfuhrzölle erheblich reduziert (auf 2,5 % statt 10 %). Dies gilt jedoch nur, wenn die eingeführten Güter nicht auch im Land selbst hergestellt werden.

Internationale Fördermaßnahmen

Marokko ist ein Schwerpunktpartnerland der deutschen Entwicklungszusammenarbeit. Seit 1961 sind insgesamt 1,2 Mrd. € deutsche Fördermittel nach Marokko geflossen. In den 1970er- und 1980er-Jahren konzentrierte sich die finanzielle Zusammenarbeit der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) auf dem Energiesektor zunächst auf die Erschließung der Wasserkraftpotenziale. Heute werden darüber hinaus die Bereiche Windkraft und Photovoltaik gefördert. Das KfW-Projekt "Windpark Tanger" war das erste geberfinanzierte Windenergievorhaben in Marokko. Es hat den Weg für weitere Windkraftprojekte geebnet. Vorbereitende Windmessungen dafür wurden 1992-1994 im Rahmen des Special Energy Programme der GTZ im Norden Marokkos durchgeführt. Bei der Förderung von PV-Projekten zur ländlichen Elektrifizierung durch die KfW wurden schon früh private Unternehmen zur Wartung der Anlagen eingebunden.

Im Rahmen einer Reise der deutschen Entwicklungsministerin nach Marokko wurde im September 2006 in Rabat die Förderung eines 33-MW-Wasserkraftwerks in Tilougguit (Hoher Atlas) in Höhe von 35 Mio. € zugesagt.

Auch andere internationale Förderorganisationen sind in Marokko tätig. So fördert die Weltbank die Modernisierung des Energiesektors mit einem Kredit über 100 Mio US\$. Die Deutsche Gesellschaft für technische Zusammenarbeit (GTZ) berät seit Januar 2007 das CDER und das Energieministerium in Marokko bei der Entwicklung eines Gesetzes für erneuerbare Energien. Die Beratung der GTZ ist auch das Ergebnis erfolgreicher Geberkoordination und als Teil des „Development Policy Loan“ der Weltbank zu sehen. Die Beratung geht vom Entwurf eines Gesetzes aus, das von der Weltbank im Oktober 2006 vorgestellt wurde und in dessen Rahmen der Bereich Wind besonders behandelt wird; die anderen Bereiche wie Solarthermie, Biogas etc. werden durch die GTZ-Beratung abgedeckt. Die Ergebnisse der Studie sollten bis Mai 2007 vorliegen. Ab 2008 soll darüber hinaus die GTZ die neu zu schaffende Organisation zur Förderung erneuerbarer Energien in Marokko durch ein dreijähriges „capacity development“-Vorhaben beraten und dessen Aufbau begleiten. Außerdem ist die Weltbank zusammen mit der African Development Bank an der Finanzierung eines solarthermischen Kombikraftwerks beteiligt.

Clean Development Mechanism

Nachdem Marokko 2002 das Kyoto-Protokoll ratifiziert hat, ist es dem Land rasch gelungen, gut funktionierende administrative Rahmenbedingungen zur Durchführung von CDM-Projekten zu schaffen. Im Rahmen eines international geförderten Projekts¹⁰, das 2005 abgeschlossen werden konnte, wurde eine nationale CDM-Strategie entwickelt. Die marokkanische "Designated National Authority" (DNA) wurde bereits im September 2002 gegründet und ist beim Ministerium für Raumordnung, Wasser und Umwelt (Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Eau et de l'Environnement – MATEE) angesiedelt. Außerdem gibt es laut DNA im Land elf weitere Beratungsunternehmen oder freie Consultants, die auf die Begleitung von CDM-Projekten und die Erstellung der Dokumentationen spezialisiert sind. Die marokkanische DNA konnte im April 2006 40 Projekte in ihrem Portfolio vorweisen, die zusammen eine Einsparsumme von jährlich 5 Mio. t CO₂ ermöglichen würden.

Damit ist das CDM-Potenzial des Landes aber bei weitem nicht ausgeschöpft. Das Land verfügt auf der Angebotsseite weiterhin über einen großen Vorrat an ungenutzten erneuerbaren Energiequellen.¹¹

Bis Dezember 2006 sind drei marokkanische CDM-Projekte beim CDM-Executive Board (EB) registriert worden: zwei Windparks und ein Vorhaben zur Elektrifizierung des ländlichen Raumes.

Zwei weitere Regenerativenergieprojekte wurden bisher von der zuständigen marokkanischen Behörde (DNA) auf Basis des Project Design Documents (PDD) zugelassen. Bis Ende 2006 wurden sie jedoch nicht beim UNFCCC zur Registrierung vorgelegt. Es handelt sich dabei um ein Windkraftwerk (10 MW) in Tan Tan zum Betrieb einer Meerwasserentsalzungsanlage des "Office National d'Eau Potable" (ONEP) sowie eine Deponiegasanlage der Stadt.

Registriert	Projekt	Inbetriebnahme	Baukosten	DOE ¹²	jährliche Einsparung
23.09.2005	10,2-MW-Windfarm in Tétouan zur Energieversorgung eines Zementwerkes des französischen Konzerns Lafarge	2005	rd. 10 Mio. US\$	DNV	28.600 t CO ₂ e
29.10.2005	60-MW-Windkraftwerks in Essaouira des staatlichen Stromverorgers ONE	2008 (geplant)	rd. 90 Mio. US\$	DNV	150.000 t CO ₂ e
28.04.2006	Programm des ONE zur ländlichen Elektrifizierung mit netzunabhängigen Photovoltaikanlagen (rd. 105.000 Solar Home Systems)	2004 (erster von vier Teilen)	rd. 208 Mio. Euro	TÜV Süd	39.000 t CO ₂ e

Tab. 4: Registrierte marokkanische CDM-Projekte; 2004-2006¹³

Auf der Webseite der marokkanischen DNA¹⁴ sind darüber hinaus 16 weitere Projekte aufgelistet, die dort erfolgreich eine Projektskizze (PIN) vorgelegt haben und von den Investoren weiter vorangetrieben werden. Darunter befinden sich mehrere Windparks, zwei Wasserkraftwerke, ein Biodieselpjekt, mehrere Biogasanlagen im Bereich der Abfallwirtschaft und ein Projekt zur Effizienzverbesserung bei der öffentlichen Beleuchtung.

11 Vgl. Abschnitt: Status der erneuerbaren Energieträger.

12 Die Designated Operational Entity (DOE) ist das für das Projekt zuständige unabhängige Prüf- und Zertifizierungsunternehmen.

13 Quelle: UNFCCC, Stand: 12/2006.

14 Siehe: www.mdpmaroc.com, Stand: 12/2006.

13.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Die größten Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energieträger liegen in Marokko in den Bereichen Wind- und Wasserkraft sowie Solarenergie. Während Wasserkraft bereits einen Anteil von 10 % an der nationalen Stromerzeugung hat und erste Windparks gebaut sind, befindet sich die Nutzung von Solarenergie noch in den Anfängen.

Wasserkraft

Das zur Stromproduktion technisch nutzbare Wasserkraftpotenzial Marokkos wird auf 2.500 MW bei einer jährlichen Stromproduktion von 4.600 GWh geschätzt, wovon bisher nur ca. 40 % erschlossen sind. Bis 2015 soll dieser Erschließungsgrad auf 68 % erhöht werden. Aufgrund von starken Variationen in der Niederschlagsmenge schwankt der Beitrag von Wasserkraft an der jährlichen nationalen Stromproduktion zwischen 5 und 10 %.

Der staatliche Stromversorger ONE betrieb Ende 2005 insgesamt 26 Wasserkraftwerke, die zusammen eine installierte Leistung von 1.265 MW aufweisen. Dazu kommt noch das Pumpspeicherkraftwerk von Afourer, das zu Spitzenlastzeiten zusätzlich 470 MW an das Netz abgeben kann. Mit Hilfe eines zinsverbilligten KfW-Darlehens über 27 Mio. € soll die veraltete Steuertechnik von mindestens zehn älteren Wasserkraftwerken erneuert werden. Dies soll eine zentralisierte Fernsteuerung der Anlagen ermöglichen.

Das ONE baut seinen Kraftwerkspark an Wasserkraftanlagen stetig aus. Für 2007 ist die Inbetriebnahme von zwei neuen Kraftwerken in der Region Khénifra geplant. Die Anlage in Tanafnit am Fluss Oum-Er-Rbia wird mit 2 x 9 MW Generatorleistung ausgestattet sein. Das Kraftwerk El Borj liegt direkt unterhalb am selben Gewässer und wird eine installierte Leistung von 2 x 13 MW aufweisen. Der gesamte Kraftwerkskomplex mit seinen insgesamt 44 MW soll eine jährliche Strommenge von 212 GWh produzieren. Die Kosten von 8,5 Mio. € (95 Mio. DH) werden gemeinsam vom ONE und der deutschen KfW finanziert.

Ein weiteres Vorhaben in Planung ist ein Laufwasserkraftwerk in Tilougguit am Oberlauf des Flusses Assif Ahancal mit einer Ausbauleistung von 33 MW mit Tagesspeicher. Die KfW fördert dieses Vorhaben mit 35 Mio. €. Die ausschreibungsreife Planung sowie die Ausschreibungsunterlagen wurden durch das französische Ingenieurbüro Coyne und Bellier erarbeitet. Außerdem liegt eine Machbarkeitsstudie vor, die erste Untersuchungen zu den erwarteten Umweltwirkungen des Projekts enthält. Da die Bauzeit etwa drei Jahre beträgt, wird die Inbetriebnahme der Anlage frühestens 2009 erfolgen können.

Kleinwasserkraft

Auch im Bereich der Kleinwasserkraft (bis 300 kW) verfügt Marokko über ein hohes Potenzial. Im Rahmen des Programms zur Nutzung von Kleinwasserkraftanlagen zur ländlichen Elektrifizierung wurde durch das ONE 2004 die Erzeugungsanlage "Oum Er Rbia" mit einer Leistung von 220 kW in Betrieb genommen. Jährlich soll es 2.000 MWh Strom produzieren und damit ein Inselnetz mit 18 Dörfern (556 Haushalte) versorgen. Zuvor wurde bereits 2002 eine Kleinwasseranlage in Askaw mit 200 kW Leistung in Betrieb genommen. Die Investitionskosten werden bei diesem Programm sowohl von den elektrifizierten Haushalten als auch von den lokalen Kommunen sowie dem ONE getragen. Weitere derartige Anlagen sind geplant, die Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Standorten wird momentan durch ONE und CDER evaluiert.

Pumpspeicherkraftwerk

In der Nähe von Beni Mellal/Afourer ist seit Ende 2004 ein 470-MW-Pumpspeicherkraftwerk zur Spitzenlastabdeckung in Betrieb. Das Projekt wurde von der Europäischen Investitionsbank (EIB) und dem Arabischen Fonds für Wirtschaftliche und Soziale Entwicklung (FADES) finanziell unterstützt. Das Kraftwerk wurde von Alstom (Frankreich/Marokko) und SGTM (Marokko) gebaut.

Windenergie

Marokko verfügt über gute bis sehr gute Windbedingungen mit mittleren Windgeschwindigkeiten von stellenweise mehr als 11 m/s und hat somit ein erhebliches nutzbares Windpotenzial. Das Gesamtpotenzial für Windkraft wird vom CDER auf 6.000 MW geschätzt. Die marokkanische Regierung plant, bis zum Jahr 2010 den Anteil von Windkraft an der Stromproduktion auf 4 % zu steigern.

Potenzial der Windkraft

Zwischen 1991 und 1994 wurde durch CDER im Rahmen eines Windenergie-Evaluierungsprogramms mit finanzieller Unterstützung der GTZ das Windpotenzial an der Atlantikküste und im Nordosten messtechnisch erfasst.¹⁵ In einer zweiten Phase – von 1997 bis 2000 – wurden die Potenziale von ausgewählten Standorten an der Atlantikküste untersucht. In einer dritten Phase – von 2001 bis 2010 – werden die Gebirgsregionen Atlas und Rif evaluiert.

Die bisherigen Messungen haben bestätigt, dass Marokko mehrere Gebiete mit einem ausgezeichneten Potenzial für die Nutzung der Windkraft vorweisen kann, vor allem die Regionen Tanger, Ksar Sghir und Tétouan (mit mittleren jährlichen Windgeschwindigkeiten von 8 bis 11 m/s in 10 m Höhe) sowie die Regionen Dakhla, Laâyoune, Tarfaya und Essaouira (mit Windgeschwindigkeiten zwischen 7 und 8,5 m/s in 10 m Höhe). Im Rahmen des Projekts "Saharawind", welches sich mit der Erschließung des Windpotenzials in Nordwest-Afrika für die Energieversorgung Europas beschäftigt, wurden Windmessungen vorgenommen sowie die Möglichkeiten einer Hochspannungs-Stromleitung zwischen Marokko und Westeuropa untersucht.¹⁶

Die im Mai 2004 veröffentlichte InWEnt-Studie¹⁷ "Wind Regimes of Africa" enthält ein ausführliches Kapitel zu den Windkonditionen in Marokko.

Windparks

Windpark	Kapazität [MW]	Inbetriebnahme	durchschn. Jahresproduktion [GWh]	Finanzierung	Betreiber
Al Koudia	3,5	03/2001	k.A.	KfW	ONE
Al Koudia	50	08/2000	226	European Investment Bank	CED
Tétouan	10,2	09/2005	38	Lafarge Ciments	Lafarge Ciments ¹⁸
Tanger	140	Ende 2008	510	European Investment Bank und KfW	ONE
Essaouira	60	2008	210	KfW	ONE

Tab. 5: Gebaute und geplante Windparks; Marokko

Ende 2000 wurde ein 3,5-MW-Windpark am Standort Al Koudia Al Baïda (Tlat Taghramt in der Provinz Tétouan, 40 km östlich von Tanger) errichtet, dessen Kosten rund 6 Mio.€ betragen. Die KfW hat für dieses Vorhaben mit deutscher Anlagentechnik (Enercon) einen niedrig verzinsten Kredit über 4,35 Mio.€ zur Verfügung gestellt. Der Windpark wird vom ONE betrieben.

Ein weiterer Windpark von 50 MW am gleichen Standort, für den die Europäische Investitionsbank einen Kredit in Höhe von 24,4 Mio.€ bereitgestellt hat, ist im August 2000 ans Netz gegangen. Der Erzeugungspreis ist mit 3,7-5,5 €/ct/kWh (0,4-0,6 DH/kWh) kalkuliert worden. 84 Windgeneratoren der Firma Vestas mit jeweils 600 kW installierter Leistung wurden für die "Compagnie Eolienne de Détroit" (CED) für etwa 45,7 Mio.€ errichtet. Das Vorhaben ist ein rein privates Projekt auf der Basis eines BOT-Vertrages mit ONE, an das der Windpark nach 20 Jahren vollständig übergeben wird.

15 Erste Ergebnisse wurden im März 1995 vom CDER im Bericht "Le Gisement Eolien du Maroc" veröffentlicht.

16 Für weitere Informationen siehe www.saharawind.com.

17 Benjamin Jargstorf, Wind Regimes of Africa – Comparative Evaluation of Wind Data from Selected Countries, 05/2004, Factor 4 Energy Projects GmbH.

18 Nur Produktion für den Eigenbedarf des Konzerns.

Ausbaupläne

Weitere Windparks mit insgesamt 200 MW sollen die Potenziale der Region von Tanger im Norden Marokkos und einer Region an der Atlantikküste, in der Nähe der Stadt Essaouira, nutzen.

Der geplante Tanger-Windpark besteht aus den Standorten Sendouk (65 MW) und Dhar Saadane (75 MW). Nach einer ergebnislosen internationalen Ausschreibung hat sich ONE im Februar 2003 dazu entschlossen, den Windpark Tanger in Eigenregie zu bauen. Finanziert wird dieses Projekt aus Krediten der European Investment Bank (80 Mio. €) und der KfW (50 Mio. €).

Ein zweiter Windpark über 60 MW soll an der Atlantikküste Marokkos, 15 km südlich der Stadt Essaouira, entstehen. Das 83 Mio. € teure Projekt wird unter anderem durch einen Kredit der KfW in Höhe von 50 Mio. € unterstützt. Der Windpark wird voraussichtlich 210 GWh Strom pro Jahr produzieren und soll ebenfalls von ONE betrieben werden.

Für einen Windpark mit 60 MW bei der Stadt Taza, die etwa 100 km östlich von Fez liegt, hat das ONE bereits Windmessungen und eine Studie über mögliche Umweltauswirkungen durchgeführt. Die Pläne für den Bau eines weiteren 60-MW-Windparks im Süden (in der Nähe der Stadt Tarfaya) werden momentan von ONE nicht weiter verfolgt.

Dezentrale Nutzung der Windkraft

Windkraft wird ebenfalls in geringerem Umfang zur ländlichen dezentralen Elektrifizierung eingesetzt. So wurden beispielsweise in der Provinz Essaouira zwei Windkraftanlagen mit 25 kW und eine weitere mit 15 kW Leistung installiert, die zusammen 123 Haushalte mit Strom versorgen. Nach Angaben des CDER gibt es momentan nahezu 300 netzunabhängige Windkraftanlagen sowie ca. 5.000 windkraftbetriebene Pumpen in Marokko.

Auch Industrieunternehmen beginnen mit der dezentralen Nutzung der Windenergie. Eine Krabbenfabrik in Tanger nutzt beispielsweise zwei gebrauchte 80 kW-Turbinen zur Deckung eines Teils des eigenen Strombedarfs. Die generalüberholten Anlagen wurden im Juni 2005 durch ein niederländisches Unternehmen geliefert und montiert. Dank einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit vor Ort von 6,5 m/s werden die beiden Anlagen voraussichtlich 386.000 kWh Strom pro Jahr liefern. Überschüssig produzierte Energie wird in das öffentliche Netz abgegeben.

Biomasse

Fast ein Drittel des gesamten Energiebedarfs von Marokko wird durch Biomasse gedeckt. Das meiste davon entfällt auf die traditionelle Nutzung von Biomasse in Form von Brennholz oder Holzkohle für Heiz- und Kochzwecke. Marokko verfügt über Waldgebiete von ca. 5 Mio. Hektar Fläche. Der hohe Verbrauch an Holz für energetische Zwecke (ca. 11 Mio. t pro Jahr) kann allerdings nicht nachhaltig gedeckt werden und trägt mit dazu bei, dass über 30.000 Hektar Wald pro Jahr verloren gehen. Die marokkanische Regierung fördert deshalb die Einführung effizienter Technologien zur Nutzung von Brennholz sowie die Substitution durch andere Energieträger.

Biogasnutzung

Täglich fallen in Marokko rund 8.000 t an Haushaltsabfällen und ca. 1,1 Mio. m³ Abwasser an, die für die Erzeugung von Deponie- bzw. Klärgas verwendet werden könnten. Außerdem nutzbar wären tierische und pflanzliche Abfälle aus der Landwirtschaft. Mit Unterstützung der GTZ wurden in der Vergangenheit angepasste Biogasanlagen entwickelt, das Potenzial der geplanten Großkläranlage der Stadt Agadir wird mit Hilfe der GTZ (Messprogramm) von der RAMSA durchgeführt. Die EIB hat die Finanzierung der Machbarkeitsstudie für eine Biogasanlage in Aussicht gestellt. Der Branchenverband AMISOLE schätzt die Anzahl der momentan in Marokko installierten Biogasanlagen auf etwa 20 Kleinanlagen. In Rabat und Fez ist außerdem die Produktion von Biogas aus Haushaltsabfällen geplant.

Solarenergie

Trotz hervorragender solarer Einstrahlungsbedingungen – die tägliche Sonneneinstrahlung liegt bei durchschnittlich 5 kWh/m^2 und es gibt mehr als 300 Sonnentage im Jahr – steht die Nutzung von Solarenergie zur netzgebundenen Stromerzeugung in Marokko noch am Anfang ihrer Entwicklung. Als Pilot- und Modellprojekt befindet sich lediglich eine 1 kW_p -PV-Anlage am Netz.

PERG Solaire

Gute Fortschritte macht die Elektrifizierungskampagne mit Solar-Home-Systemen (SHS), die Teil des marokkanischen Programms zur ländlichen Elektrifizierung (PERG) ist. Die erste Phase des Programms, bei der 16.000 Haushalte mit SHS ausgestattet wurden, konnte 2005 abgeschlossen werden. In der zweiten Phase, die bis 2008 läuft, sollen weitere 37.000 Haushalte mit einer eigenen PV-Anlagen ausgerüstet werden. Den Zuschlag für die zweite Tranche dieses Programms erhielt erneut die Firma Temasol, ein gemeinsames Unternehmen von Total Energie und Electricité de France (EDF).

Photovoltaic Market Transformation Initiative (PVMTI)

Ein wichtiges Programm im Bereich der Solarenergie ist die "Photovoltaic Market Transformation Initiative" (PVMTI), ein 1998 von der GEF und der International Finance Corporation (IFC) aufgelegtes Vorhaben zur Entwicklung der nationalen Märkte für PV-Systeme in Indien, Kenia und Marokko.¹⁹ Das Programm sieht für Marokko ein Investitionsvolumen von 5 Mio. US\$ vor. Ein Teil dieser Mittel wurde bereits an zwei Unternehmen vergeben: Das erste Unternehmen ist das marokkanische Finanzunternehmen Salafin SA, dem im Juni 2002 insgesamt 1 Mio. US\$ für ein Kreditprogramm zur Förderung von Solaranlagen zur Verfügung gestellt wurde. Die Solaranlagen werden von Afrisol SA geliefert, installiert und gewartet. Das zweite Vorhaben ist ein Mikrofinanzprojekt der Association Al Amana, für das die IFC 0,72 Mio. US\$ in Form von Garantien und Darlehen zur Verfügung stellt.

Im Rahmen dieses Projekts sollen Kleinkredite für den Kauf von Solaranlagen in der Region Taroudant angeboten werden. Die Lieferung der Solaranlagen übernimmt das marokkanische PV-Unternehmen Noor Web.

Solarthermie

Das Promasol-Programm zur Förderung von Thermo-solaranlagen zur Wassererwärmung hat dazu beigetragen, dass die Zahl der installierten Anlagen von 21.700 in 1997 bis 2004 auf 111.300 angestiegen ist. Eine Initiative des italienischen Umweltministeriums (MEDREP) fördert die Entwicklung eines marokkanischen Marktes für solare Warmwasserbereiter.

Solarthermisches Kraftwerk

Gefördert durch einen GEF-Zuschuss über 43 Mio. € und einen Kredit der "African Development Bank" über 136 Mio. € soll im Osten Marokkos bei Ain Beni Mathar, ca. 90 km südlich der Stadt Oujda, ein Kraftwerk errichtet werden, das eine konventionelle GuD-Turbine mit einem thermischen Parabolrinnen-Solkraftwerk verbindet. Über 200.000 m^2 Spiegelfläche sollen das Sonnenlicht einfangen und thermisch nutzbar machen. Die Gesamtleistung ist auf 240 MW ausgelegt, davon sollen etwa 30 MW aus Solarenergie erzeugt werden. Jährlich wird das Kraftwerk 1.590 GWh Strom erzeugen, 55 GWh werden rechnerisch dem Solarkraftwerk zuzuordnen sein. Der Solaranteil an der Gesamtproduktion wird damit knapp 3,5 % betragen.

Der Brennstoff für die Gasturbine soll aus der von Algerien nach Europa führenden Pipeline bezogen werden. Eine 1998 abgeschlossene und von der Europäischen Investitionsbank (EIB) finanzierte Machbarkeitsstudie bezifferte die Kosten auf 213 Mio. €. Die Differenz zwischen der zugesagten Kreditsumme und den Gesamtkosten wird ONE übernehmen, die das Kraftwerk dann auch betreiben wird. 2004 wurde laut ONE mit der Ausschreibung für das Projekt begonnen, die Fertigstellung des Kraftwerks ist für 2009 geplant.

Geothermie

Das geothermische Potenzial Marokkos ist kaum erforscht. Marokkos geothermische Ressourcen konzentrieren sich auf den Nordosten des Landes und Teile der Sahara. Die Vorkommen sind relativ gering, könnten aber nach Angaben der International Geothermal Association (IGA) zu Heizzwecken genutzt werden.

Meerwasserentsalzung mit erneuerbaren Energien

Die marokkanische Wasserbehörde "Office National d'Eau Potable" (ONEP) plant zur Versorgung der Stadt Tan Tan, die im Süden des Landes an der Atlantikküste liegt, eine Meerwasser-Entsalzungsanlage, die durch einen 10-MW-Windpark mit Strom versorgt werden soll. Das Projekt soll nach seiner Fertigstellung 2007 zunächst 6.000 m³ entsalztes Wasser pro Tag liefern und bis 2015 stufenweise eine Kapazität von 11.000 m³ erreichen. Im April 2006 war das Bieterverfahren für die Anlage in Vorbereitung. Für Betrieb und Wartung wird ein eigenständiges Unternehmen verantwortlich sein, das vom ONEP Abnahmegarantien für das produzierte Wasser erhält. Das Projekt soll für den "Clean Development Mechanism" (CDM) angemeldet werden. Die marokkanische DNA hat ihre Zustimmung dafür bereits erteilt, beim UNFCCC wurde aber bisher noch keine Registrierung beantragt.

13.6 Ländliche Elektrifizierung

Elektrifizierungsgrad

Marokko hat in den letzten Jahren große Fortschritte bei der Anbindung seiner Bevölkerung an das Stromnetz gemacht. 1995 hat ONE im marokkanischen Regierungsrat ein nationales Elektrifizierungsprogramm "Programme pour l'Electrification Rurale Global" (PERG) vorgestellt und dieses 1996 gestartet. Der Elektrifizierungsgrad der ländlichen Gebiete, der vor dem Start des Programms 1995 noch bei 18 % lag, stieg bis Ende 2005 auf 82 %. Auch weit vom Stromnetz entfernte Siedlungen erhalten mit Hilfe von erneuerbaren Energien zumindest eine dezentrale Basisversorgung mit Strom.

Im Rahmen des PERG-Programms sind bis Ende 2005 nach Angaben des ONE bereits 21.689 Dörfer beziehungsweise 1.392.954 Haushalte mit Elektrizität versorgt worden. Die marokkanische Regierung strebt die vollständige Elektrifizierung des Landes bis 2007 an.

Programm zur ländlichen Elektrifizierung

Zuständig für die ländliche Elektrifizierung ist das ONE in Zusammenarbeit mit den zuständigen Gemeindeverwaltungen. Internationale Geldgeber, das ONE und die Nutzer finanzieren die Elektrifizierungsmaßnahmen gemeinsam.

Die Rolle des Privatsektors bei der ländlichen dezentralen Elektrifizierung ist in den letzten Jahren weiter gewachsen. Privatunternehmen übernehmen die Beschaffung, Montage und Wartung der Solaranlagen. Dafür ziehen sie nach Inbetriebnahme regelmäßige Gebühren von den Nutzern ein. Das ONE unterstützt die zukünftigen Stromkunden lediglich bei der Finanzierung der Anlage. Im Rahmen seines neuen "Fee for Service"-Ansatzes hat ONE die technische Seite der ländlichen Elektrifizierung komplett an Privatunternehmen abgegeben.

Solar-Home-Systeme und "Fee for Service"-Verträge

Finanziell beteiligt sich ONE mit einer Subvention von 389 bis 1.598€ (4.320 bis 17.760 DH) für jedes installierte Solar-Home-System. Voraussetzung ist ein Vertrag zwischen ONE und dem jeweiligen ausführenden Solarunternehmen. Dabei werden SHS mit Leistungen von 50, 75, 100 und 200 Watt gefördert. Der Haushalt, in dem das SHS installiert wird, zahlt dann in Raten über einen Zeitraum von 10 Jahren den Restbetrag an das durchführende Unternehmen. Während dieser 10 Jahre bleibt ONE Eigentümer des SHS, erst danach geht es in den Besitz des Haushaltes über. Das Solarunternehmen ist für die Installation des SHS und für dessen Wartung zuständig.

Ein Teilprojekt der Kampagne zur ländlichen Elektrifizierung, das nach diesem Prinzip funktioniert, ist das TEMASOL-Programm, das in 24 marokkanischen Provinzen 370.000 Menschen in 53.000 Haushalte mit Strom aus PV-Systemen versorgen soll. Dahinter steht eine Kooperation des ONE mit zwei Konzernen (Electricité de France und Total Energie), die von der deutschen KfW, der französischen Entwicklungsagentur (AFD) und dem French Fund for World Environment (FFEM) mitfinanziert wird.

Die Kosten, die auf die Haushalte zukommen, setzen sich bei diesem Programm aus einem einmaligen Anschlusspreis von 63-360€ (700-4.000 DH) und einer monatlichen Gebühr von 5,85-13,50€ (65-150 DH) zusammen, je nach Leistung der installierten Anlage.

Dezentrale ländliche Elektrifizierung mit erneuerbaren Energieträgern

Im Gegensatz zu einem 1996 ausgelaufenen Vorgängerprogramm namens PNER bezieht PERG auch eine netzunabhängige Elektrifizierung von abseits der Verteilungsnetze gelegenen Gemeinden und Dörfern mit ein. Dieser Programmteil zur dezentralen Elektrifizierung startete im Jahr 2000 und fördert vor allem den Einsatz von SHS, aber auch von Kleinstwasserkraftwerken und kleinen Windkraftanlagen.

In der Provinz Essaouira wurden an 2 Standorten Hybrid-Inselnetze installiert. Dabei kommen Windkraftanlagen in Kombination mit Dieselgeneratoren zum Einsatz. In Sidi Kaouiki leisten zwei Windkraftanlagen je 25 kW und ein Dieselgenerator 30 kW. In Moulay Bouzerktoun sind es 15 kW-Windkraft und ein 15 kW-Diesel. Nach Schätzungen des Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) existieren in Marokko etwa 300 netzunabhängige Windkraftanlagen.

Wechselkurs (Dez. 2006):

1 Marokkanischer Dirham (DH) = 0,09 Euro (EUR)

13.7 Literatur

- Afriwea:
Press Release, Two WES18 – 80 kW wind turbines for a shrimp processing farm in Tangiers, Marokko, 06/2005
- Arabic News:
Morocco's renewable energy sector boosted by three international agreements, Marokko, 12/2004
- Breuer, Siegfried
(Bundesagentur für Außenwirtschaft-bfai):
CDM-Markt kompakt – Marokko, 05/2006
- BMZ – Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung:
Kleine Solaranlage, große Wirkung:
Strom für entlegene Dörfer, 2004
- Eichhammer, Wolfgang et al.:
Assessment of the Worldbank – GEF Strategy for the market development of concentrating solar thermal power, 05/2005
- Jalil Bennani in Aujourd'hui – Le Maroc vom 09.09.2005:
Reflexion sur une nouvelle politique,
Marokko, 09/2005

- Jargstorf, Benjamin Factor 4
Energy Projects GmbH:
Wind Regimes of Africa – Comparative Evaluation
of Wind Data from Selected Countries, 05/2004
- Manuel Antonio Leandro Reguillo:
Les énergies renouvelables au maroc – Le rôle du
CDER dans leur développement, Marokko, 11/2004
- Marsiske, Hans-Arthur in
Financial Times Deutschland vom 16.11.2005:
Wechselstrom aus der Wüste, 11/2005
- Neidlein, Hans-Christoph: Grüne Energie:
Marokko setzt auf Zusammenarbeit mit Europa,
Europa digital, 02/2005
- Office National de l'Electricité (ONE):
Annual Report 2003, Marokko, 2005
- Office National de l'Electricité (ONE):
Annual Report 2004, Marokko, 2006
- Pfeiffer, Tom in Reuters/PlanetArc, 20.7.2006:
Morocco Pushes Renewable Energy as Oil Prices
Soar, 07/2006
- Rimi, Abdelkrim:
First assessment of geothermal ressources in
Morocco, 2000
- Senhagi, Faouzi (GERER, Maroc):
Financing the development of the renewable energy
in the mediterranean region – Baseline study for
Morocco; United Nations Environment Programme
(UNEP), 05/2003
- Zejli, D. et al.:
Quel avenir pour l'énergie éolienne au Maroc?, 2005

13.8 Kontakte

Office National de l'Electricité (ONE)

Head Office
65, rue Othman Ben Affane
20000 Casablanca Maroc
Tel. +212 (22) 66 80 80
Fax +212 (22) 22 00 38
www.one.org.ma

Ministère de l'Energie et des Mines (MEM)

La Direction de l'Energie
Rue Abou Marouane Essaadi – Haut Agdal
Rabat
Tel. +212 (37) 68 88 30
Fax +212 (37) 68 88 31
E-Mail: admin@mem.gov.ma
www.mem.gov.ma

Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER)

Rue Machaar El Haram
Quartier Issil, B.P. 509
Marrakech
Tel. +212 (24) 30 98 14/22
Fax +212 (24) 30 97 95
E-Mail: cder@menara.ma
www.cder.org.ma/

Association Marocaine de Gestion et d'Economie d'Energie (AMGEE)

Route Cotière SAMIR
Mohammedia
Tel. +212 (23) 31 22 40/41/42
Fax +212 (23) 31 22 66

Association Marocaine de l'Industrie Solaire (AMISOL)

5, rue de Midelt
Rabat
Morocco
Tel. +212 (37) 76 89 61/62/63
Fax +212 (37) 76 89 64

Deutsche Industrie- und Handelskammer in Marokko
Chambre Allemande de Commerce et d'Industrie
au Maroc
140, Bd. Zerktouni
6. Etage
20000 Casablanca
Tel. +212 (22) 42 94 00/01
Fax +212 (22) 47 53 99
E-Mail: info@dihkcasa.org
www.dihkcasa.org

**Photovoltaic Market Transformation Initiative
(PVMTI) – Morocco**
Mohamed Aboufirass
c/o Resing
9, lot. Mejjat, Rue Gharnata
B.P.: 1569 Marrakech
Hay Mohammadi – 40007 Maroc
Tel. +212 (44) 32 98 20
Fax +212 (44) 32 98 19
E-Mail: m.aboufirass@resing.ma
www.pvmti.com

Botschaft des Königreichs Marokko
Niederwallstr. 39
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 20 61 24 0
Fax +49 (30) 20 61 24 20
E-Mail: marokko-botschaft@t-online.de
www.maec.gov.ma/berlin/

**Deutsche Gesellschaft für Technische
Zusammenarbeit GmbH (GTZ)**
Büro Marokko
Büroleitung: Frau Dr. Brigitte Heuel-Rolf
2, Avenue Tour Hassan
Rabat Hassan
Marokko
Tel. +212 (37) 20 45 17
Fax +212 (37) 20 45 19
E-Mail: gtz-marokko@gtz.de
www.gtz.de/marokko

GTZ – Umweltprogramm Marokko
Programmleiter : Mohamed El-Khawad
Tel. +212 (37) 68 07 10
Fax +212 (37) 68 07 11
E-Mail: Mohamed.El-Khawad@gtz.de

**Botschaft der Bundesrepublik Deutschland
in Marokko**
7, Zankat Madnine
B.P. 235
10000 Rabat
Tel. +212 (37) 70 96 62

14 Namibia

14.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Drei Kraftwerke und das Verbundnetz mit den Nachbarstaaten versorgen das landesweite Stromnetz von Namibia. Das Wasserkraftwerk in Ruacana stellt mit seinen 249 MW den Großteil der landeseigenen Kapazität zur Verfügung. Daneben existieren noch zwei thermische Kraftwerke: das Kohlekraftwerk "Van Eck" bei Windhoek mit 120 MW und das Kraftwerk "Paratus" bei Walvis Bay, das mit vier Dieselgeneratoren 24 MW leisten kann.

Die beiden thermischen Kraftwerke waren nur als Zwischenlösung installiert worden, weil das Wasserkraftwerk in Ruacana erheblich später fertiggestellt wurde als geplant. Nach den ursprünglichen Planungen sollte es das ganze Land mit Strom versorgen. Da die Stromnachfrage jedoch seitdem stark angewachsen ist, sind heute alle drei Kraftwerke in Betrieb und zusätzlich muss jährlich etwa die Hälfte¹ des landesweit verbrauchten Stroms aus dem Ausland zugekauft werden.

Da der zugekaufte Strom aus Südafrika preiswerter ist als die Produktion in den eigenen thermischen Kraftwerken, wird auf diese nur in Zeiten besonders hoher Nachfrage zurückgegriffen. Die Verknüpfungen mit den benachbarten Stromnetzen weisen eine Kapazität von 600 MW auf. Die landesweit verfügbare Kapazität ist seit 1999 unverändert und im Folgenden tabellarisch dargestellt.

Ruacana, Wasserkraft	249 MW
Van Eck, Kohlekraftwerk, Windhoek	120 MW
Paratus, Dieselgeneratoren, Walvis Bay	24 MW
Verknüpfung mit Nachbarnetzen	600 MW
Gesamt	993 MW

Tab. 1: Verfügbare Leistung nach Quellen; Namibia; 1999-2006; MW²

Stromerzeugung

Über die Verteilung der produzierten und importierten Strommenge auf einzelne Kraftwerkstypen oder Energieträger liegen keine Zahlen vor. Nach Angaben des staatlichen Stromversorgers NamPower von 2006 laufen die beiden thermischen Kraftwerke lediglich im "Stand-by"-Betrieb und werden nur in Ausnahmefällen zum Abdecken von Spitzenlasten genutzt. Deswegen ist davon auszugehen, dass der überwiegende Teil des in Namibia produzierten Stroms aus dem Wasserkraftwerk in Ruacana stammt.

Namibia beteiligt sich am Southern African Power Pool (SAPP), einem internationalen Netzverbund, in dem sich Länder der Southern African Development Community (SADC) zusammengeschlossen haben. Bisher findet ein Austausch mit Stromversorgern aus Sambia (ZESCO), Simbabwe (ZESA), Botsuana (STEM), Angola und Südafrika (Eskom) statt. Die nachfolgende Tabelle liefert eine Zusammenstellung des in und für Namibia produzierten Stroms.

Stromproduktion	2001	2002	2003	2004	2005
	GWh				
NamPower (Namibia)	1.211	1.429	1.421	1.379	1.660
Zesco (Sambia)	21	21	21	9	23
Eskom (Süd Afrika)	1.045	921	988	1.423	1.514
Zesa (Simbabwe)	-	-	-	87	158
STEM (Botsuana)	-	-	36	47	8
Summe	2.277	2.371	2.466	2.945	3.363

Tab. 2: Produktion für das namibische Netz; 2001-2005; GWh³

1 2005: 1703 GWh Stromimporte bei 1.660 GWh Eigenproduktion

2 Quelle: NamPower

3 Quelle: NamPower

Stromübertragung und -verteilung

Namibia verfügt über ein gut ausgebautes Netz von Übertragungsleitungen, die sich ausgehend von der Hauptstadt Windhoek sternförmig in alle besiedelten Regionen des Landes erstrecken. Die Haupttrasse des Netzes hat eine Nord-Süd-Ausrichtung. Das liegt daran, dass die beiden wichtigsten Stromquellen mit dem Wasserkraftwerk Ruacana ganz im Norden, beziehungsweise mit dem Übergang zum südafrikanischen Netz ganz im Süden des Landes liegen.

Übertragungs- und Verteilungsleitungen	2001	2002	2003	2004	2005
	km				
400 kV	735	988	988	988	988
330 kV	521	521	521	521	521
220 kV	1.664	1.664	1.958	1.958	1.958
132 kV	1.166	1.388	1.462	1.588	1.656
66 kV und darunter	13.223	14.194	16.357	20.762	22.072

Tab. 3: Entwicklung des Stromübertragungs- und verteilungsnetzes in Namibia; 2001-2005; km⁴

In den fünf Jahren von 2000 bis 2004 konnten die Übertragungsverluste des namibischen Stromnetzes von 9,8% auf 5,1% verringert werden.

Stromverbrauch

Die Stromnachfrage in Namibia ist in den letzten Jahren stark gestiegen. Dazu hat vor allem die Inbetriebnahme der "Skorpion"-Zinkmine in 2004 im Südwesten des Landes beigetragen. Zusammen mit den angeschlossenen Erzaufbereitungsanlagen ist sie für rund 25% des landesweiten Stromverbrauchs verantwortlich.

Verkaufter Strom	2001	2002	2003	2004	2005
	GWh				
Kunden in Namibia	1.981	2.082	2.117	2.301	2.349
Skorpion-Zinkmine	-	-	76	471	596
Botsuana	2	4	7	8	12
Angola	5	6	10	12	16
Eskom (Südafrika)	62	44	36	3	3
Summe	2.050	2.136	2.246	2.795	2.976

Tab. 4: Menge des Verkauften Stroms; Namibia; 2001-2005; GWh⁵

Auch auf die Entwicklung der Spitzenlast hat neben dem Anstieg der Kundenzahl vor allem die Inbetriebnahme der "Skorpion"-Mine in 2004 großen Einfluss.

Spitzenlast	2001	2002	2003	2004	2005
	MW				
ohne Skorpion-Mine	332	348	371	389	400
inkl. Skorpion-Mine	332	348	371	461	491

Tab. 5: Spitzenlast; Namibia; 2001-2005; MW⁶

4 Quelle: NamPower.

5 Quelle: NamPower.

6 Quelle: NamPower.

Strompreise

Die Preise für Stromendkunden variieren in Namibia leicht von Region zu Region. Sie setzen sich aus einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis zusammen. Manche der regionalen Anbieter erheben zusätzlich noch eine monatliche Servicegebühr. Außerdem wird auf jede verkaufte kWh eine Abgabe von umgerechnet 0,048€-cent (0,0045 N\$) erhoben, die zur Finanzierung der namibischen Regulierungsbehörde dient.

	City of Windhoek	Grootfontein (CENO-RED)	Lüderitz Stadtverwaltung
	€		
Haushaltskunden 220 V			
Grundpreis pro Ampere	0,544	0,259	0,270
Arbeitspreis pro kWh	0,037	0,083	0,062
Servicegebühr	-	5,400	-
Industriekunden			
Leistungspreis pro kVA	7,559	9,719	9,499
Arbeitspreis pro kWh	0,037	0,075	0,045
Grundgebühr	-	32,397	-

Tab. 6: Endkunden Strompreise in Euro; Namibia; 2006/2007⁷

Die lokalen Versorger legen die Preise für ihre Versorgungsregion selbst fest und reichen sie bei der Regulierungsbehörde zur Genehmigung ein. Nachdem diese die Preise genehmigt hat, sind sie über die Webseite der Behörde einsehbar.⁸

Die Versorger beziehen ihren Strom bisher ausschließlich vom staatlichen Stromproduzenten NamPower. Dieser berechnet ihnen dafür umgerechnet 0,021€ pro kWh.⁹ Im Juli 2005 war der Preis um 9,5 % angehoben worden.

Zukünftige Entwicklung und Ausbauplanung

Für das Jahr 2011 geht das staatliche Stromversorgungsunternehmen NamPower von einer Spitzenlast von etwa 600 MW aus. Der südafrikanische Stromerzeuger Eskom, der bisher große Teile des in Namibia benötigten Stroms liefert, hat angekündigt, dass seine Kapazitäten wegen der steigenden Nachfrage im eigenen Land zukünftig nicht mehr zur Verfügung stehen. Um unabhängiger von Stromimporten zu werden und die Versorgung des Landes langfristig mit eigenen Kraftwerkskapazitäten sicherstellen zu können, strebt die Regierung von Namibia eine höhere Selbstversorgungsquote an und hat deswegen vom Energieministerium unterschiedliche Optionen zur Ausweitung der Stromproduktion im eigenen Land untersuchen lassen.

Zwei große Staudammprojekte erwiesen sich als zu langwierig, da dazu Vereinbarungen mit betroffenen Nachbarländern hätten ausgehandelt werden müssen. Deswegen ist, nach Angaben von NamPower, die Entscheidung für die Erschließung des Erdgasfeldes Kudu 130 km vor der Küste Namibias gefallen. Eine 170 km lange Pipeline wird das gewonnene Gas nach Oranjemund bringen, wo schrittweise zwei Gaskraftwerke mit je 400 MW entstehen sollen. Dank der zusätzlichen Kapazität wäre Namibia dann sogar in der Lage, Strom in den Southern African Power Pool (SAPP) zu exportieren. Nach Aussagen von NamPower von Dezember 2006 könnte bereits in 2007 mit dem Bau der Gaskraftwerke begonnen werden. Ende 2010 soll das erste Kraftwerk dann in Betrieb genommen werden.

7 Quelle: Electricity Control Board

8 www.ecb.org.na

9 Quelle: NamPower Preisliste 2006/2007

14.2 Marktakteure

NamPower

Der staatliche Stromversorger Namibias besteht seit 1964¹⁰ und ist heute eine Aktiengesellschaft, deren einziger Anteilseigner die Regierung Namibias ist. Er beschäftigt rund 900 Mitarbeiter und betreibt die drei Kraftwerke des Landes sowie das landesweite Leitungsnetz. Einige Kunden, die außerhalb der Reichweite lokaler Stromversorger liegen, beliefert das Unternehmen bisher noch direkt mit Strom. Zumeist sind dies Farmen oder Minen.¹¹ NamPower ist Mitglied im SAPP, über den es Strom aus dem Ausland einkauft oder ihn dorthin verkauft. Dafür hat das Unternehmen einen eigenen Geschäftsbereich eingerichtet.

Regional Electricity Distributors (REDs)

Die lokale Versorgung der Endkunden war in Namibia bisher über die kommunale Verwaltung organisiert. Die jeweiligen Stadtverwaltungen belieferten ihre Bürger mit Strom, den sie beim staatlichen Stromversorger NamPower einkauften. Die Preisgestaltung war den lokalen Behörden freigestellt, was diese teilweise zu Quersubventionen für andere öffentliche Dienstleistungen auf Kosten der Stromkunden nutzten.

Im Zuge der Restrukturierung des namibischen Stromsektors, die seit 2000 läuft und 2007 abgeschlossen wird, wurden die kommunalen Stromversorger in fünf großen Versorgungsunternehmen zusammengefasst. Diese regionalen Stromversorgungsunternehmen agieren als eigenständige Wirtschaftsunternehmen nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten. Dabei werden sie durch das Electricity Control Board reguliert, das beispielsweise die Endkundenpreise genehmigen muss oder Standards für die Versorgung vorgibt.

Die bisherigen kommunalen Stromversorger werden in dem Umfang Anteilseigner an den neu entstehenden REDs, wie sie in der entsprechenden Region bisher an der Stromverteilung beteiligt waren. NamPower wird vorerst mit durchschnittlich je 28 % an den fünf neuen Unternehmen beteiligt sein.¹² Drei der fünf REDs (NORED seit 2002, Erongo RED und CENORED seit 2005) haben bisher ihren Betrieb aufgenommen. In den Regionen der beiden verbleibenden REDs (Southern RED und Central RED) im Süden des Landes ist die Zusammenlegung der kommunalen Versorger zu regionalen Unternehmen in vollem Gange.

Weitere Akteure

Electricity Control Board (ECB)

Die namibische Regulierungsbehörde wurde entsprechend den Vorgaben des Electricity Act (Act 2 of 2000) etabliert, um die Unternehmen des Stromsektors zu regulieren und eine Entwicklung des Strommarktes sicherzustellen, welche die Interessen aller Beteiligten widerspiegelt.

Das ECB vergibt die vorgeschriebenen Lizenzen an alle Akteure, die sich in Namibia mit der Erzeugung, dem Transport, der Verteilung, dem Handel und dem Im- oder Export von Strom beschäftigen. Die dazu notwendigen Vergabeverfahren wurden innerhalb des ECB etabliert und werden erfolgreich angewandt. Die wichtigsten Lizenznehmer nach der Restrukturierung des Stromsektors sind bisher NamPower und die fünf REDs.

10 Bis 1993 hieß das Unternehmen South West African Water and Electricity Corporation (SWAWEC). Ursprünglich war die SWAWEC ein hundertprozentiges Tochterunternehmen der Industrial Development Corporation of South Africa.

11 Es ist davon auszugehen, dass NamPower diese direkten Kunden in den nächsten ein bis zwei Jahren an eines der noch zu etablierenden REDs abgeben wird, um sich ganz aus der Stromverteilung zurückzuziehen.

12 Über die weiteren Beteiligungen liegen keine Informationen vor.

Der Unabhängigkeit des ECB sind dadurch Grenzen gesetzt, dass die endgültige Bewilligung einer Lizenz durch das Energieministerium erfolgt. Das ECB legt diesem lediglich Vorschläge vor, nachdem es die eingegangenen Lizenzanträge geprüft und bewertet hat. Dass das Ministerium in einigen Fällen von den Vorschlägen der Experten aus dem ECB abgewichen ist¹³, lässt den Schluss zu, dass es in einzelnen Fragen zur Entwicklung des Stromsektors zwischen Ministerium und dem ECB durchaus abweichende Ansichten gibt.

Das ECB wird von einem "Board of Directors" mit fünf Mitgliedern geleitet, die vom Energieminister für vier Jahre ernannt werden. Das technische Sekretariat erledigt die regelmäßig anfallenden Aufgaben, die das ECB gemäß seiner Statuten hat. Dazu gehören die Vergabe von Lizenzen, Genehmigung von Tarifen, Sicherstellung der Versorgungsqualität, das Schlichten in Konfliktfällen und die Unterstützung der Restrukturierung des namibischen Energiesektors.

14.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Gesetzliche Grundlagen

Das Energieministerium hat 1998 mit einem "White Paper on Energy Policy" den Rahmen für die zukünftige Entwicklung des Elektrizitätssektors vorgegeben. Auf Basis dieses Papiers wurde eine Studie¹⁴ durchgeführt, die 2000 veröffentlicht wurde und die Grundlage für das ebenfalls 2000 verabschiedete Elektrizitätsgesetz, den Electricity Act (Act 2 of 2000), lieferte. Die Restrukturierung des Elektrizitätssektors basiert ebenfalls auf den Vorgaben des White Paper von 1998, das damit noch immer die Grundlage für die Energiepolitik Namibias darstellt.

Das Energieministerium ist weiterhin für die Festlegung der politischen Rahmenvorgaben verantwortlich, welche die Arbeitsgrundlage für die Tätigkeit des ECB bilden. Es entscheidet über Empfehlungen, die ihm durch das ECB unterbreitet werden.

Restrukturierung des Elektrizitätssektors

In 2000 hat der staatliche Stromversorger NamPower eine Restrukturierung seines Geschäftsbetriebes begonnen, die mit der Etablierung der beiden fehlenden REDs im Süden des Landes in 2007 abgeschlossen sein wird. Seitdem beschränkt sich das bisher vertikal integrierte Unternehmen auf die drei untereinander abgegrenzten Kernbereiche Stromproduktion, -transport und -handel.

Der Stromhandel verbleibt bei dem Staatsunternehmen als eigener Geschäftsbereich, der eng mit dem Geschäftsfeld Stromtransport verknüpft ist. NamPower übernimmt damit die Rolle eines "single buyer" für den namibischen Strommarkt.

Über die genaue Auslegung der Aufgaben, die ein "single buyer" für den namibischen Stromsektor übernehmen soll, gibt es bisher noch Meinungsverschiedenheiten zwischen dem Energieministerium und dem ECB. Für das ECB ist das "single buyer"-Modell ein Übergang zu einem weiter liberalisierten Strommarkt, auf dem Produzenten und Versorger direkte Lieferverträge miteinander abschließen können.

NamPower wiederum ist der Ansicht, dass sich das "single buyer"-Modell nicht für den namibischen Strommarkt eignet. Wie sich der Markt zukünftig entwickelt, bleibt abzuwarten. Durch die enge Verknüpfung des Stromhandels mit den beiden anderen Geschäftsfeldern von NamPower (Produktion und Transport) dominiert der Staatskonzern zurzeit den Strommarkt.

Mit Abschluss der Restrukturierung wird NamPower seine bisherigen Aktivitäten als Stromversorger einstellen. Anlagen und Kunden werden an die neuen regionalen Versorgungsunternehmen (REDs) übergeben.

Eine weitere Aufspaltung der einzelnen Geschäftsbereiche von NamPower in eigenständige Unternehmen ist zurzeit ebenso wenig geplant wie eine Privatisierung des Staatskonzerns.

¹³ Beispielsweise hat das Ministerium an einige REDs Lizenzen mit längeren Laufzeiten vergeben, als das ECB dies vorgeschlagen hatte.

¹⁴ Study of the Restructuring of the Namibian Electricity Supply Industry (ESI) (2000).

Möglichkeiten für unabhängige Stromproduzenten

Das Energieministerium hat sich im Rahmen von politischen Stellungnahmen klar für einen offenen, marktwirtschaftlich orientierten und transparenten Strommarkt ausgesprochen, der ein attraktives Umfeld für Investitionen durch den privaten Sektor bieten soll. Über das Lizenzmodell, das durch das ECB umgesetzt wird, besteht für unabhängige Akteure ein offener Zugang zum namibischen Strommarkt. Unabhängige Stromproduzenten können den erzeugten Strom in das Netz von NamPower einspeisen. Über die dabei anfallenden Transportgebühren macht der staatliche Stromkonzern allerdings ebenso wenig konkrete Angaben wie über die Höhe der Vergütung im Falle des Ankaufs von Strom.

Politische oder juristische Gründe stehen einer Teilnahme am namibischen Strommarkt nicht im Wege. Das Fehlen eines wirklich unabhängigen "single buyer" macht die Ertragschancen für unabhängige Stromproduzenten aber schwer kalkulierbar. Zu sehr bleiben mögliche Anbieter darauf angewiesen, welche Strompreise NamPower für angemessen hält und zu welchen Konditionen es den Strom abnimmt. Da NamPower selbst Kraftwerke betreibt, kann es als Stromhändler in einen Interessenkonflikt geraten, da dem Unternehmen vermutlich zuerst an einer profitablen Auslastung der eigenen Kapazitäten gelegen sein wird.

14.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Förderprogramme

Die politischen Rahmenvorgaben für die Förderung erneuerbarer Energie finden sich in dem bereits erwähnten "White Paper on Energy Policy" von 1998. Dort werden die Planung und die institutionelle Förderung der Nutzung von regenerativen Energiequellen und die rationale Energienutzung behandelt, ohne jedoch konkrete Durchführungsbestimmungen zu benennen.

2001 hat die Regierung im Rahmen eines Projektes mit dem Namen "Namibia Renewable Energy Programme" mit Unterstützung der UNEP Richtlinien für ein geplantes nationales Rahmenprogramm zur Förderung erneuerbarer Energien entwickelt, das die Ziele der Regierung ebenso beinhalten soll, wie die Maßnahmen, die zum Erreichen dieser Ziele umgesetzt werden müssen. Die Verabschiedung eines entsprechenden Programms durch die Regierung steht allerdings noch aus.

NamPower hat im Juli 2006 eine neue Unterabteilung eingerichtet, die sich mit der Förderung erneuerbarer Energien beschäftigt. Einerseits sollen dort Strategien für die Zusammenarbeit mit Produzenten erneuerbarer Energie im Rahmen von Joint-Ventures entwickelt werden, andererseits sollen Strom-Abnahmeverträge mit solchen Produzenten zustande kommen. Entwickler und Investoren von Projekten auf Basis von erneuerbaren Energien, sind eingeladen, ihre Pläne dort zu präsentieren.

Das Energieministerium stellt zur Förderung der erneuerbaren Energien besonders im ländlichen Raum seit 1996 Geld für einen so genannten "Solar Revolving Fund" bereit. Über den Fonds kann die Anschaffung von Solar-Home-Systemen¹⁵ finanziert werden. Die Rückzahlung erfolgt über fünf Jahre bei einem Zinssatz von 5%. Seit 2005 wird der Rotationsfonds durch die in Windhoek ansässige Firma Konga Investment (Pty) Ltd. verwaltet.

Internationale Fördermaßnahmen

Seit 2004 läuft das "Barrier Removal to Namibian Renewable Energy Programme" (NAMREP) der namibischen Regierung, das durch UNDP/GEF unterstützt wird. Das Programm verfolgt zwei Hauptziele: Einerseits soll mit Hilfe von Photovoltaik-Anlagen die Stromversorgung der ländlichen Gebiete jenseits des öffentlichen Stromnetzes verbessert werden. Andererseits soll der vermehrte Einsatz von Solarthermieanlagen für Warmwasser dabei helfen, Energie aus fossilen Quellen einzusparen und Namibias Abhängigkeit von Energieimporten zu reduzieren.

Das Projekt läuft in zwei Phasen ab. Phase I, die 2006 weitestgehend abgeschlossen wurde, widmete sich der Beseitigung von organisatorischen und technischen Hemmnissen, die der Verbreitung von Solartechnologien im Wege stehen. Diese Hemmnisse waren vor allem das fehlende Wissen über Technik und Marktchancen der Solartechnologie.

Damit wurde die Voraussetzung für die zweite Phase geschaffen, welche die Verbreitung von Solartechnologien beschleunigen soll, indem das Angebot an Anlagen und die Finanzierungsmöglichkeiten besser an den Bedarf der Abnehmer angepasst werden sollen. Verschiedene Komponenten sollen zum Erfolg des NAMREP-Programms beitragen: Fortbildung, Behebung institutioneller, finanzieller und technischer Hemmnisse, Förderung des öffentlichen Bewusstseins und der gesellschaftlichen Akzeptanz sowie die Entwicklung von Demonstrations- und Pilotanlagen. Die Förderung für dieses Programm betrug 2,7 Mio. US\$ für die erste Phase, während für die Folgephase 2,6 Mio. US\$ vorgesehen sind.

Auch die dänische Entwicklungsagentur DANIDA arbeitet im Rahmen ihres bilateralen "Special Environmental Assistance"-Programms mit Namibia zusammen. Ziele des Programms sind unter anderem die nachhaltige Produktion und Nutzung von Energie. Im Jahr 2004 startete DANIDA das auf drei Jahre angelegte namibische Renewable Energy and Energy Efficiency Capacity Building Project (REECAP), das ein Volumen von rund 1,1 Mio.€ umfasst und die Bevölkerung in den Städten und auf dem Land über Möglichkeiten erneuerbarer Energien informieren und sie für rationale Energienutzung sensibilisieren soll.

Clean Development Mechanism

Namibia hat zwar das Kyoto-Protokoll am 4.9.2003 ratifiziert, bisher aber keine "Designated National Authority" (DNA) eingerichtet. Damit können in Namibia vorerst keine CDM-Vorhaben umgesetzt werden. Es liegen bisher auch keine Pläne für CDM-Projekte mit erneuerbaren Energien vor.

14.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Das Großwasserkraftwerk Ruacana stellt den Hauptanteil der nationalen Stromerzeugungskapazitäten Namibias. Die Nutzung der vorhandenen Potenziale an Wind- und Solarenergie sowie Biomasse zur Stromerzeugung im Land ist noch marginal.

Wasserkraft

Namibia bezieht einen Großteil seines Stroms aus dem 249-MW-Wasserkraftwerk Ruacana am Kuneneffluss, der die Grenze zu Angola bildet. Um sich angesichts schwindender Leistungsreserven bei der Stromversorgung ein Bild vom Potenzial der Wasserkraft für die Stromproduktion in Namibia machen zu können, hat die Regierung im Rahmen einer ausführlichen Studie einen "Hydro Power Master Plan" erstellen lassen. Darin sind zwölf mögliche Standorte für weitere Wasserkraftwerke aufgeführt. Zusammen können die betrachteten Standorte eine maximal jährliche Leistung von 6.932 GWh erbringen. 5.500 GWh davon können laut der im Master Plan zugrunde gelegten Kostenstruktur zu Kosten von unter 0,027€ pro kWh produziert werden.

Projektname	Leistung MW	Produktion GWh
Ondurusu	58	225
Zebra	30	115
Epupa	340	1.724
Baynes	225	1.120
Marien	230	1.170
Hartman	125	630
Hombolo	170	855
Mcha	80	410
Divundu A	19	150
Onseep B	29	151
Vioolsdrift	44	227
Aussenkehr	30	155

Tab. 7: Potenzial der Wasserkraft in MW und GWh; Namibia¹⁶

NamPower hat für zwei der Großprojekte (Epupa und Baynes) weiterführende Studien und Planungen erstellt. Seit 2006 die Entscheidung für das Kudu-Erdgasprojekt gefallen ist, werden die großen Staudammvorhaben von NamPower nicht weiter verfolgt. Auch das kleinere Laufwasserprojekt "Popa Falls" (Divundu A / 19 MW) am Okavangofluss ganz im Nordosten des Landes wird von NamPower vorerst nicht umgesetzt. Für "Popa Falls" liegen ein Umweltgutachten und technische Studien vor, die den Bau eines Wehrs mit einer Höhe von 9,75 m vorsehen. Die Bauzeit würde etwa drei Jahre betragen und die geschätzten Kosten liegen bei 33 Mio. €. Soweit ausreichende internationale Fördermittel und/oder privates Investitionskapital zur Verfügung stehen, kann dieses Vorhaben laut NamPower als Projekt eines unabhängigen Stromproduzenten umgesetzt werden.

Windenergie

Potenzial der Windkraft

Im Rahmen eines 1993 gestarteten GTZ-Förderprogramms namens "Promotion of the Use of Renewable Energy Sources in Namibia" wurden die Windverhältnisse in Namibia untersucht.

An zwei vielversprechenden Standorten an der namibischen Atlantikküste (Walvis Bay und Lüderitz) wurden 1996 im Auftrag der GTZ zusammen mit dem staatlichen Stromerzeuger NamPower ausführliche Windmessungen durchgeführt. Die Studien sollten klären, ob sich die gewählten Standorte für die Errichtung von Windparks eignen. Dabei wurden meteorologische und technische Gesichtspunkte ebenso berücksichtigt wie ökonomische Überlegungen und Fragen der Infrastruktur.

Standort	Windgeschwindigkeit Jahresdurchschnitt m/s	Energiedichte kWh/m ² /a	Weinbull Parameter A,k
Walvis Bay "Saltworks"	6,8	3.047	A=7,73 k=2,17
Lüderitz "Golf Course"	7,5	4.936	A=8,4 k=1,70

Tab. 8: Windpotenzial in 50 Metern Höhe für zwei Standorte in Namibia¹⁷

Die InWEnt-Publikation "Wind Regimes of Africa"¹⁸ geht in einem Kapitel auf die namibischen Windverhältnisse ein. Dort werden die Messdaten der beiden Standortstudien ausgewertet. Demnach verfügt Namibia entlang seiner Atlantikküste über exzellente Windenergiepotenziale.

Windkraftanlagen

Die erste in Namibia installierte Windkraftanlage ist eine zwölf Jahre alte, gebrauchte 220 kW Turbine, die dank einer Förderung der dänischen Entwicklungshilfeagentur DANIDA Ende 2005 elf Kilometer östlich von Walvis Bay in der Wüste aufgestellt wurde. Der erzeugte Strom wird in das Netz des regionalen Stromversorgers ErongoRED eingespeist.

Geplante Windparks

Angesichts der vorliegenden Messergebnisse und Standortstudien und nach Durchführung eines Umweltgutachtens entschied sich der staatliche Stromversorger NamPower für den Bau eines Windparks bei Lüderitz. Im Rahmen eines Pilotprojektes war eine Anlage mit einer Kapazität von 3 MW geplant, die später bis zu einer Leistung von 20 MW ausgebaut werden sollte. Im Dezember 2001 verweigerte jedoch das namibische Electricity Control Board aus ökonomischen Gründen dem Projekt die notwendige Lizenz. Im März 2003 berief die namibische Regierung ein Projektentwicklungsteam, das einerseits der Regierung helfen soll, klare Richtlinien für die Stromproduktion aus Windkraft festzulegen.

¹⁷ Quelle: Ministry of Mines and Energy – Directorate of Energy.

¹⁸ Jargstorf, Benjamin, Wind Regimes of Africa – Comparative Evaluation of Wind Data from Selected Countries, InWEnt Division Environment, Energy and Water, Berlin, 2004.

Andererseits soll das Team den Bau des Windparks in Lüderitz vorantreiben. Bisher ist nicht abzusehen, ob und wann die Anlage in Betrieb genommen werden kann.

Anfang 2007 wurde bekannt, dass ein dänischer Investor Windparks von insgesamt 92 MW plant. 70 Turbinen sollen an der Grossen Bucht außerhalb von Lüderitz aufgestellt werden, jeweils 16 bei Oranjemund und an der Walvis Bay. Die Gesamtinvestition wird auf knapp 100 Mio. € beziffert, zu deren Finanzierung unter anderem die dänische Regierung beitragen soll. Ein Lizenzantrag zur Stromerzeugung wurde bereits bei ECB eingereicht. Für die Stromerzeugung wird mit Kosten von 2,6€-ct/kWh (N\$ 0,24/kWh) gerechnet, bei Lieferung an NamPower erwartet der Betreiber eine Vergütung von 3,8€-ct/kWh (N\$ 0,35/kWh). Erste Turbinen sollen bereits im Oktober 2007 aufgestellt werden, die volle Leistung bis 2009 ans Netz gehen.

Biomasse

Nach Angaben des namibischen Energieministeriums nutzen etwa 80% der ländlichen Bevölkerung Biomasse als ihre hauptsächliche Energiequelle und zwar fast ausschließlich in Form von Brennholz zum Kochen und Heizen. Auch landesweit beruhen 15 bis 20% der landesweit genutzten Primärenergie auf dem Einsatz von Holz. Seit 1998 existiert ein nationaler Lenkungsausschuss¹⁹, der Pläne für eine nachhaltige Nutzung der vorhandenen Biomasseressourcen entwickelt.

Biogasnutzung

Das Nationale Biogas Programm wurde im Juni 2000 ins Leben gerufen. Es wird gemeinsam vom Energieministerium und dem Landwirtschaftsministerium verwaltet. Dank einer Förderung durch die indische Regierung konnten im Rahmen eines Modellprojektes zehn kleine Biogas-Fermenter (3 bis 5m³) in Namibia aufgestellt werden, mit denen allerdings kein Strom produziert wird.

Solarenergie

Große Teile Namibias weisen eine tägliche Sonneneinstrahlung von über 6 kWh pro m² auf. Auch die sonnenärmeren Küstenregionen können noch mit Werten um die 5,5 kWh pro m² und Tag aufwarten. Die durchschnittliche tägliche Sonnenscheindauer liegt dank landesweit über 300 Sonnentagen im Jahr fast im ganzen Land zwischen neun und zehn Stunden. Damit hat Namibia exzellente meteorologische Voraussetzungen für die Nutzung der Solarenergie.

Im Rahmen des oben beschriebenen NAMREP-Programms hat die namibische Regierung einiges unternommen, um die Voraussetzungen für die Nutzung von Solarenergie in Namibia zu verbessern. Dabei konzentriert sie sich auf drei Technologien: Solar-Home-Systeme, photovoltaisch angetriebene Wasserpumpen für Brunnen und solarthermische Erzeugung von heißem Wasser. Für diese drei Hauptanwendungen der Solarenergie wurden im Rahmen des NAMREP-Programms Marktanalysen, Einsatzszenarien, Machbarkeitsstudien und technische Handreichungen entwickelt.

Photovoltaik

Im Zuge des mittlerweile ausgelaufenen "Home Power!"-Programms der Regierung wurden bis 2003 für etwa 600 bis 700 Haushalte in ländlichen Regionen, die keinen Anschluss an das Stromnetz haben, solare Kleinsysteme installiert. Für die Finanzierung solcher Anlagen gewährt weiterhin der oben beschriebene "Solar Revolving Fund" zinsgünstige Kleinkredite. Laut Angaben des Energieministeriums sind bis Juli 2006 über 1000 Solar-Home-Systeme in Namibia installiert worden. Eine netzgekoppelte Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 5 kW_p wurde 2004 am Habitat Research and Development Centre of Namibia installiert. Sie speist Elektrizität in das Netz des lokalen Stromversorgers ein. Darüber, wie dieser vergütet wird und zu welchen Konditionen die Einspeisung erfolgt, liegen keine Informationen vor.

19 "National Steering Committee on the National Biomass Energy Conservation Program" unter der Leitung des Energieministeriums.

Solarthermie

Etwa 3.200 solarthermische Anlagen zur Wassererwärmung waren 2005 in Namibia installiert. Zwei Drittel davon, rund 2.100 Anlagen, werden von privaten Haushalten genutzt. Damit verfügen etwa 2,3% der namibischen Haushalte, in denen überhaupt heißes Wasser genutzt wird, über eine thermische Solaranlage. Der Rest der Anlagen versorgt Firmengebäude oder öffentliche Einrichtungen. Von 2000 bis 2005 ist der Absatz von thermischen Solaranlagen jährlich um durchschnittlich 16% gewachsen. Jedes Jahr werden etwa 200 neue Anlagen installiert.

Derzeit wird der landeseigene Markt als noch zu klein für eine landeseigene Produktion eingeschätzt. Fünf Firmen importieren thermische Solaranlagen aus dem Ausland und sechs Dienstleister haben sich auf die Installation der Systeme spezialisiert. Neben den geringen Strompreisen werden die hohen Anschaffungskosten als Haupthindernis für die weitere Verbreitung von thermischen Solaranlagen genannt. Seit 2005 können durch den "Solar Revolving Fund", den das Energieministeriums zur Förderung erneuerbarer Energien bereitstellt, nicht mehr nur PV-, sondern auch solarthermische Anlagen finanziert werden.

14.6 Ländliche Elektrifizierung

Elektrifizierungsgrad

72% der namibischen Bevölkerung, also knapp 1,5 Mio. Menschen, leben in den ländlichen Gebieten des Landes. Von den 2.855 Dörfern, die es in Namibia gibt, sind bisher rund 2.400 ohne Anschluss an das landesweite Stromnetz. 131 davon liegen in ausgewiesenen netzfernen Gebieten. Der Rest soll nach Plänen des Energieministeriums innerhalb der nächsten 20 Jahre an das Netz angeschlossen werden. Seit der Unabhängigkeit Namibias von Südafrika 1990 wurden im Rahmen der ländlichen Elektrifizierung rund 8.330 Haushalte in 400 Ansiedlungen neu an das Stromnetz angeschlossen.

Programm zur ländlichen Elektrifizierung

Seit 1990 gibt es in Namibia ein Programm zur ländlichen Elektrifizierung. Der Rural Electricity Distribution Master Plan aus dem Jahr 2000 erfasst alle noch zu elektrifizierenden zukünftigen Stromkunden des Landes. Der Master Plan beinhaltet sowohl Planungen für die netzgebundene als auch für die dezentrale Elektrifizierung mithilfe erneuerbarer Energien. Bei der ländlichen Elektrifizierung mit Solaranlagen kamen bisher unterschiedliche organisatorische Ansätze zur Anwendung. Der größte Teil der PV-Anlagen wurde von den Besitzern selbst erworben und im Rahmen des "Home Power!"-Programms über den weiter oben erwähnten "Solar Revolving Fund" finanziert.

Im Dorf Ovitoto wurde 2002 ein Fee-for-Service Modell getestet. Rund 100 Haushalte wurden mit Solaranlagen ausgestattet. Über ein Prepaid-System wurde dabei nur der jeweils genutzte Strom bezahlt. Wartung und Abrechnung der Systeme haben aber sich im dünn besiedelten Namibia als nicht wirtschaftlich durchführbar erwiesen. 2004 wurden die Anlagen in 'normale' Solar-Home-Systeme umgewandelt, für welche die Nutzer monatlich eine festgelegte Rate zahlen, bis die Anlagen in ihr Eigentum übergehen.

Inselnetze

Über den Einsatz von Solar-Home-Systemen hinaus gibt es in Namibia einige netzferne Regionen, die sich gut für eine Elektrifizierung mit einem kleinen solaren Inselnetz eignen.²⁰ Dabei bietet sich die Kombination mit anderen Stromquellen, wie Windkraft oder Dieseleratoren, an. Die Gobabeb Desert Research Station im Namib Naukluft Park hat 2004 eine PV-Diesel-Hybridanlage in Betrieb genommen, die 26 kW_p leistet und ein kleines Netz mit 25 Verbrauchern speist.

Wechselkurs (15.02.2007):

1 Namibischer Dollar (NAD) = 0.10799 Euro (EUR)
1 EUR = 9.25983 NAD

20 Siehe: Ministry Of Mines And Energy – Directorate Of Energy, Baseline Study: Barrier Removal To Namibian Renewable Energy Programme (NAMREP) Final Report, Namibia, 2005, Seite 50.

14.7 Literatur

- Dierks, Dr. Klaus:
Renewable Energies In Namibia – Future Demand for Renewable Energies, Namibia, 2001
- Energy Policy Committee of the Ministry of Mines and Energy:
White Paper on Energy Policy, Namibia, 1998
- Heita, Martin:
Namibia's Energy Sector – An Overview, Ministry of Mines and Energy, Windhoek, Namibia, 2002
- Jargstorf, Benjamin:
Wind Regimes of Africa – Comparative Evaluation of Wind Data from Selected Countries, InWEnt Division Environment, Energy and Water, Berlin, 2004
- Ministry of Mines and Energy:
Annual Report 2005/6, Namibia, 2006
- Ministry of Mines and Energy:
Barrier removal to Namibian Renewable Energy Programme (NAMREP), Assessment of feasibility for the replacement of electrical water heaters with solar water heaters – Final Report, Namibia, 2005
- Ministry of Mines and Energy:
Barrier Removal To Namibian Renewable Energy Programme (NAMREP), Code of Practice and Register of Products for Namibian Solar Energy Technologies, Namibia, 2006
- Ministry of Mines and Energy:
Barrier Removal To Namibian Renewable Energy Programme (NAMREP), Feasibility Assessment for the Replacement of Diesel Water Pumps with Solar Water Pumps – Final Report, Namibia, 2006
- Ministry of Mines and Energy – Directorate Of Energy:
Baseline Study – Barrier Removal To Namibian Renewable Energy Programme (NAMREP) Final Report, Namibia, 2005
- Ministry of Mines and Energy – Republic of Namibia:
Study of the Restructuring of the Namibian Electricity Supply Industry, Windhoek, Namibia, 2001
- NamPower:
Annual Report 2005, Namibia, 2006
- Republic of Namibia:
Electricity Act (Act 2 of 2000), Namibia, 2000
- United Nations Development Programme:
Republic Of Namibia, Barrier Removal to Namibian Renewable Energy Programme (NAMREP) Phase II, Namibia 2006
- U.S. Trade and Development Agency:
Namibia IPP and Investment Market Framework Technical Assistance, Volume I: Final Report, Washington, DC, USA, 2006

14.8 Kontakte

Bundesagentur für Außenwirtschaft (BFAI)

Ansprechpartnerin Namibia:

Fr. Katrin Dicker

Agrippastr. 87-93

50676 Köln

Tel. +49 (221) 205 74 92

E-Mail: dicker@bfai.de

Deutsche Gesellschaft für technische Zusammenarbeit GmbH (GTZ)

GTZ Office Windhoek

88, John Meinert St.

Windhoek

Tel. +264 (61) 22 24 47

Fax +264 (61) 22 24 27

E-Mail: gtz-namibia@na.gtz.de

www.gtz.de/de/weltweit/afrika/592.htm

Postanschrift: P.O. Box 8016, Bachbrecht, Windhoek

Ministry of Mines and Energy (MME)

1, Aviation Road

Private Bag 13297

Windhoek

Tel. +264 (61) 28 48 111

Fax +264 (61) 23 86 43

E-Mail: info@mme.gov.na

Namibia Power Corporation (Proprietary) Limited (NamPower)

15, Luther Street

P.O. Box 2864

Windhoek

Tel. +264 (61) 20 54 111

Fax +264 (61) 23 28 05

United Nations Development Program

Sanlam Centre

154, Independence Avenue

Private Bag 13329

Windhoek

Tel. +264 (61) 20 46 111

Fax +264 (61) 20 46 203

E-Mail: info@undp.org

Botschaft der Bundesrepublik Deutschland in Namibia

Sanlam Centre

154, Independence Avenue

Windhoek

Tel. +264 (61) 27 31 00

Fax +264 (61) 27 32 22 981

E-Mail: germany@iway.na

Botschaft der Republik Namibia

Wichmannstr. 5

D-10787 Berlin

Tel. +49 (30) 25 40 95-0

Fax +49 (30) 25 40 95 55

E-Mail: namibiaberlin@aol.com

www.namibia-botschaft.de

15 Südafrika

15.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Die in Südafrika installierte Stromerzeugungskapazität belief sich im Jahr 2006 auf insgesamt ca. 43 GW. Der südafrikanische Stromversorger Eskom ist mit einer installierten Nettokapazität von 39.810 MW (2006) einer der größten Stromversorger der Welt.¹ Davon entfallen 90 % auf Kohle- (35.607 MW), 4 % auf Kernkraft- (1.800 MW) und 6 % auf Wasserkraftwerke (2.000 MW) sowie Gasturbinen (342 MW). Über zusätzliche Erzeugungskapazitäten verfügen private Stromproduzenten (ca. 1.390 MW lizenziert Ende 2004, überwiegend industrielle Eigennutzer) und kommunale Versorger (1.825 MW lizenziert Ende 2004). Außerdem ist Eskom mit 1.600 MW am Wasserkraftwerk Cahora Bassa in Mosambik beteiligt.

Der Spitzenbedarf im Verbundnetz von Eskom lag im Abrechnungsjahr 2005/2006 bei 33.461 MW. Durch eine neue Gaspipeline von Mosambik nach Südafrika wird sich zunehmend auch Erdgas als wichtiger Energieträger zur Stromerzeugung etablieren. Ein erstes gasbetriebenes Heizkraftwerk wurde im Juli 2006 in Richards Bay in Betrieb genommen.² Eine weitere Anlage in Newcastle soll im ersten Vierteljahr 2007 die Energieerzeugung aufnehmen.

Stromerzeugung

Im Jahr 2005/2006³ betrug die Netto-Stromerzeugung von Eskom 221 TWh, davon 205,8 TWh aus Kohlekraftwerken, 1,1 TWh aus Laufwasserkraftwerken, 2,9 TWh aus Pumpspeicherkraftwerken sowie 11,3 TWh aus nuklearer Erzeugung.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005/06
	GWh					
Kohle	172.362	175.223	181.651	194.046	202.171	205.837
Wasserkraft	1.343	2.061	2.357	777	720	1.141
Pumpspeicherkraftwerke	2.591	1.587	1.738	2.732	2.981	2.867
Atomkraftwerke	13.010	10.719	11.991	12.663	14.280	11.293
Gasturbinen	0	0	0	0	0	78

Tab. 1: Netto-Stromerzeugung Eskom; Südafrika; 2000-2006; GWh⁴

Eskom produziert Strom für den heimischen Markt sowie für einige benachbarte Staaten. Der Stromimport aus den Nachbarländern (vor allem aus Mosambik) ist in den letzten Jahren allerdings deutlich stärker als der Export gewachsen, so dass in 2005 bereits fast eine ausgewogene Bilanz bestand (es wurden 9.200 GWh importiert und rund 12.900 GWh exportiert). Für die Zukunft ist vorgesehen, verstärkt Importe zur Bedeckung des wachsenden Strombedarfs zu nutzen.

In 2004 wurden von einer nationalen (öffentlichen) Brutto-Stromerzeugung von 230 TWh 3,2 % von privaten Erzeugern geliefert (7,4 TWh), weitere 0,8 % von kommunalen Versorgern (1,2 TWh), der Rest entstammte den Eskom-Kraftwerken. Rund 363 GWh wurden von privaten Erzeugern für den Eigenbedarf verbraucht.

1 Die nominale Kapazität aller Kraftwerke liegt bei 42 GW.

2 Dieses industrielle GuD-Kraftwerk mit elektrischer Leistung von 27,5 MW liefert Strom und Wärme für eine Papierfabrik.

3 1.4.2005-31.3.2006, frühere Statistiken beziehen sich jeweils auf das Kalenderjahr.

4 Quelle: Eskom, Annual Report 2006. Der Wert für 2005/2006 umfasst den Zeitraum 1.4.2005 bis 31.3.2006.

Stromübertragung und -verteilung

Als Besitzer und Betreiber des Übertragungsnetzes fungiert Eskom. Das Übertragungsnetz umfasst die Spannungsstufen zwischen 132 und 785 kV und ist größtenteils über 60 Jahre alt, was in naher Zukunft erhebliche Instandhaltungsinvestitionen erforderlich macht. Neben dem inländischen Ausbau des Netzes soll in Zukunft die Netzinfrastruktur für den Strom-austausch mit den Nachbarländern erweitert werden. Südafrika ist wichtiges Mitglied im Southern African Power Pool (SAPP) und hat damit Zugang zu vergleichsweise kostengünstigen und sicheren Versorgungsquellen außerhalb seiner Grenzen.⁵ Die Übertragungsverluste lagen im Berichtszeitraum 2005/2005 bei vergleichsweise niedrigen 8,2%.

Elektrifizierungsgrad

Während im Jahr 1994 nur ein Drittel der Haushalte mit Strom versorgt wurde, waren es Ende März 2006 bereits etwa 72%. Derzeit sind noch rund 3,4 Mio. süd-afrikanische Haushalte ohne Stromversorgung. Acht Provinzen haben eine Elektrifizierungsrate von mehr als 70%, während nur zwei Provinzen darunter liegen.⁶

Stromverbrauch

Der Stromverbrauch durch Verkauf von Eskom lag im Abrechnungsjahr 2005/2006 bei 208,3 TWh. Zwischen 2000 und 2005/06 lag das durchschnittliche Wachstum der Stromnachfrage bei 3,1%. Knapp 40% des Stroms wurde an weiterverteilende Unternehmen geliefert, der Rest direkt an Endabnehmer veräußert. Insgesamt werden derzeit mehr als 8 Mio. Kunden mit Strom versorgt, davon jeweils etwa die Hälfte direkt von Eskom einerseits bzw. kommunalen und anderen Verteilungsunternehmen andererseits. Bedeutendste Stromverbrauchssektoren sind Industrie, insbesondere Aluminiumhersteller und Bergbau.

Die guten Konjunkturaussichten lassen erwarten, dass die Stromnachfrage langfristig um jährlich 4,2% bzw. etwa 1.500 MW wächst.

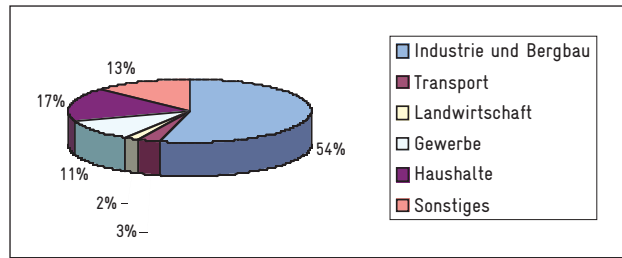


Abb. 1: Stromverbrauch nach Sektoren; Südafrika; 2004, GWh⁷

Strompreise

Auch wenn die Stromerzeugungskosten aufgrund der kostengünstig zur Verfügung stehenden einheimischen Kohleressourcen mit weniger als 1,5 €-ct/kWh zu den weltweit niedrigsten gehören, so zeigen sich doch erhebliche Unterschiede der Tarife zwischen den Verteilungsunternehmen und den verschiedenen Verbrauchergruppen.

Für die Kunden von Eskom und den kommunalen Versorgern ergaben sich in 2004 bzw. in 2005/2006 (nur Eskom) die folgenden durchschnittlichen Preise:

	Stromverteiler inkl. Eskom 2004		Nur Eskom 2005/2006	
	ZAR-ct/kWh	€-ct/kWh	ZAR-ct/kWh	€-ct/kWh
Landwirtschaft	31,13	3,42	32,86	3,61
Haushalte	28,82	3,17	40,08	4,41
Gewerbe	28,45	3,13	22,69	2,50
Transport	22,13	2,43	20,25	2,23
Industrie	18,31	2,01	14,75	1,62
Bergbau	15,37	1,69	16,19	1,78
Anderer ⁸	23,45	2,58		
Weiterverteiler			16,13	1,77
Durchschnitt (mengen-gewichtet)	21,82	2,40	17,05	1,88

Tab. 2: Durchschnittliche Strompreise (netto); Südafrika; 2004 und 2005/06; ZAR-ct/kWh, €-ct/kWh⁹

5 Eskom und weitere afrikanische Stromversorger planen den Bau von Wasserkraftwerken am Kongo-Fluss. Der wasserreichste Strom Afrikas hat ein geschätztes Energiepotenzial von 100 GW. Eine 3.000 km lange Überlandleitung bis nach Südafrika ist Teil des Projektes.

6 Die Provinz Kwa Zulu Natal mit 64% und die Provinz Eastern Cape mit 55%.

7 Quelle: Digest of South African Energy Statistics, 2005. Department of Minerals and Energy.

8 Diese Gruppe umfasst unter anderem Straßenbeleuchtung sowie Exporte durch die Verteilungsunternehmen.

9 Quelle: National Electricity Regulator: Electricity Supply Statistics 2004.

Insgesamt sind in Südafrika mehr als 2000 verschiedene Tarife in Kraft, wobei die Preise zwischen 2,1 €-ct/kWh (0,19 ZAR/kWh) und 7,8 €-ct/kWh (0,71 ZAR/kWh) liegen.

Vom Regulierer wurde in 2005 eine Tarifierhöhung für Eskom oberhalb der Inflationsrate genehmigt. Der durchschnittliche Strompreis (inkl. Abgabe) an Weiterverteiler stieg damit am 1.4.2006 von 1,76 auf 1,87 €-ct/kWh (16,04 auf 17,05 ZAR-ct/kWh). Diese Erhöhung ist der erste Schritt einer dreistufigen jährlichen Preiserhöhung mit Erhöhungen von im Mittel etwa 5%/a. Damit hat die Regulierungsbehörde erstmals für Eskom eine jährliche Preisanpassung über drei Jahre bewilligt. Diese längerfristige Tarifierhebung wurde mit der Notwendigkeit stabiler und vorhersehbarer Preise angesichts von Investitionserfordernissen für den Kraftwerksausbau begründet.

Für Haushalte mit sehr geringem Einkommen hat Eskom eine kostenlose Basisstromversorgung eingeführt, die mit 50 kWh pro Monat bemessen wird. Hierzu wird mit den Kommunen ein Vertrag abgeschlossen, die ihrerseits die Bedürftigkeit der Antragsteller prüfen müssen. In 2004 konnten mehr als 3 Mio. Haushalte diesen Service in Anspruch nehmen. Allerdings wurde Anfang 2006 geschätzt, dass erst 27 % aller bedürftigen Haushalte der freie Basistarif gewährt wurde.

Ausbauplanung

Trotz wachsender Stromnachfrage hat Eskom in den letzten Jahren keine neuen Kraftwerkskapazitäten ans Netz gebracht. Angesichts erwarteter Versorgungsgaps ab 2007 verkündete Eskom im Jahr 2004, dass drei stillgelegte Kohle-Kraftwerke mit insgesamt 3.800 MW schrittweise bis 2011 wieder in Betrieb genommen würden. Nach Prognosen wird der Strombedarf langfristig um 4,2 % jährlich wachsen und zusätzliche Kraftwerkskapazitäten von mehr als 1.500 MW pro Jahr erforderlich machen. Bis jetzt sind bereits neue Kohle-Kraftwerke im Umfang von 6.000 MW fest geplant. Es wird ferner davon ausgegangen, dass im Zeitraum 2007-2009 etwa 1.000 MW mit Heizkraftwerken auf Basis erneuerbarer Energien und Müllverbrennung realisiert werden könnten.

15.2 Marktakteure

Eskom

Eskom ist das dominierende Stromversorgungsunternehmen auf dem afrikanischen Kontinent. Es ist fast vollständig für die Stromerzeugung in Südafrika, zu 100 % für die Stromübertragung und (noch) für einen erheblichen Teil der Stromverteilung verantwortlich.

Unabhängige Stromerzeuger

Unabhängige Stromerzeuger führen zurzeit noch ein Schattendasein. Ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung beträgt nur ca. 3 %. Insbesondere Regenerativstromproduzenten konnten in der Vergangenheit aufgrund der niedrigen Strompreise von Eskom und der fehlenden staatlichen Unterstützung kaum zur Geltung kommen. Die südafrikanische Regierung hat allerdings für die kommenden Jahre eine verstärkte Unterstützung insbesondere für solche privaten Erzeuger angekündigt, die Strom aus erneuerbaren Energien gewinnen.

Verteilungssektor

Der Verteilungssektor, der durch Eskom und kommunale Unternehmen gebildet wird, ist bislang durch eine große Zahl von Akteuren gekennzeichnet. Viele der 185 kommunalen und sonstigen Verteiler (Jahr 2004) können jedoch aufgrund einer geringen Kundenanzahl¹⁰ und niedriger Tarife nicht effizient und kostendeckend wirtschaften.

Nach einem Beschluss des Regierungskabinetts im Mai 2001 wurde eine Restrukturierung auf der Verteilungsebene eingeleitet, sodass zukünftig nur noch sechs städtische und ein überregionaler ländlicher Verteiler (Regional Electricity Distributors – REDs) mit jeweils einheitlicher Tarifstruktur den Strom an die Endkunden liefern werden. Hierfür werden die kommunalen Verteiler mit dem zu Eskom gehörenden Verteilungsnetz verschmolzen. Im Gefolge des “Electricity Distribution Industry Restructuring Act” wurde zur Umsetzung dieser Reform eine staatliche Holding gebildet (Electricity Distribution Industry Holdings – EDIH).

10 Etliche Verteiler haben nur einige Hundert bis ein paar Tausend Kunden.

Als erste Verteilungsgesellschaft innerhalb dieser Holding nahm der Regionalverteiler RED One in der Provinz Kapstadt zum 1.7.2005 den Betrieb auf. Etwa bis 2009 soll der Restrukturierungsprozess im Verteilungssektor abgeschlossen sein.

Weitere Akteure

Department of Minerals and Energy (DME)

Das Department of Minerals and Energy (DME) ist als zuständiges Ministerium die wichtigste politische Institution für den Stromsektor. Es trägt Verantwortung für die Energieplanung, entwickelt Leitlinien zur Energiepolitik und legt Programme zur Entwicklung des Energiesektors auf. Es kümmert sich darüber hinaus wesentlich um die Ausschreibung von Vorhaben zur Stromerzeugung unter Beteiligung unabhängiger Produzenten.

Department of Public Enterprises (DPE)

Das Department of Public Enterprises (DPE) hat die Aufsicht über alle staatseigenen Betriebe. Dazu gehört als größtes Unternehmen auch der Stromversorger Eskom. In dieser Funktion arbeitet DPE eng mit dem für Energiepolitik zuständigen DME und der Regulierungsbehörde zusammen, um optimale Bedingungen für die staatseigenen Betriebe und für die Wirtschaft insgesamt sicherzustellen.

National Energy Regulator South Africa (NERSA)

Seit Juli 2006 ist der frühere "National Electricity Regulator (NER)"¹¹ auf der Basis des Energy Regulator Act 2004¹² nicht nur für den Stromsektor, sondern für alle leitungsgebundenen Energieträger, d.h. auch für Öl und Gas, zuständig und wurde in "National Energy Regulator South Africa (NERSA)" umbenannt.¹³ Der Vorstand wird zwar vom DME ernannt, arbeitet jedoch unabhängig. Zentrale Aufgabe des NERSA ist die Lizenzerteilung für Stromübertragung, -verteilung und -erzeugung sowie die Überwachung und Zulassung von Tarifen. Finanziert wird die Behörde durch eine Abgabe, die von den Stromerzeugern zu entrichten ist und an alle Stromverbraucher als Kostenfaktor weitergereicht werden kann.

Seit Inkrafttreten des neuen Electricity Regulation Act¹⁴ im August 2006 benötigen alle Stromerzeugungsanlagen eine Lizenz. Ausnahmen gibt es lediglich für die Stromerzeugung zur Selbstversorgung und für nicht-gewerbliche Stromerzeugung ohne Netzkopplung.

Mit Stand 2004 hatte NER insgesamt 15 Lizenzen zur Stromerzeugung vergeben: eine für Eskom, 9 für Kommunen sowie fünf für private Erzeuger (vorwiegend Zuckerbetriebe mit Bagassenutzung). Insgesamt erstreckten sich diese Lizenzen auf 51 Kraftwerke. Von den 17 Kohlekraftwerken gehören 10 zu Eskom, vier Kommunen und drei privaten Erzeugern. Von den 10 Wasserkraftwerken befinden sich sechs in Besitz von Eskom, drei im Eigentum von Kommunen und eine Anlage wird privat betrieben. Von sieben Gasturbinen gehören zwei zu Eskom und fünf zu Kommunen.

11 Bis zum 1.4.1995 als Electricity Control Board benannt.

12 Act No. 40 of 2004, in Kraft seit 15.9.2005.

13 Formal erfolgte die Zusammenlegung bereits zum 1.10.2005.

14 Act No. 4 of 2006.

15.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Weißbuch zur Energiepolitik

Das im Dezember 1998 von der Regierung vorgelegte Weißbuch zur Energiepolitik legt die wichtigsten energiepolitischen Ziele dar und ist zudem das grundlegende Strategiepapier zur Liberalisierung und Privatisierung des Stromsektors. Kernpunkte sind die freie Wahl des Stromversorgers durch die Kunden, die Einführung des Wettbewerbs insbesondere im Erzeugungsektor, eine stärkere Partizipation des privaten Sektors und ein offener, diskriminierungsfreier Zugang zum Transportsystem.

Reform von Eskom

Die Privatisierung und Entflechtung von Eskom wird in einem gesetzlichen Rahmenplan des Ministeriums für Öffentliche Betriebe (Department of Public Enterprises) dargestellt.¹⁵ Seit Juli 2002 operiert Eskom als Aktiengesellschaft, wobei Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung separate Geschäftsbereiche bilden. Angesichts der erwarteten Stromengpässe wurde der ursprüngliche Plan, dass Eskom bis 2006 30 % seiner Erzeugungskapazität veräußern und vorerst selbst keine neuen Kapazitäten aufbauen sollte, zunächst zurückgestellt.¹⁶ Aber auch ohne Teilprivatisierung von Eskom hält die Regierung an dem Plan fest, zukünftig 30 % des Strommarktes unabhängigen Produzenten zu überlassen. Langfristig soll zudem das Übertragungsnetz an ein eigenständiges Unternehmen im Besitz des Staates übergehen.

Energy Act

In 2004 wurde der Entwurf eines Rahmengesetzes für den Energiesektor vorgelegt (Energy Bill). Dieses Gesetz, das bisher nicht verabschiedet wurde, sieht die Gründung eines Nationalen Energierates, die Anlegung einer systematischen Energiestatistik, die Einführung einer regelmäßig aktualisierten integrierten Energieplanung, sowie Programme für Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Energieforschung vor.

Mit der nationalen Energieeffizienzstrategie von 2004 wurde zudem eine Reduzierung des Endenergiebedarfs um 12 % bis 2015 angestrebt. Es zeichnet sich jedoch ab, dass diese Verbrauchsminderung nicht erreicht werden wird.

15.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Weißbuch zu erneuerbaren Energien

Entsprechend dem Weißbuch zur Energiepolitik von 1998 will die südafrikanische Regierung eine konzentrierte Förderung für die Entwicklung, Demonstration und Umsetzung von erneuerbaren Energiequellen für Anwendungen im kleinen und großen Maßstab herbeiführen. Ein erstes Strategiepapier zum Einsatz erneuerbarer Energien wurde in 2000 vorgelegt.¹⁷ Eine Konkretisierung erfolgte im Weißbuch zu erneuerbaren Energien, das im November 2003 beschlossen wurde.

Mit der Verabschiedung dieses Papiers hat sich die Regierung auf eine schrittweise Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Energien bis auf 10 TWh (bzw. 0,8 Mtoe¹⁸) im Jahr 2013 festgelegt. Dies umfasst Stromerzeugung aus Wind, Sonne, Biomasse und kleiner Wasserkraft wie auch solarthermische Wasserbereitung und den Einsatz von Biokraftstoffen. Neben der Ankündigung von finanziellen Anreizen, die durch nationale und internationale Programme bereitgestellt werden sollen, wird der Aufbau eines umfassenden regulativen Rahmens unter Einbezug angemessener Tarifstrukturen gefordert. Ein Strategiepapier zur Umsetzung wurde zuletzt für September 2005 angekündigt, ist jedoch immer noch nicht veröffentlicht worden. In Diskussion befindet sich auch die Einführung eines Einspeisegesetzes, mit dem Vergütungsregelungen für an das Netz gelieferten Strom aus erneuerbaren Energiequellen festgelegt würden.

15 "Policy Framework: An Accelerated Agenda towards the Restructuring of State-Owned Enterprises", August 2000.

16 10 % der Erzeugungskapazität sollen dabei im Rahmen des "Black Economic Empowerment" an Unternehmen im Besitz von farbigen Südafrikanern gehen.

17 Department of Minerals and Energy, Implementation Strategy for Renewable Energy in South Africa, Draft 2, February 2000 sowie Strategy for Renewable Energy in South Africa, Consensus Draft, 19 March 2001.

18 Mtoe: Millionen Tonnen Öläquivalent

Nationale Förderprogramme

Eine nennenswerte Förderung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung erfolgt seit 1994 vorwiegend im Rahmen von Elektrifizierungsprogrammen für ländliche Gebiete im Zusammenhang mit netzfernen Applikationen.¹⁹

Besondere Regelungen für die Lieferung und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen bestehen gegenwärtig noch nicht. Das Weißbuch zu erneuerbaren Energien sieht ein Ausschreibungsmodell mit langfristigen Einspeiseverträgen ("Power Purchase Agreements") vor. Konkrete Rahmenbedingungen sollen durch NERSA ausgearbeitet werden. Im Rahmen der weiteren Strategieentwicklung ist jedoch vorgesehen, auch alternative Vergütungsmodelle in Betracht zu ziehen. Bei aktuellen Strompreisen von 1,6 bis 4,4€-ct/kWh (Eskom) wird der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energiequellen allerdings gegenwärtig nur ein geringer Spielraum eingeräumt. Längerfristig wird hingegen erwartet, dass sich die mittleren Erzeugungskosten aufgrund des Kraftwerkszubaues erhöhen werden, so dass sich die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Stromproduktion verbessert.

Ein dezidiertes Förderprogramm für erneuerbare Energien wurde erstmals für das Finanzjahr 2005/2006 vom Energieministerium aufgelegt und soll bis 2007/2008 mit einem Gesamtbudget von 1,6 Mio.€ (14,2 Mio. Rand) fortgesetzt werden. Die im ersten Jahr zur Verfügung stehenden 0,5 Mio.€ (4,5 Mio. Rand) konnten allerdings bis auf einen sehr kleinen Anteil aus administrativen Gründen nicht ausgeteilt werden. Als Vorgabe gilt, dass die Projekte eine minimale Leistung von 1 MW (oder ein entsprechendes Äquivalent bei der Jahresproduktion flüssiger Kraftstoffe) haben müssen. Zur Abwicklung des Programms wurde im DME das Renewable Energy Finance and Subsidy Office (REFSO) eingerichtet.

SABRE-Gen-Program

1998 startete Eskom ein Programm, um die Einsatzmöglichkeiten erneuerbarer Energien zur netzgekoppelten Stromerzeugung in großem Maßstab zu eruieren und in Demonstrationsvorhaben zu testen.

Das "South African Bulk Renewable Energy Generation" (SABRE-Gen)-Programm hat vier Komponenten:

- Biomassenutzung (SABRE-Gen – BioEnergy)
- solarthermische Stromerzeugung (SABRE-Gen – Solar Thermal Electric)
- Nutzung der Wellenenergie vor den Küsten (SABRE-Gen – Wave)
- Windenergienutzung (SABRE-Gen – Wind).

Central Energy Fund und andere nationale Finanzierungsgeber

Der 1997 gegründete Central Energy Fund (CEF) zielt insbesondere auf die Schaffung eines universellen Zugangs zu modernen Energieformen, einen verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien sowie auf die Entwicklung eines lokalen Gasmarktes.²⁰ Zur Förderung und Risikoübernahme bei der Entwicklung und Demonstration neuer Energietechnologien wurde im Januar dem CEF die Energy Development Corporation (EDC) angegliedert.

Ein erstes größeres Förderprojekt stellt die Investitionsbeteiligung am Darling Windpark dar.²¹ Der CEF (bzw. EDC) ist außerdem ausführende Institution für ein laufendes GEF-unterstütztes Projekt im solarthermischen Bereich. Im Wasserkraftbereich hat EDC eine Vereinbarung mit dem privaten Investor NuPlanet zur Gründung eines unabhängigen Stromproduzenten für die Nutzung von Wasserenergie abgeschlossen. Die gemeinsame Tochterfirma Bethlehem Hydro wird eine Wasserkraftanlage von insgesamt 3,9 MW errichten und betreiben.²²

19 Siehe Abschnitt „Ländliche Elektrifizierung“.

20 Weitere Informationen siehe www.cef.org.za.

21 Siehe Abschnitt "Windenergie".

22 Dieses Vorhaben ist auch als CDM-Projekt angemeldet worden.

Zur CEF-Gruppe gehört auch das South African National Energy Research Institute (SANERI), das im Oktober 2004 durch ministerielle Direktive gegründet wurde. Das Institut lässt Forschungsarbeiten im Energiebereich – so auch zu erneuerbaren Energien – vorwiegend von Dritten ausführen und verfügte in 2006/07 über einen Etat von umgerechnet 4,2 Mio. €.

Weitere Finanzierungshilfen bieten die Development Bank of Southern Africa (DBSA), die Industrial Development Corporation und das Department of Trade and Industry an.

Dänisch-südafrikanisches Programm

Durch die Kooperation der südafrikanischen und der dänischen Regierung wurde im August 2001 das vierjährige Projekt “Capacity Building Project in Energy Efficiency and Renewable Energy” (CaBEERE) angestoßen. Neben der Strategieentwicklung für die Verbreitung von erneuerbaren Energien und möglicher Umsetzungsmaßnahmen auf politischer Ebene standen die Umsetzung von konkreten Projekten, der Aufbau einer Datenbank mit Serviceunternehmen sowie die Erstellung von grundlegenden Sektorstudien im Zentrum der Betrachtung.²³

Aussicht auf Weltbank-Vorhaben

Noch in der Vorbereitungsphase befindet sich ein Vorhaben mit Unterstützung des GEF mit der Bezeichnung “Renewable Energy Market Transformation” (REMT). Neben der institutionellen Befähigung stehen die netzgekoppelte Stromerzeugung und die Stromproduktion der Zucker- sowie der Papierindustrie für den Eigenbedarf im Vordergrund. Ein Großteil der finanziellen Ressourcen soll aus dem Prototype Carbon Fund (PCF) kommen.²⁴

Clean Development Mechanism

Südafrika ist dem Kyoto-Protokoll im Juli 2002 beigetreten. Aufgrund der bislang fast ausschließlich auf Kohle basierenden Stromerzeugung weist Südafrika mit einer CO₂-Emission von über 9t pro Kopf relativ hohe Werte im internationalen Vergleich auf und bietet damit gute Voraussetzungen für CDM-Projekte.²⁵ Erfolgversprechende Anwendungsmöglichkeiten werden insbesondere bei kleinen Projekten im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung gesehen.

Für Klimapolitik zuständig ist das “Department of Environmental Affairs and Tourism” (DEAT). Eine Designated National Authority (DNA) zur Bewilligung von CDM-Vorhaben auf nationaler Ebene wurde Ende 2004 innerhalb des DME eingerichtet.

Bis Mitte 2006 wurden bei DNA 20 Projekte zur vorläufigen Beurteilung und 12 Vorhaben zur Bewilligung eingereicht. Sechs der Projekte beschäftigen sich mit der Methangasnutzung auf Mülldeponien, drei mit der Nutzung von Biogas und vier mit der Nutzung anderer erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung. Drei Vorhaben wurden mittlerweile vom Executive Board des UNFCCC als CDM-Projekte registriert.

Projekt-Titel	Datum der UNFCCC-Registrierung	Äquivalente CO ₂ -Minderung pro Jahr
Kuyasa low-cost urban housing energy upgrade project, Khayelitsha (Cape Town; South Africa)	27.08.2005	Abhängig von Projektumsetzung
PetroSA Biogas to Energy Project	29.09.2006	29.310
Durban Landfill-gas-to-electricity project – Mariannahill and La Mercy Landfills	15.12.2006	68.833

Tab. 3: CDM-Projekte mit UNFCCC-Registrierung in Südafrika²⁶

23 Nähere Informationen finden sich beim DME unter www.dme.gov.za.

24 Das Finanzvolumen beläuft sich auf 165 Mio. US\$. Davon sollen 103 Mio. US\$ durch Private, je 6 Mio. US\$ durch GEF und die südafrikanische Regierung sowie 50 Mio. US\$ durch den PCF bereitgestellt werden.

25 Lt. Jahresbericht 2006 von Eskom wurden im Berichtszeitraum 920g CO₂ pro erzeugter Kilowattstunde Strom emittiert.

26 Quelle: UNFCCC 2006.

15.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Erneuerbare Energien haben derzeit einen Anteil von ca. 9% am Primärenergieaufkommen Südafrikas. Am bedeutendsten ist dabei die traditionelle Nutzung von Biomasse (z.B. Feuerholz) für das Kochen und Heizen.

Zur Stromerzeugung tragen erneuerbare Energien (im Wesentlichen Wasserkraft) mit nur knapp einem Prozent bei. Erneuerbare Energien kommen in Südafrika vorwiegend in netzfernen Anlagen zur Anwendung. Fehlende Förderbedingungen und die kostengünstige Verstromung der Kohle erweisen sich als wesentliche Hemmnisse für netzgekoppelte Systeme.

Wasserkraft

Die installierte (nominale) Kapazität von Laufwasserkraftwerken im Jahr 2005 betrug 668 MW, davon entfielen 661 MW auf Eskom, vorwiegend in zwei großen Wasserkraftwerken. Von sechs kleinen Wasserkraftwerken (<10 MW) mit einer Gesamtkapazität von 15 MW befanden sich zwei im Eigentum von Eskom, drei waren im Besitz von kommunalen Versorgern. Das einzige private Kleinwasserkraftwerk hat eine Kapazität von 3 MW.²⁷ Die insgesamt installierten Kleinst-Wasserkraftanlagen umfassen eine Kapazität von schätzungsweise 0,4 MW.

Wasserkraftpotenzial

Geringe Regenfälle, oftmals nur saisonal auftretender Wasserfluss sowie häufig vorkommende Dürren und Überschwemmungen limitieren das Wasserkraftpotenzial.²⁸ Das realisierbare Potenzial für Wasserkraftanlagen unter 50 MW beträgt ca. 9,9 TWh. Potenzielle Standorte für Mikro-Wasserkraftanlagen, die vorwiegend am Eastern Escarpment lokalisiert sind, werden mit 3.500-5.000 beziffert.²⁹

In vereinzelt Fällen kommen kleine Anlagen im Rahmen der ländlichen Elektrifizierung zum Zuge. Es bleibt abzuwarten, inwieweit die angekündigte Strategie zur Förderung erneuerbarer Energien spezielle Wasserkraftkomponenten enthält.

Windenergie

Das Windpotenzial ist insbesondere im Bereich des langen Küstenstreifens und der inländischen Randstufen ("escarpments") gut. Ein Windatlas wurde erstmals im Jahr 1995 vom DME veröffentlicht. Mit Unterstützung der EU wurden Ende der 1990er Jahre Messungen in der Eastern-Cape-Provinz durchgeführt. An einer Vielzahl von Standorten wurde eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 6 m/s gemessen. Am Cape Point werden mittlere Spitzenwindgeschwindigkeiten von 9 m/s erreicht. Ein neuer Windatlas, basierend auf detaillierteren Daten, wird im Rahmen des SABRE-Gen-Programms von Eskom erstellt. Das jährliche Windenergiepotenzial wird auf 26 TWh geschätzt.³⁰

Installierte und geplante Windparks

Nur ein Pilot-Windpark von Eskom in Klipheuwel, 50 km von Kapstadt entfernt, bestehend aus drei Windturbinen unterschiedlicher Hersteller (mit 660, 750 und 1.750 kW), speist zurzeit Strom in das Verbundnetz ein. Dieser Standort weist allerdings keine günstigen Windbedingungen auf. Ansonsten kommen Windkraftanlagen zur Stromerzeugung in kleinen Dorfnetzen (insgesamt ca. 45 kW) und netzfernen Einzelanlagen (insgesamt ca. 500 kW) zum Einsatz.³¹

27 Diese private Anlage befindet sich in Nelspruit in der Provinz Mpumalanga und hat sich als wirtschaftlich rentables Projekt erwiesen.

28 Nähere Informationen zu Potenzialen und Ressourcen werden in der "South African Renewable Energy Resource Database" (SARERD) zur Verfügung gestellt: www.csir.co.za/environmentek/sarerd/index.html.

29 Quelle: DME: Green Power – Business Opportunities in South Africa for Renewable Energy Independent Power Producers. 2003. Im Weißbuch für erneuerbare Energien wird das Potenzial mit 11 TWh angegeben.

30 Quelle: Datenbank SARERD.

31 Traditionell wird die Windenergie vorwiegend in Windmühlen zum Wasserpumpen genutzt, von denen gegenwärtig über 20.000 Anlagen in Betrieb sind und mit ca. 12 MW drei Viertel der installierten Kapazität ausmachen. Vgl. DME – Department of Minerals and Energy: Baseline Study on Wind Energy in South Africa; Final Report; Capacity Building in Energy Efficiency and Renewable Energy Program; Februar 2003.

Ein erstes größeres privat realisiertes Windkraftprojekt in der Nähe von Darling (Westküste) mit einer Kapazität von 5,2 MW soll nach längerem Planungsvorlauf (der Standort wurde bereits 1997 ausgewählt) nun in 2007 realisiert werden. Bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 7,5 m/s in 50 m Höhe und einem Kapazitätsfaktor von 30% wird die jährliche Stromproduktion auf 13,3 GWh veranschlagt.

Im Rahmen eines langfristigen "Power Purchase Agreement" (20 Jahre) wird die Stadt Kapstadt den Strom abnehmen und mit einer Prämie zusätzlich zu den normalen Bezugskosten vergüten. Die Stadt will damit ihrer selbst gesetzten Verpflichtung nachkommen, den Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2020 auf 20% zu erhöhen. Über das stadteigene Verteilungsunternehmen wird der Windstrom als "Green Electricity" zu entsprechenden Preiskonditionen an interessierte Konsumenten weitergeleitet. Aufgrund seines Demonstrationscharakters beteiligt sich an dem Vorhaben mit 2,1 Mio. € (19,3 Mio. Rand) auch die beim Central Energy Fund beheimatete Energy Development Corporation. Bei erfolgreichem Betrieb und entsprechender Nachfrage nach "grünem" Strom soll der Windpark mit weiteren sechs Turbinen auf 13 MW erweitert werden.

Weiterhin werden Voruntersuchungen auf einem ehemaligen Militärstandort auf der Farm Langefontain durchgeführt. Es bestehen Überlegungen, dort 50 Turbinen der 2,3-MW-Klasse zu errichten.³² Neben diesen Großprojekten wird auch die Anwendung von kleinen Windkraftanlagen in Mini-Netzen, oftmals im Hybrid-Betrieb mit PV-oder Dieselanlagen, untersucht.³³

Im Hinblick auf das Regierungsziel, bis 2013 10.000 GWh aus erneuerbaren Energien bereitzustellen, spielt Windenergie allerdings kaum eine Rolle.

Windenergie-Programm von UNDP/GEF

Die Nutzung der Windkraft in Südafrika befindet sich demnach noch in der Pilot- bzw. Demonstrationsphase. Mit Hilfe internationaler Organisationen soll nun ein Förderrahmen für netzgekoppelte Windkraftanlagen entwickelt werden. Hier setzt das August 2001 angelaufene "South Africa Wind Energy Programme" (SAWEP) von UNDP/GEF an, das in Kooperation mit der dänischen Organisation DANCED (Danish Cooperation for Environment and Development) durchgeführt wird (Gesamtkosten 10,9 Mio. US\$, GEF-Zuschuss 2,3 Mio. US\$).

Im Vordergrund der ersten Phase, die im Dezember 2006 zu Ende ging, stand die Politikberatung bezüglich eines regulativen Umfeldes für die unabhängige Stromerzeugung, die Entwicklung von Finanzierungsmechanismen und die Unterstützung von lokalen Projektentwicklern. Erfolgreich verhandelt wurde in diesem Zusammenhang mit Eskom ein Power Wheeling Agreement, das die Konditionen für den Transport von Windstrom über das Eskom-Stromnetz festlegt. Außerdem wurden Beiträge zu Windmessungen, zur Durchführung von Umweltstudien, zur Finanzierung und zum Netzzugang geleistet. Das Vorhaben soll nun in einer dreijährigen zweiten Phase fortgeführt werden und dann zum Bau von Windparks mit einer Gesamtleistung von etwa 45 MW beitragen.

32 Siehe unter anderem: DME, Baseline Study on Wind Energy in South Africa. Final Report. Capacity Building in Energy Efficiency and Renewable Energy Program. February 2003. Oder auch Winkler, Harald; Renewable energy policy in South Africa: Policy options for renewable electricity; Energy Policy; Online-Version 2003.

33 Dazu zählt das Lubisi Dam Community Project, in dem in Kombination mit PV-Anlagen zwei importierte 2,2-KW-Kleinwindkraftanlagen installiert wurden. Im Hluleka Nature Reserve unterstützen zwei 2,5-KW-Windkraftanlagen sowie PV-Systeme und Dieselgeneratoren die Strom- und Wasserversorgung einer kleinen Siedlung.

Biomasse

Gemessen am Primärenergieaufkommen, nimmt Biomasse in der Form von Brennholz, Holzabfällen, Dung, Bagasse und Holzkohle eine herausragende Stellung ein. Zum Energieverbrauch der Haushalte tragen diese Energieträger zu 60 % bei.

Relevant für die Stromerzeugung ist bislang nur Zuckerrohrbagasse, die 2004 mit 414 GWh bzw. ca. 0,2 % zur gesamten Stromerzeugung beigetragen hat. Mit Bagasse werden direkt in den Zuckerfabriken Heizkraftwerke betrieben, wobei derzeit der Strom größtenteils dem Eigenverbrauch (221 GWh) dient und zu einem geringeren Teil ins Netz eingespeist wird (192 GWh). Im Jahr 2004 hatten fünf mit Bagasse betriebene Anlagen mit einer Gesamtleistung von 105 MW eine Lizenz, allesamt im Besitz von unabhängigen Stromerzeugern.

Biomasse-Potenziale

Zurzeit (Stand 2004) wird nur etwa ein Viertel des Stromerzeugungspotenzials von Bagasse genutzt.³⁴ Zusätzlich könnte die Verwertung der Abfälle von Sägewerken und Papierfabriken mit jährlich 7.600 bzw. 4.500 GWh zur Stromversorgung beitragen. Das jährliche Energiepotenzial von Ernterückständen beträgt 341 GJ, und Rückstände aus der Tierzucht könnten mit rund 5.600 GWh einen Beitrag zur Stromerzeugung leisten.³⁵

Biogas

Die Gewinnung von Biogas durch Abwässer oder Müll ist bisher kaum zur Geltung gekommen, birgt aber durchaus Potenziale. Der Energiegehalt der im Jahr 1990 angefallenen Abfälle von Haushalten und Industrie belief sich auf 40,5 PJ. Das durch Abwässer gewonnene Methan könnte jährlich mit 36 MWh zur Stromversorgung beitragen.

Im Portfolio des Prototype Carbon Fund (PCF) der Weltbank befindet sich ein südafrikanisches Deponiegas-Projekt. In der Stadt Durban³⁶ werden nach erfolgreicher Projektumsetzung durch die Verstromung von Methangas in zwei Deponien CO₂-Zertifikate erwirtschaftet, deren Verkauf an den PCF vertraglich besiegelt wurde. Das aufgefangene Gas soll anfänglich in Generatoren mit jeweils 0,5 MW verstromt werden. Bei günstiger Ausbeute wird eine spätere Kapazitätsverdopplung nicht ausgeschlossen.

Solarenergie

Mit einer durchschnittlichen täglichen Solarstrahlung von 4,5 bis 6,5 kWh/m² ergeben sich in Südafrika sehr gute Bedingungen für solarenergetische Anwendungen. Die Solarstrahlungswerte wurden in einer Datenbank erfasst und in einer Karte publiziert.³⁷

Solarelektrische Nutzung

Die insgesamt installierte PV-Kapazität liegt bei ca. 12 MW_p, wovon nur etwa 150 kW auf netzgebundene Systeme zurückgehen. Neben Solar-Home-Systemen (SHS) kommen dezentrale Anlagen für Telekommunikation und Wasserpumpen sowie für Schulen und Krankenhäuser zum Einsatz.

Eine nicht-netzgekoppelte Elektrifizierung von 16.400 Schulen und von ca. 2.000 Krankenhäusern durch Eskom sollte bis 2005 erfolgen. Dabei sollten Schulen mit einer durchschnittlichen PV-Leistung von 500 W ausgestattet werden, während für ländliche Krankenhäuser größere Systeme vorgesehen wurden.³⁸ Die Finanzierung wird über nationale und internationale Förderungen realisiert. Die KfW hat sich an diesem Programmteil mit 9,5 Mio. € beteiligt.

34 Jährlich werden rund 7 Mio. t Bagasse produziert. Bei den unter Verwendung von modernen GuD-Anlagen erzielten 200 kWh/t würde sich ein Potenzial von 1.400 GWh ergeben.

35 Siehe Datenbank SARERD.

36 Neuer Name: eThikwini.

37 Siehe Datenbank SARERD.

38 Das Elektrifizierungsprogramm mit erneuerbaren Energiequellen für ländliche Krankenhäuser wird vom Independent Development Trust (IDT) geleitet.

Konzessionsprogramm für 350.000 Solar-Home-Systeme

Ein wesentliches Element des Förderprogramms zur Elektrifizierung ländlicher Regionen³⁹ stellt die Bereitstellung von kleinen PV-Systemen für Inselversorgungen in Gegenden dar, deren Anschluss an das Verbundnetz aus wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll ist.

Anfang 1999 wurde ein Förderprogramm gestartet, durch das insgesamt 350.000 SHS mit jeweils etwa 50 W_p installiert werden sollen. In sieben Regionen sollen jeweils 50.000 Systeme von je einem durch eine Ausschreibung zu ermittelnden privaten Konzessionär installiert und betreut werden, in dessen Eigentum die SHS verbleiben. Zwischen 60 und 80 % der Investitionskosten wird durch Zuschüsse in Höhe von 3.500 Rand gedeckt. Während in der Eastern Cape Provinz die verbleibenden Kosten von den Nutzern in vollem Umfang über Gebühren (58 Rand pro Monat) getragen werden müssen (Fee-for-Service), werden in anderen Provinzen aus einem staatlichen Fördertopf 40 Rand pro Nutzer zugezahlt. Trotz dieser erheblichen Förderung werden SHS aufgrund schlechter früherer Erfahrungen in einigen Fällen nur in Haushalten mit regelmäßigem Einkommen installiert. Die Bezahlung der Monatsgebühr erfolgt in der Regel vorab und erlaubt erst nach Tätigung die Freischaltung der Stromversorgung.

Bislang wurden in folgenden Regionen Konzessionen vergeben:

- Solar Vision Ltd. (nördliches Limpopo)
- Nuon-Raps Utility Ltd.⁴⁰ im nördlichen Kwazulu-Natal (8.000 Systeme 2005-2006)
- KES KwaZulu Energy Services Company (65% EDF, 35% Total Fina Elf) in Interior Kwazulu-Natal: 15.000 Haushalte bis Ende 2006; rund 10.000 Haushalte waren bis Ende 2005 ausgestattet.
- Shell-Eskom im nördlichen Teil von Eastern Cape und im südlichen Kwazulu-Natal
- Renewable Energy Africa (zentrales Eastern Cape)

Einer der ersten Konzessionäre war das Joint Venture Shell-Eskom. Von diesem wurde in einer ersten Phase in den Jahren 1999 und 2000 die Elektrifizierung von 6.000 Haushalten in der Eastern-Cape-Provinz in Angriff genommen. In 2002 waren von den 6.000 Systemen nur noch 4.700 in Betrieb. Den Haushalten wurden die so genannten Powerhouse-Systeme gegen eine Einmalzahlung von 16,50 € (150 Rand) zur Verfügung gestellt. Die Nutzer müssen zur Aktivierung des Systems für rund 7 € eine Magnetkarte kaufen. Nach rund 30 Tagen ist das Guthaben auf der Karte verbraucht und diese muss neu aufgeladen werden. In den Gebühren ist auch die komplette Wartung des Systems, inklusive Batteriewechsel, enthalten. Sozioökonomische und technische Faktoren haben allerdings einen reibungslosen Ablauf behindert.⁴¹

Die KfW beteiligt sich mit 15,9 Mio. € an den Investitionskosten für 27.000 SHS in den Gebieten Eastern Cape und North West Province. Ein Vertrag mit einem Konzessionspartner wurde jedoch bislang nicht abgeschlossen.

Solarthermische Nutzung

Die bisherige solarthermische Nutzung ist trotz der hohen solaren Tages-Einstrahlungen von im Mittel 4,5 bis 6 kWh/m² marginal. Ursächlich sind dafür in erster Linie die sehr niedrigen und teilweise subventionierten Strompreise, die den Einsatz elektrischer Warmwasserbereitung unterstützen. Andererseits besteht ein wachsendes Interesse, die durch elektrische Warmwassergeräte verursachten tageszeitlichen Lastspitzen unter anderem durch solare Heizgeräte abzubauen. Bislang werden fast ausschließlich unverglaste Solarabsorber zur Beheizung von Swimmingpools eingesetzt, während der Markt mit verglasten Kollektoren zur Brauchwassererwärmung weitgehend brachliegt.

39 Siehe Abschnitt "Ländliche Elektrifizierung".

40 Ein Joint-venture des holländischen Energieversorgers Nuon und der südafrikanischen Rural Area Power Solutions Ltd. (RAPS).

41 Als problematisch haben sich die vielen Diebstähle und die mangelnde Zahlungsbereitschaft erwiesen. Zudem zeigte sich die Prepaid-Kartentechnik als kompliziert und fehlerhaft. Bei Shell bestehen Überlegungen für ein neues Vertriebsmodell (Neue Energie, 09/2003, S. 110).

Ein Vorhaben mit dem Titel "Solar Water Heaters (SWHs) for low-income housing in peri-urban areas" mit Zuschüssen aus dem GEF befindet sich in der Durchführung.⁴² Diesem Projekt gingen Pilotvorhaben mit 100 kostengünstigen solaren Warmwasseranlagen in Townships von Durban und Johannesburg voraus. Mit dem laufenden Projekt, das vom Central Energy Fund umgesetzt wird, sollen neben der Ausweitung des solarthermischen Marktes auch die Standards bei der Fertigung und Installation angehoben und geeignete Finanzierungsmechanismen platziert werden.

Als ein erster Schritt wurde eine Marktanalyse durchgeführt. Außerdem wurden neue Standards für die Kollektorherstellung sowie für die Ausbildung von Installateuren entwickelt und ein Teststand zur Qualitätssicherung und Zertifizierung von Kollektoren erworben. In einer ersten Projektphase sollen nun 500 Solarsysteme vornehmlich auf neu errichteten Häusern installiert werden. Für eine zweite Phase ist die Ausrüstung mit 9.000 Anlagen vorgesehen. Das Vorhaben wird in enger Abstimmung mit dem Programm FINESSE (Financing Energy Services for Small Scale Energy Use) abgewickelt.

Ebenfalls eine Ausrüstung mit solarthermischen Anlagen in "low-income" Townships von Kapstadt wird mit einem bereits registrierten CDM-Vorhaben angestrebt. Dabei geht es um die nachträgliche Ausstattung bei bestehenden Gebäuden ebenso wie um die Installation bei potenziell mehreren Tausend neuen Wohnhäusern. In einem ersten Schritt sollen rund 2.300 Systeme montiert werden. Für Mitte 2007 wird das Inkrafttreten einer Verordnung für Kapstadt erwartet, die die Ausstattung neuer Gebäude mit solaren Warmwasserbereitern zur Pflicht machen würde.

Auch ESKOM beschäftigt sich in einem Forschungsvorhaben mit dem Nutzen solarer Warmwasserbereitung und strebt ein Demand-Side-Management-Vorhaben für den häuslichen Sektor an, um elektrische Spitzenlast einzusparen.

15.6 Ländliche Elektrifizierung

Die Quote ländlicher Haushalte mit Elektrizität stieg von 21% in 1995 auf 54% in 2005. Die meisten nicht elektrifizierten Haushalte liegen in den Provinzen Kwa-Zulu Natal und Eastern Cape.

Integriertes nationales Elektrifizierungsprogramm

Das seit 2001 laufende "Integrated National Electrification Programme" (INEP), für das seit April 2002 das DME zuständig ist, vereint die früher getrennten Elektrifizierungsmaßnahmen von NER und Eskom. Bis 2012 soll für alle Haushalte eine Stromversorgung bereitgestellt werden. Die Finanzierung des Elektrifizierungsprogramms erfolgt neben internationalen Gebern über den National Electrification Fund, der direkt vom Staatshaushalt gespeist wird und unter der Obhut des DME steht.

Im Finanzjahr 2004/2005 standen aus diesem Programm mehr als 110 Mio. € (1 Mrd. Rand) zur Verfügung, womit mehr als 217.000 Haushalte sowie rund 2.300 Schulen und Gesundheitszentren elektrifiziert werden konnten. Nur ein sehr kleiner Teil (22,4 Mio. Rand = 2,5 Mio. €) wurde für Solar-Home-Systeme bei Privathaushalten aufgewendet (siehe oben). In 2004 wurden von Eskom alleine rund 170.000 neue Anschlüsse geschaffen, mehr als 74% davon für ländliche Haushalte.

Im Finanzjahr 2005/2006 lag das Budget bei knapp 130 Mio. € (1,2 Mrd. Rand). Damit konnten gut 151.300 Haushalte, fast 500 Schulen und 28 Gesundheitszentren an das Stromnetz angeschlossen werden. Fast 6,6 Mio. € (60 Mio. Rand) wurden für die nicht-netzgekoppelte Versorgung von Haushalten in den Provinzen Kwazulu Natal und Limpopo aufgewendet. Das eigentlich für diese Zwecke vorgesehene Budget von fast 8,8 Mio. € (80 Mio. Rand) konnte nicht ausgeschöpft werden, unter anderem weil auf dem Weltmarkt nicht ausreichend Solarmodule zur Verfügung standen.

Für das Finanzjahr 2006/07 standen fast 154 Mio. € (1,4 Mrd. Rand) für die Elektrifizierung zur Verfügung, darunter 43 Mio. € (391 Mio. Rand) für direkte Transfers an die Kommunen.

Währungskurs (Dezember 2006):

1 Südafrikanischer Rand (ZAR) = 0,11 Euro (EUR)

15.7 Literatur

- Banks, Douglas und Schäffler, Jason:
The potential contribution of renewable energy in South Africa, Draft Update Report, February 2006
- Bfai:
Energiewirtschaft Südafrika 2006, Juli 2006
- City of Cape Town:
Draft Energy and Climate Change Strategy, 2005
- Department of Minerals and Energy:
Annual Report 2004/05 und Annual Report 2005/2006
- Department of Minerals and Energy/Capacity Building in Energy Efficiency and Renewable Energy (CaBEERE):
Landfill Gas Resources for Power Generation in South Africa, November 2004
- Department of Minerals and Energy/Capacity Building in Energy Efficiency and Renewable Energy (CaBEERE):
Specification of Wind Monitoring Programme for South Africa, October 2004
- DME – Department of Minerals and Energy:
Baseline Study on Wind Energy in South Africa, Final Report, Capacity Building in Energy Efficiency and Renewable Energy Program, February 2003
- DME – Department of Minerals and Energy:
Green Power – Business Opportunities in South Africa for Renewable Energy Independent Power Producers, 2003
- DME – Department of Minerals and Energy:
White Paper on Renewable Energy. November 2003
- DME – Department of Minerals and Energy:
Digest of South African Energy Statistics 2005

- **ESKOM:**
Annual Report 2006
- **ESKOM:**
Integrated and prioritized Capacity Expansion Plan, August 2006 (presentation)
- **Government Gazette:**
Republic of South Africa, vol. 478 of 6 April 2005, Energy Regulator Act
- **Government Gazette:**
Republic of South Africa, vol. 493 of 5 July 2006, Electricity Regulation Act
- **Green, William (africappractice):**
Carbon Finance for South Africa – an investor’s guide, 2006
- **Holm, Dieter:**
Market Survey of Solar Water Heating in South Africa for the Energy Development Corporation (EDC) of the Central Energy Fund (CEF), May 2005
- **Minister of Minerals and Energy:**
Draft National Energy Bill, 15 September 2004
- **NER – National Electricity Regulator:**
Annual Report 2004/2005 und Annual Report 2005/2006
- **NER – National Electricity Regulator:**
Electricity Supply Statistics 2004 for South Africa
- **NER – National Electricity Regulator:**
Lighting up South Africa 2002
- **Prasad, Gisela and Visagie, Eugene:**
Renewable energy technologies for poverty alleviation – Initial assessment report: South Africa, June 2005 (Energy Research Centre, University of Cape Town)
- **Republic of South Africa:**
Draft National Energy Bill, version 3, 15 September 2004
- **United Nations Industrial Development Organization (UNIDO):**
CDM Investor Guide South Africa, 2003
- **US Department of Energy, Energy Information Administration:**
Country Analysis Briefs: South Africa, February 2006
- **Winkler, Harald:**
Renewable energy policy in South Africa: Policy options for renewable electricity, Energy Policy, Online-Version 2003
- **Winkler, Harald**
(editor, Energy Research Center/University of Cape Town), Energy policies for sustainable development in South Africa, Options for the Future, April 2006

15.8 Kontakte

Department of Minerals and Energy

Private Bag X59
Pretoria 0001
Tel. +27 (12) 317 80 00
Fax +27 (12) 322 34 16
www.dme.gov.za

National Energy Regulator of South Africa (NERSA)

P.O. Box 40343
Arcadia 0007
Tel. +27 (12) 401 46 00
Fax +27 (12) 401 47 00
E-Mail: info@nersa.org.za
www.nersa.org.za

GTZ Office Pretoria

P.O. Box 12732
Hatfield 0028
Tel. +27 (12) 342 01 81
Fax +27 (12) 342 01 85
E-Mail: gtz-suedafrika@gtz.de
www.gtz.de

African Wind Energy Association (AfriWEA)

P.O. Box 313
Darling 7345
Tel./Fax +27 (22) 492 30 95
E-Mail: office@afriwea.org
www.afriwea.org

South African National Energy Association (SANEA)

P.O. Box 868
Ferndale 2160
Tel. +27 (11) 789 13 84
Fax +27 (11) 789 13 85
www.sanea.org.za

Energy Research Centre

University of Cape Town
Private Bag
Rondebusch 7701
Tel. +27 (21) 650 32 30
Fax +27 (21) 650 28 30
E-Mail: erc@ebt.uct.ac.za
www.erc.uct.ac.za

ESKOM

Megawatt Park
P.O. Box 1091
Johannesburg 2001
Tel. +27 (11) 800 81 11
Fax +27 (11) 800 43 38
E-Mail: paia@eskom.co.za
www.eskom.co.za

Central Energy Fund (CEF)

P.O. Box 786141
Sandton 2146
Tel. +27 (11) 280 03 00
Fax +27 (11) 880 98 03
E-Mail: mandlat@cef.org.za
www.cef.org.za

Sustainable Energy Society of Southern Africa (SESSA)

P.O. Box 868
Ferndale 2160
Tel. +27 (12) 789 13 84
Fax +27 (12) 789 13 85
E-Mail: info@sessa.org.za
www.sessa.org.za

Deutsche Industrie- und Handelskammer für das südliche Afrika

P.O. Box 87078
Houghton, 2041
Tel. +27 (11) 486 27 75
Fax +27 (11) 486 36 25
E-Mail: info@germanchamber.co.za
www.germanchamber.co.za

Development Bank of Southern Africa

P.O. Box 1234

Halfway House

Midrand 1685

Tel. +27 (11) 313 39 11

Fax +27 (11) 313 30 86

www.dbsa.org

**Industrial Development Corporation of
South Africa Ltd.**

P.O. Box 784055

Sandton 2146

Tel. +27 (11) 269 30 00

Fax +27 (11) 269 31 16

www.idc.co.za

Botschaft der Republik Südafrika in Deutschland

Tiergartenstr. 18

10785 Berlin

Tel. +49 (30) 220 73-0

Fax +49 (30) 220 73-190

E-mail: wirtschaft@suedafrika.org

www.suedafrika.org

16 Tunesien

16.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Die installierte Kraftwerksleistung in Tunesien betrug 2005 rund 3.300 MW. Dabei entfielen 3.170 MW (97%) auf thermische Kraftwerke, 62 MW (2%) auf Wasserkraft und 20 MW (unter 1%) auf Windkraftanlagen.

Kraftwerkstyp	2002	2003	2004	2005
	MW			
Thermisches Dampfkraftwerk	1.145	1.145	1.145	1.145
GuD	364	364	364	364
Gasturbine	804	804	922	1.163
Wasserkraft	62	62	62	62
Windkraft	10	19	19	19
STEG ¹ gesamt	2.385	2.394	2.512	2.753
IPP ²	471	498	498	498
Gesamtleistung landesweit	2.856	2.892	3.010	3.251

Tab. 1: Installierte Kraftwerksleistung; Tunesien; 2002-2005; MW³

Der staatliche Stromversorger Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz (STEG) setzt bei der Stromproduktion seit Jahren vorwiegend auf Gaskraftwerke, die mit Erdgas aus landeseigenen Vorkommen sowie aus Importen aus Algerien befeuert werden.⁴ 11% der installierten Leistung besteht aus kombinierten Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD). Unabhängige Stromproduzenten, die Strom in das öffentliche Netz einspeisen, stellen ca. 500 MW oder 15% der landesweit verfügbaren Leistung.

Die Spitzenlast der öffentlichen Versorgung lag 2005 bei 2.172 MW. Sie wächst seit 2001 jährlich um etwa 100 MW.

Bis 2011 soll die gesamte Kraftwerkskapazität auf 4.400 MW ausgeweitet werden, um die wachsende Stromnachfrage zu decken. Neben neuen thermischen Kraftwerken soll nach Vorstellungen der Regierung die Förderung erneuerbarer Energien dazu beitragen, die nötige Produktionsleistung zur Verfügung zu stellen.

Stromerzeugung

Die jährliche Stromproduktion in Tunesien betrug 2005 etwa 13.000 GWh. Etwa 7% davon entfallen auf die Eigenproduktion von Selbstversorgern. Der Rest stammt aus den Kraftwerken des öffentlichen Netzes, incl. unabhängiger Stromproduzenten (IPPs). 80% des tunesischen Stroms wurden 2005 aus Erdgas hergestellt, 20% aus Schweröl.⁵ 76% des in 2005 in Tunesien verbrauchten Erdgases gingen in die Produktion von elektrischem Strom, 24% wurden von der Industrie und den Haushalten verbraucht.

	2001	2002	2003	2004	2005
Produktion (GWh)	10.853	11.281	11.830	12.454	13.006
Verbrauch (GWh)	8.751	9.085	9.542	9.991	10.353

Tab. 2: Stromproduktion (inkl. IPP und Eigenproduktion) und -verbrauch; Tunesien; 2001-2005; GWh⁶

Stromübertragung und -verteilung

Tunesien verfügt über ein gut ausgebautes Stromnetz, an das über 99% der Haushalte des Landes angeschlossen sind. Im Jahr 2005 bestand das von STEG betriebene Übertragungssystem aus rund 5.300 km Hochspannungsleitungen, 46.000 km Mittelspannungsleitungen und 84.000 km Leitungen für Niederspannung. Über die Netze von Algerien und Marokko ist es mit dem europäischen Stromnetz verbunden. Nach Osten ist das tunesische Stromnetz mit Libyen gekoppelt. Angestrebt wird ein nordafrikanisches Verbundnetz, das über Ägypten und Jordanien bis nach Syrien reichen würde.

1 Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz (STEG).

2 Independent Power Producer (IPP).

3 Quelle: STEG Jahresbericht 2005.

4 Das Erdgas, das im Lande vorkommt, wird vertragsmäßig von internationalen Unternehmen ausgebeutet und sein Preis richtet sich nach dem Dollarkurs. Dieser Preis ist mit einem Abschlag von 15% an die Ölpreise auf den internationalen Märkten gekoppelt. Das in den thermischen Kraftwerken eingesetzte Erdöl und Erdgas stammt bislang überwiegend aus tunesischen Quellen. Doch muss Tunesien insgesamt 60% seines Bedarfs an Erdöl- und -derivaten einführen.

5 Quelle: L'Energie No. 68, Oktober/November 2006.

6 Quelle: Tunesisches Statistikamt 2006.

Stromverbrauch

Fast alle der 2,7 Mio. Stromkunden der STEG sind an Niederspannungsleitungen angeschlossen, nur 14.000 Kunden an Mittelspannung, und 18 Kunden nutzen einen Hochspannungsanschluss. Zusammen verbrauchten sie in 2005 10.353 GWh Strom. Knapp 57% davon (5.948 GWh) wurden als Hoch- und Mittelspannung an Geschäftskunden aus den Sektoren Industrie (3.714 GWh), Landwirtschaft (350 GWh), Infrastruktur (420 GWh), Transport (237 GWh), Tourismus (607 GWh) und Dienstleistung (620 GWh) geliefert. Die restlichen 43% gingen als Niederspannung an Endverbraucher, vornehmlich im Gewerbe und häuslichen Bereich.

Der gewachsene Lebensstandard hat zu einem deutlichen Anstieg des Verbrauchs der privaten Haushalte geführt mit einem Zuwachs von 30% in den Jahren 2000 bis 2005. 90% der Haushalte verfügen über TV-Geräte. Kühlschränke sind in 82% aller Haushalte zu finden, sie sind für etwa 40% des privaten Stromverbrauchs verantwortlich. Durch die gezielte Förderung von Stromsparmassnahmen durch Energie-Audits in der Industrie und die Verbreitung energieeffizienter Haushaltsgeräte konnte der Stromverbrauch im Jahr 2005 um etwa 370 GWh reduziert werden. Im Zuge der Umsetzung des XI. Fünfjahresplanes soll diese Einsparung bis 2011 auf 2.300 GWh pro Jahr gesteigert werden, was knapp 18% des für 2011 prognostizierten Stromverbrauchs von 13.000 GWh entspricht.

Strompreise

Die Festlegung der Strompreise erfolgt durch das Ministerium für Industrie, Energie und kleine und mittlere Unternehmen auf Grundlage eines Vorschlages, den die STEG einreicht. Die Stromtarife sind im internationalen Vergleich niedrig. Sie gliedern sich zum einen nach verschiedenen Spannungsstufen und Nutzungsarten⁷, zum anderen nach dem Zeitpunkt der Abnahme. Im Niederspannungsbereich weist die Tarifstruktur eine progressive Komponente auf.⁸

	Tagtarif €-ct/kWh	Nachttarif €-ct/kWh
Hochspannungsbereich	3,41	2,66
Mittelspannungsbereich	4,96	4,96
Niederspannungsbereich		
0-50 kWh/Monat	4,01	4,01
> 50 kWh/Monat	6,72	6,72

Tab. 3: Standardstromtarife, Arbeitspreis (ohne Steuern); Tunesien; 2006; €-ct/kWh⁹

Über eine 20%ige Subvention des Erdgaspreises gelingt es der tunesischen Regierung, die Strompreise niedrig zu halten. Die Kosten für diesen staatlichen Zuschuss steigen seit einigen Jahren mit den Weltmarktpreisen für Rohöl stark an und belasten den tunesischen Haushalt zunehmend. So mussten 2005 etwa 930 Mio.€ (1,5 Mrd. Tunesische Dinar), das sind etwa 15% der Staatsausgaben oder 4% des Bruttoinlandsproduktes, für die Ausgleichszahlungen zur Energiepreisstabilisierung aufgewendet werden.

7 Beispielsweise Haushalt, Landwirtschaft, Bewässerung, Klimatisierung.

8 Eine detaillierte Übersicht über die geltenden Tarife bietet die Webseite des staatlichen tunesischen Energieversorgers. Siehe: www.steg.com.tn.

9 Quelle: STEG 2006.

16.2 Marktakteure

STEG – Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz

Die Stromversorgung Tunesiens wird durch das staats-eigene Unternehmen STEG dominiert, das dem Ministerium für Industrie und Energie untersteht. Bis heute ist sie (bis auf die autonomen Stromversorger) für die Belieferung der tunesischen Kunden mit Strom und Gas verantwortlich. Neben den Leitungsnetzen betreibt STEG den Großteil der tunesischen Kraftwerke und fördert bei vier der fünf landeseigenen Gasvorkommen das Erdgas selbst.

Angesichts der hohen Wachstumsraten bei der Stromnachfrage hat die STEG seit 1996 ihr staatliches Monopol bei der Stromerzeugung verloren, während andererseits der Markt für unabhängige Stromproduzenten (IPP) geöffnet wurde. IPP-Projekte sind nach dem Dekret 96-1125 zugelassen, müssen allerdings im Rahmen einer internationalen Ausschreibung vergeben werden. Seit 1999 ist es zudem Gasförderunternehmen erlaubt, ohne ein vorangehendes Bieterverfahren Gaskraftwerke zu betreiben und die erzeugte Elektrizität an die STEG zu verkaufen.¹⁰ Trotz der Öffnung des Erzeugungsmarktes gehörten auch in 2005 noch 85% der landesweiten Stromerzeugungskapazitäten zur STEG, während nur 15% von unabhängigen Produzenten betrieben wurden.

Weitere Akteure

Ministerium für Industrie und Energie; CSPIE und CIPIE

Das Ministerium für Industrie und Energie bzw. dessen Generaldirektion für Energie erstellt Pläne für den Ausbau der Energieinfrastruktur und setzt die von der Regierung beschlossene Energiepolitik um. Dem Ministerium sind die meisten staatlichen Akteure im Energiebereich unterstellt. Dazu gehören auch zwei Kommissionen: die „Commission Supérieure de la Production Indépendante d'Electricité“ (CSPIE) und die „Commission Interdépartementale de la Production Indépendante d'Electricité“ (CIPIE), die beide 1996 gegründet wurden. Für die Nutzung der Wasserkraft ist das Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und Wasserressourcen zuständig.

Die CSPIE entscheidet über Modalitäten und Auswahlkriterien bei Ausschreibungen und vergibt Zuschläge an unabhängige Stromproduzenten. Sie befindet außerdem über die Gewährung von Steueranreizen für Investoren. Die interministerielle CIPIE arbeitet der CSPIE zu, indem sie Projekte zur Ausschreibung auswählt, Bieterverfahren vorbereitet, Angebote auswertet, die vertraglichen Verhandlungen zwischen dem unabhängigen Produzenten und dem Energieministerium begleitet und die Gewährung staatlicher Anreize auf einer Fall-zu-Fall-Basis sicherstellt.

Energieagentur ANME

Die frühere tunesische Agentur für erneuerbare Energien ANER „Agence Nationale des Energies Renouvelables“ wurde 1985 gegründet. Mit dem Gesetz Nr. 2004-72 vom 2.8.2004 trat die nationale tunesische Energieagentur „Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie“ (ANME) ihre Nachfolge an und übernahm alle ihre Funktionen. Die ANME untersteht dem Ministerium für Industrie und Energie und ist beauftragt, dessen politische Vorgaben in der Praxis umzusetzen. Dazu gehört die langfristige Sicherung der tunesischen Energieversorgung. Die Agentur soll einerseits auf eine umfassende Steigerung der Energieeffizienz hinwirken, andererseits kümmert sie sich um die Erschließung neuer Energiequellen. Ihre Tätigkeiten reichen dabei von wissenschaftlicher Forschung und der Anfertigung von Studien über die Ausbildung von Fachleuten und die Sensibilisierung der Bevölkerung bis hin zu internationaler Zusammenarbeit. Erneuerbare Energien bilden einen Schwerpunkt ihrer Arbeit. Die Agentur hat etwa 100 Mitarbeiter und wird einerseits aus dem tunesischen Staatshaushalt, andererseits durch Spenden und externe Kreditgeber finanziert. Seit 2003 unterstützt die Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) die ANME im Rahmen des Projektes „Förderung der Erneuerbaren Energien und der Rationellen Energienutzung“ in den Bereichen Planung, Projektmanagement, Qualitätssicherung und zu Fragen neuer Technologien der Energieeinsparung und der Nutzung erneuerbarer Energiequellen.

10 Gesetz Nr. 99-93 vom 17.8.1999: Portant promulgation du code des hydrocarbures.

Internationales Zentrum für Umwelttechnologien CITET
1996 wurde das CITET "Centre International de Technologies de l'Environnement de Tunis" gegründet, das die Verbreitung und Förderung von Umwelttechnologien zur Aufgabe hat. Es untersteht dem tunesischen Umweltministerium. Neben einer Reihe von Beratungs- und Fortbildungsaktivitäten stehen dort auch Labor- und Entwicklungskapazitäten zur Verfügung. Eine Bibliothek und ein umfangreiches Online-Angebot dienen der Dokumentation und Verbreitung von umweltspezifischen Informationen. Das CITET ist an einigen, auch internationalen, Kooperationsprojekten beteiligt. Zusammen mit dem CITET und zwei weiteren deutschen Partnern betreibt die Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) in Tunis den "IHK/GTZ-Firmenpool Umwelttechnik" der es sich zum Ziel gemacht hat, mittelständische europäische Unternehmen aus dem Bereich Umwelttechnik beim Markteintritt in Tunesien und anderen Maghreb-Staaten zu unterstützen. Die Zielgruppe sind Unternehmen mit einem zumindest mittelfristigen Interesse an der Förderung von weitergehenden Kooperationen mit tunesischen Partnern (wie z.B. Lizenzvergabe, Technologiekooperationen oder Gemeinschaftsunternehmen).¹¹

16.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Seit Anfang der achtziger Jahre trägt die tunesische Regierung durch ihre Gesetzgebung dazu bei, die rasche ökonomische und soziale Entwicklung des Landes durch eine angemessene Energiepolitik zu unterstützen. Im Jahr 2000 reichten die landeseigenen Öl- und Gasvorkommen erstmals nicht mehr aus, um den im Zuge des Wirtschaftswachstums gestiegenen Energiebedarf zu decken. An die Stelle einer zusätzlichen Finanzierungsmöglichkeit des tunesischen Wirtschaftswachstums durch Energie-Exporterlöse trat eine Abhängigkeit vom internationalen Rohölpreis. In der Folge entwickelte die Regierung ab 2001 verstärkt Strategien zur rationellen Nutzung von Energie sowie zur Diversifizierung des Energieangebots. Neben der Verabschiedung von neuen Gesetzen und präsidialen Erlassen wurde auch der institutionelle, finanzielle und organisatorische Rahmen für eine nachhaltige Energienutzung deutlich verbessert. Nachfolgend sind die beiden wichtigsten Elemente aufgeführt.

Gesetz 2004-72

Im Gesetz Nr. 2004-72 über die rationelle Energienutzung wird der sinnvolle Umgang mit Energie als nationale Priorität und wichtigstes Element einer nachhaltigen Entwicklung festgelegt. Es werden drei Hauptziele genannt: Energieeinsparung, Förderung erneuerbarer Energien und Substitution bisher genutzter Energieformen, wo dies technische, ökonomische und ökologische Vorteile bietet.

In Artikel 14 werden vier Felder aus dem Bereich der erneuerbaren Energie als Schwerpunkte eines nationalen Förderprogramms aufgezählt:

1. den Ausbau der Windkraft zur Stromerzeugung,
2. die Schaffung von Anreizen zur Nutzung der Solarthermie,
3. Nutzung der Sonnenenergie zur weiteren Elektrifizierung des ländlichen Raumes, zur Bewässerung und zur Meerwasserentsalzung,
4. die Anregung zur verstärkten energetischen Nutzung von Produktionsrückständen, von geothermischen Quellen und zum Einsatz kleiner Wasserkraftwerke.

Gesetz 96-27

Mit einem Gesetz zur Entmonopolisierung des staatlichen Energieversorgers STEG von 1996 (Nr. 96-27) wurde das Tor für privatwirtschaftliches Engagement im Stromsektor geöffnet. Privaten Gesellschaften ist es damit grundsätzlich erlaubt, im Ergebnis eines Bieterverfahrens Strom zu erzeugen und an STEG als "single buyer" zu verkaufen. Die näheren Konditionen und Modalitäten zur Erteilung von Konzessionen an private Erzeuger wurden in der Verordnung Nr. 9661125 vom 20.6.1996 festgelegt.

Trotz dieser ersten Schritte in Richtung Marktöffnung ist der Stromsektor in Tunesien noch immer weitgehend staatlicher Kontrolle unterworfen und nur gering auf Wettbewerb orientiert. Die Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen in das STEG-Netz ist bisher – wie bei konventionellen Kraftwerken – ebenfalls nur auf Grundlage von Ausschreibungen und individuellen Verträgen zwischen den privaten Produzenten und STEG möglich.

Für die Bedingungen und Tarife, zu denen unabhängige Stromproduzenten ihren Strom in das Netz der STEG einspeisen können, gibt es bisher keine einheitliche Regelung. Private Betreiber müssen diese Frage mit der STEG von Fall zu Fall vertraglich regeln. Bei Unternehmen, bei denen die Stromproduktion lediglich eine Nebentätigkeit ihres Geschäftsbetriebes darstellt, ist die STEG im Allgemeinen bereit, ihren überschüssigen Strom abzukaufen. Stellt die Stromproduktion die Haupttätigkeit des Unternehmens dar, ist die STEG nicht verpflichtet, den Strom abzunehmen. Sie kann dies jedoch im Rahmen einer individuellen vertraglichen Lösung tun.

16.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Die tunesische Energieagentur ANME nennt zwei Schwerpunkte ihrer Arbeit zur Förderung erneuerbarer Energien: Solarthermie zur Wassererwärmung und Windkraft zur Stromerzeugung. Auf dem Gebiet der Solarthermie strebt die Regierung bis 2009 eine installierte Kollektorfläche von 500.000 m² an. Seit 2005 läuft dazu das Förderprogramm "PROSOL". Bei der Windkraft sollen die vorhandenen Kapazitäten (20 MW) bis 2009 auf 155 MW ausgebaut werden. Dabei setzt die Regierung auf private Investoren und internationale Förderung, für die sie auch im Rahmen des CDM günstige Bedingungen schaffen will.

Fiskalische und weitere Anreize

Bisher gibt es in Tunesien keine speziellen Fördergesetze für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Investoren können aber grundsätzlich in den Genuss von Steuer- und Zollerleichterungen kommen. Zölle können von einem allgemeinen Satz von 18% bis auf den minimalen Satz von 10% abgesenkt werden. Die Mehrwertsteuer kann im Fall von importierten Gütern, sofern diese nicht im Land gefertigt werden können, sowie für lokal hergestellte Kapitalgüter gänzlich entfallen. Außerdem können in spezifischen Fällen die Einkommensteuern für bis zu fünf Jahren erlassen und Investitionszuschüsse gewährt werden.

Der tunesische Staat kann sich außerdem an den Kosten für den Ausbau der Infrastruktur beteiligen. Wenn ein Projekt nach der Größe der Investitionssumme oder der Anzahl der in Tunesien geschaffenen Arbeitsplätze als besonders wichtig erachtet wird, kann der Staat zudem das benötigte Grundstück zu einem symbolischen Preis zur Verfügung stellen. Die Entscheidung über solche Vergünstigungen trifft CSPIE.

Clean Development Mechanism

Obwohl Tunesien in der Umwelt- und Energiepolitik als Vorbild für andere afrikanische Länder gilt, steht der CDM-Sektor bislang noch am Anfang der Entwicklung. Bis dato gibt es nur zwei beim CDM Executive Board erfolgreich registrierte Deponiegas-Projekte, die zusammen mit Italien als Partnerland umgesetzt werden.¹²

Die tunesischen Behörden haben die Chancen des CDM jedoch erkannt und planen eine massive Ausweitung diesbezüglicher Aktivitäten. Bis 2011 sehen die Planungen Projekte vor, die zusammen eine Einsparung von 12,7 Mio. t CO₂-Äquivalenten realisieren sollen. Die geplanten Treibhausgas-Minderungen sollen jeweils etwa zur Hälfte im Energie- und im Abfallsektor erreicht werden. Nach der CDM-Strategie der Regierung sollen bis 2011 etwa 360 Projekte entwickelt werden, was durchschnittlich 60 neuen Projekten pro Jahr entspricht. Im Fokus der Bemühungen sollen folgende Bereiche stehen: Abfallwirtschaft, Windkraft, Kraft-Wärme-Kopplung, Energieeffizienz bei Großverbrauchern, Brennstoffwechsel, industrielle Prozess-technik und Optimierung der Öl- und Gasförderung.¹³

Die tunesische Designated National Authority (DNA) für den CDM ist beim Umweltministerium angesiedelt und seit Mitte 2006 mit offiziellen Statuten und einer Geschäftsordnung versehen. Bisher sind keine Informationen zum Genehmigungsverfahren für Projektentwickler und Zertifikaterwerber verfügbar.

Die tunesische Energieagentur ANME ist ein kompetenter Gesprächspartner für CDM-Vorhaben, sie kann die Entwicklung von CDM-Projekten auch finanziell unterstützen.

Die GTZ berät Tunesien seit Anfang 2006 beim Aufbau von Kapazitäten für die Durchführung von CDM-Aktivitäten. Als Teil dieser Initiative sollen auch wichtige Projektträger, wie der nationale Energieversorger STEG, die staatliche Groupe Chimique Tunisie und das ebenfalls staatliche Erdölunternehmen Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières (ETAP) eingebunden werden.

Der größte Teil der zukünftigen CDM-Projekte in Tunesien wird voraussichtlich in Zusammenarbeit mit einem dieser drei Hauptakteure des tunesischen Industrie- und Energiesektors durchgeführt werden.

16.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromgewinnung steht in Tunesien – von der zentralen Stromgewinnung aus Wasserkraft abgesehen – noch in den Anfängen. Ein Hauptaugenmerk richtet sich zurzeit auf die Windenergie. Außerdem gewinnt die Nutzung von Solarenergie zu thermischen Zwecken an Bedeutung.

Wasserkraft

In 2005 wurden 145 GWh Strom aus Wasserkraft erzeugt, das sind 1,6% der Gesamtproduktion des staatlichen Energieversorgers STEG. Mit 62 MW macht die Wasserkraft etwa 2% der landesweit installierten Leistung aus.

Der Sidi-Salem-Staudamm ist die wichtigste Wasserkraftanlage Tunesiens und seit 1982 in Betrieb. Er produziert bei einer installierten Leistung von 36 MW eine jährliche Strommenge von 40 GWh.

Beim geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien sollen zukünftig besonders Kleinwasserkraftanlagen zum Einsatz kommen. Im Rahmen eines Entwicklungsprogramms sind neun Standorte für solche Anlagen identifiziert worden: Barbara (3 MW), Sidi Saad (1.750 kW), Siliana (850 kW), Bejaoua (750 kW), Medjez el Bab (250 kW), Nebhana (500 kW), Sejnane (1 MW), Bouhertma (1,2 MW) and Khanguet Zezia (650 kW). Das gesamte Programm soll eine Leistung von 10 MW (60 GWh/a) umfassen. Laut einer Studie von 1993 liegt das gesamte Potential der Wasserkraft in Tunesien bei etwa 1.000 GWh pro Jahr, wovon aber nur etwas ein Viertel technisch sinnvoll nutzbar ist.¹⁴

¹² Stand: Dezember 2006, <http://cdm.unfccc.int/Projects>.

¹³ Amous, Samir, *Stratégie nationale pour la mise en oeuvre du mecanisme pour le developpement propre en tunisie*, Rapport final, Ministère de l'environnement et du developpement durable, Tunesien 2005.

¹⁴ Quelle: International Small-Hydro Atlas.

Windenergie

Die verstärkte Nutzung der Windenergie ist seit 2001 ein erklärtes Hauptziel des tunesischen Energie-Entwicklungsprogramms. Dennoch verfügt Tunesien bisher noch nicht über einen landesweiten Windatlas. Ein solcher ist aber in Vorbereitung. Messstationen dafür sind bereits installiert. Die nationale Energieagentur ANME hat mit internationaler Unterstützung eine Reihe von Pilotmessungen durchgeführt, die Tunesien gute Voraussetzungen für die Nutzung der Windenergie bescheinigen. Das Gesamtpotential "on-shore" wird auf rund 1.000 MW geschätzt.¹⁵

Bei Standortanalysen im Norden und Nordosten des Landes konnten Potenziale von 300 MW in Regionen mit Windgeschwindigkeiten zwischen 7 und 10 m/s aufgezeigt werden.¹⁶

Obwohl bereits Anfang der 1980er Jahre in Tunesien erste Erfahrungen mit Kleinanlagen gesammelt werden konnten, steht die kommerzielle Nutzung der Windkraft zur Stromerzeugung erst am Beginn. Windenergie wurde in der Vergangenheit hauptsächlich dezentral eingesetzt, beispielsweise zu Pumpzwecken bei der Feldbewässerung in entlegenen Regionen.

Windpark Sidi Daoud

Bisher ist lediglich ein Windpark in Sidi Daoud (Gouvernement Nabeul) am Cap Bon errichtet worden und seit 2000 in Betrieb. Die Windgeschwindigkeit an diesem Standort beträgt im Jahresmittel 8,4 m/s in 30 m Höhe. Finanziert wurden die Anlagen zu 20 % aus Eigenmitteln der STEG und zu 80 % aus einem spanischen Kredit. Den Zuschlag für die schlüsselfertige Errichtung der Turbinen im Wert von 9,7 Mio. US\$ bekam der spanische Hersteller MADE. Der Windpark, der von der STEG betrieben wird, besaß anfangs mit 32 Turbinen zu je 330 kW Leistung eine Erzeugungskapazität von insgesamt 10,6 MW. In 2002 konnten damit rund 30 GWh Strom erzeugt werden. 2003 wurde der Windpark für 8,2 Mio. US\$ um zwölf Turbinen mit insgesamt 8,7 MW erweitert.

Er verfügt nun über insgesamt knapp 20 MW Erzeugungskapazität und stellt damit etwa 0,6 % der landesweit installierten Leistung dar. 2005 wurden dort 42,4 GWh Strom erzeugt. Das sind knapp 0,5 % der landesweiten Gesamtproduktion. Für 2007 plant die STEG eine zweite Erweiterung um 34 MW. Die installierte Gesamtleistung der Anlage wird in dieser dritten Ausbaustufe 55 MW betragen. Seit ihrer Inbetriebnahme lag die nachgewiesene technische Verfügbarkeit der Anlage bei über 95 %.

Standortanalysen

Zur Untersuchung möglicher weiterer Standorte für Windparks in Tunesien wurden und werden derzeit Messungen durchgeführt, finanziert oder gefördert von unterschiedlichen Organisationen (STEG, GTZ, private Unternehmen).¹⁷ Die GTZ hat gemeinsam mit ANER drei Standorte genauer auf ihre Eignung für Windparks untersucht. Dabei handelt es sich um die Orte Enfida an der Ostküste, Zargis südlich der Insel Djerba und Cap Negro an der Nordküste. Mit Unterstützung von UNDP wurden Standorte auf der Halbinsel Cap Bon, eine Hochebene südlich des Ortes Thala im Zentrum des Landes sowie ein Standort nahe dem Ort Kebeli im Süden Tunesiens untersucht. Daneben wird der Einsatz von Windgeneratoren für die Eigenstromerzeugung von industriellen Großverbrauchern vorbereitet. In einem ersten Schritt werden für 8 Zementwerke die notwendigen Messungen durchgeführt, um dann durch Windgeneratoren auf oder nahe dem Firmengelände deren Eigenbedarf in Höhe von 60 bis 80 MW zu decken.

15 Quelle: Global Environment Facility: Development of On-grid Wind Electricity in Tunisia for the 10th Plan.

16 Quelle: African Wind Energy Association – AfriWEA.

17 Zum Beispiel am Standort Jebel Sidi Abderrahmane in der Region Cap Bon, wo von STEG durchschnittliche Windgeschwindigkeiten von über 10 m/s in 45m Höhe gemessen wurden, sowie am Standort Métline in der Region Bizerte mit durchschnittlich 9 m/s in 30m Höhe.

Internationale Projekte

Seit 2001 lief in Tunesien ein Projekt mit internationalen Partnern zur Stärkung der fachlichen Kapazitäten im Windbereich. Dieses Vorhaben zielte auf die Entwicklung von netzgekoppelten und netzfernen Windkraftanlagen (inklusive einer teilweisen Untersuchung der Windpotenziale) und sollte die regulatorischen Rahmenbedingungen analysieren. In diesem Zusammenhang wurde von der kanadischen Consultingfirma Hélimax zusammen mit einem lokalen Partner in 2003 eine strategische Studie zum Windausbau abgeschlossen. Bereits zuvor wurden ebenfalls von Hélimax eine Wirtschaftsstudie zum möglichen Aufbau einer Windindustrie in Tunesien, ein Ausbildungshandbuch zur Windenergie sowie eine Baseline-Studie für ein CDM-Projekt im Windbereich erstellt. In Folge dieser Initiative wurde 2003 ein offizielles GEF-Förderprojekt¹⁸ beschlossen.

UNDP/GEF-Vorhaben in Kooperation mit der GTZ

Im November 2003 wurde von UNDP die Durchführung eines auf acht Jahre angelegten Vorhabens mit GEF-Unterstützung unter dem Titel "Development of On-Grid Wind Electricity in Tunisia for the 10th Plan" beschlossen. Das Vorhaben begann 2004 und wird in Kooperation mit der GTZ durchgeführt. Im Rahmen dieses Projektes, das auf eine großflächige Nutzung von Windenergie abzielt, sollen Privatinvestitionen im Windbereich von mehr als 100 Mio. US\$ getätigt werden. Die Förderung durch den GEF beläuft sich auf 10,25 Mio. US\$.

Die institutionellen, regulativen und operationellen Kapazitäten der wesentlichen Institutionen sollen durch technische Assistenz gestärkt werden. Die in den kommenden Jahren zu errichtende Kapazität von 100 MW soll eine produktionsabhängige finanzielle Förderung in den ersten fünf Betriebsjahren erhalten. Basierend auf vermiedenen Kosten von 0,037 TD/kWh und einer Verfügbarkeit des Windparks von 35% wird aktuell mit Mehrkosten von 2 bis 3 US-ct/kWh gerechnet, die zu etwa einem Viertel aus GEF-Mitteln getragen werden sollen.

Die tunesische Regierung erwartet, dass private Investoren in der Lage sind, die verbleibenden Mehrkosten durch subventionierte Exportkredite oder durch Emissionszertifikate zu finanzieren. Die Regierung will ihren eigenen Beitrag zur Schließung der Finanzierungslücke auf Steuerbegünstigungen beschränken.

Der in das Gesamtvorhaben einfließende Förderanteil der GTZ besteht aus der Standortanalyse, der Beratung der tunesischen Regierung in Fragen der Netzintegration, der Tarifgestaltung sowie der Vorbereitung und Begleitung des Bieterverfahrens. Außerdem will die GTZ durch technische Unterstützung einheimischer Hersteller dazu beitragen, dass eine hohe Quote lokaler Wertschöpfung erreicht wird.

Zukünftige Windpläne

Die tunesische Regierung plant als Teil des 10. Entwicklungsplans (2003-2007) die Erstellung von Windparks mit einer Kapazität von ca. 120 MW. Für den Zeitraum 2008-2011 ist im 11. Entwicklungsplan die Errichtung von weiteren 200 MW durch private Investoren auf rein wettbewerblicher Basis vorgesehen.

Eine strategische Studie zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Tunesien, die im Jahr 2004 im Auftrag der ANER durchgeführt wurde, gibt eine Abschätzung des Potenzials, das in der Windenergie gesehen wird.¹⁹

¹⁸ GEF Project ID 967, UNDP PMIS ID 2129.

¹⁹ ANER Groupement ALCOR-Axenne: Etude Stratégique sur le Développement des Energies Renouvelables en Tunisie Aux Horizons 2010-2020-2030, Tunis 2004.

Windkraft	2010	2020	2030
installierte Leistung [MW]	310	1130	1840
Produktion [TWh/a]		2,8	4,6
eingesparte Primärenergie [TWh/a]		8,1	14,0
resultierende CO ₂ -Einsparung [Mio. t CO ₂ e]		1,5	2,8
eingesparte Primärenergie (aggregiert) [TWh]	10,5	64,0	186,0
resultierende CO ₂ -Einsparung (aggregiert) [Mio. t CO ₂ e]	2	13	37

Tab. 4: Abschätzung des Windenergiepotenzials; Tunesien²⁰

Ausschreibung für drei neue Anlagen

Im Dezember 2006 endete die Frist einer internationalen Ausschreibung (N° 2006 E 4025) der STEG für drei neue Windparks in Méline, Kochbate und Ben Aouf. Zusammen sollen die Anlagen eine Kapazität von 120 MW erreichen. Gegenstand der Ausschreibung sind einerseits die schlüsselfertige Erstellung der Anlagen und andererseits ein fünfjähriger Betreibervertrag.

Biomasse

Anlagen zur direkten Verstromung von Biomasse gibt es in Tunesien kaum. In Hammam Sousse wird seit Juli 2000 in tunesisch-chinesischer Kooperation eine Anlage betrieben, die Biogas aus Abfällen der Geflügelzucht im Industriemaßstab produziert und verstromt. Die Anlage kann drei Tonnen Geflügelmist pro Tag verarbeiten und erzeugt daraus ungefähr 200 m³ Biogas, die in 300 kWh Strom umgewandelt werden. Zu Ausbildungszwecken wurde eine kleine Biogasanlage in einer Rinderzucht in Sidi Thabet errichtet. Das Biogasprogramm der nationalen Energieagentur erwähnt darüber hinaus 50 Kleinanlagen zur Produktion von Biogas, die im Nordwesten des Landes realisiert wurden.

Solarenergie

Die jährliche Sonneneinstrahlung in Tunesien liegt zwischen 1.500 und 1.900 kWh/m². Die solare Einstrahlungsdauer beträgt 2.800 bis 3.200 Stunden/Jahr oder 255 Tage/Jahr. Damit herrschen gute Voraussetzungen für die Nutzung von Solarenergie.

Photovoltaik

Seit dem 8. Entwicklungsplan (1992-1996) gibt es ein nationales Programm zur ländlichen Elektrifizierung mit Photovoltaikanlagen. Seitdem wurden 11.000 abgelegene Höfe elektrifiziert und 200 ländliche Schulen mit Solarstrom versorgt. Weiterhin wurden solarstromgetriebene Oberflächenbrunnen und öffentliche Beleuchtungsanlagen installiert.²¹ 2.000 zusätzliche Ansiedlungen sollen zukünftig mit PV-Anlagen versorgt werden. Außerdem sollen weitere Anwendungen für Solarstrom in der Wasserversorgung und -entsalzung entwickelt werden.

Solarthermie

Seit 1982 werden in Tunesien Solarthermieanlagen zur Heißwasserbereitung installiert. Bis Mitte der 1990er Jahre war eine Kollektorfläche von 30.000 m² erreicht. Qualitätsprobleme und fehlender Wettbewerb führten zum Erlahmen der Nachfrage. Die vorhandene Kapazität entfällt zu 80% auf private Haushalte, der Rest ist in öffentlichen Gebäuden wie Hotels, Krankenhäusern und Kasernen installiert.

²⁰ Quelle ANER, 2004.

²¹ Genauere Angaben zu diesen PV-Projekten finden sich im Abschnitt über ländliche Elektrifizierung. Perspektiven: Im 10. Entwicklungsplan sind staatliche Ausgaben von etwa 19,3 Mio. € für die Förderung und Nutzung regenerativer Energien und die Entwicklung eines Energieeffizienzprogramms vorgesehen.

Mit dem Gesetz Nr. 2004-72²² wird der Ausbau der Solarthermie als eine der beiden vornehmlichen Entwicklungsziele des nationalen Energieprogramms ausgerufen. Seit 2005 läuft das nationale Förderkreditprogramm "PROSOL", das Tunesien bis 2011 zu einer installierten Kollektorfläche von 700.000 m² verhelfen soll. Der Staat subventioniert Solarthermieanlagen direkt mit 59 € je m² (100 TD/m²) bis zu einer Höchstsumme von 236 € (400 TD). Für den Restbetrag ist eine vergünstigte Kreditfinanzierung möglich, die über fünf Jahre zurückgezahlt wird. Das Inkasso übernimmt der staatliche Energieversorger STEG zusammen mit der Stromrechnung. Als begleitende Maßnahme staatlicherseits fällt für die Installation der Anlagen keine Mehrwertsteuer an. In 2005 wurden dank dieses Programms 23.000 m³ neue Kollektorfläche im Wohnungssektor installiert. Für 2006 wurden 45.000 m² angestrebt. Das PROSOL-Kreditprogramm ist Teil des Mediterranean Renewable Energy Programme (MEDREP), das die italienische Regierung mit 7 Mio. US\$ ausstattet hat. Das United Nations Environment Programme (UNEP) steuert 2 Mio. US\$ bei, dank derer der Kreditzinssatz von marktüblichen 14% auf 7% für die Finanzierung von Solarthermieanlagen gesenkt werden kann. Dank der Rückzahlungsgarantien durch die STEG konnten 2005 lokale Banken umgerechnet 5,7 Mio. US\$ an Kleinkrediten zur Förderung von Solarthermieanlagen vergeben.

Geothermie

Die im Süden des Landes in der Region Kebili vorkommenden geothermischen Quellen haben eine eher niedrige Temperatur zwischen 30°C und 80°C. Bis 45°C werden sie direkt zur Bewässerung von etwa 16.000 ha Oasen eingesetzt. Heißeres Wasser wird vorher noch in Rieseltürmen abgekühlt. Außerdem dienen die thermischen Quellen zum Heizen von Gewächshäusern, mit einer Gesamtfläche von über 100 ha. Nach Schätzungen der International Geothermal Association (IGA) wird dabei eine thermische Leistung von 25,4 MW_t genutzt. Das entspricht einer jährlichen Energiemenge von rund 60,9 GWh/a. Für die Stromerzeugung spielt die Geothermie bisher keine Rolle, da die vorgefundenen Wassertemperaturen zu niedrig sind.²³

16.6 Ländliche Elektrifizierung

Elektrifizierungsgrad

Nach Schätzung des staatlichen Stromversorgers STEG lag die Elektrifizierungsquote für ganz Tunesien in 2005 bei 99,1%. Im ländlichen Raum lag sie bei 98,1%. Am schlechtesten ist die Netzabdeckung im Südosten des Landes, wo die Quote bei rund 96,5% liegt. Die hohe Anschlussquote ist das Ergebnis stetiger staatlicher Bemühungen in den letzten 30 Jahren. So lag in den 1970er Jahren die Quote bei nur 6% und um 1990 war erst etwas die Hälfte der Landbevölkerung an das Stromnetz angeschlossen. Komplementär zum Netzausbau hat auch die Installation von über 11.000 dezentralen PV Anlagen mit zu der hohen Elektrifizierungsquote beigetragen.

Elektrifizierungsprogramme und -projekte

Ein 1995 auf Basis nationaler und internationaler Förderung gestartetes Programm zur dezentralen ländlichen Elektrifizierung stellt Haushalten in ländlichen Gebieten Solar-Home-Systeme (SHS) mit einer Leistung von jeweils 100 W_p zur Verfügung. Um die Funktionalität der Anlagen und der Versorgungsinfrastruktur langfristig zu erhalten, wurden parallel Schulungsmaßnahmen zu den Themen Service, Wartung und Anlagenüberwachung durchgeführt.

In einem Demonstrationsprojekt wurde die Gemeinde Ksar Ghilène in einem Wüstengebiet im südlichen Tunesien mit einem zentralen Photovoltaiksystem elektrifiziert. Solarenergie wird hier zur Wasseraufbereitung, zum Telefonieren und für die Beleuchtung genutzt.

Wechselkurs (Sept. 2006):

1 Tunesischer Dinar (TD) = 0,59 Euro (EUR);

1 US-Dollar (USD) = 1,34 TD

²² Siehe Gesetz Nr. 2004-72 unter "Gesetzliche Rahmenbedingungen".

²³ Mouldi Ben Mohamed, The utilization of geothermal energy in agriculture in Kebili region, Southern Tunisia.

16.7 Literatur

- Amous, Samir:
Strategie nationale pour la mise en oeuvre du mecanisme pour le developpement propre en tunisie, Rapport final, Ministere de l'environnement et du developpement durable, Tunesien 2005
- Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME):
Evolution of the Solar Water Heaters's market in Tunisia, 2003

Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME):
Naceur Hammami – Directeur des Énergies renouvelables, Marché des CES en Tunisie
Le programme PROSOL TUNISIE, 2005
- Ben Abdallah, Moncef, Maîtrise de l'énergie: l'approche tunisienne, in: Liaison Énergie-Francophonie 2006
- Ben Mohamed, Mouldi:
The utilization of geothermal energy in agriculture in Kebili region, Southern Tunisia, 2003
- Bundesagentur für Außenwirtschaft (bfai):
Hoher Ölpreis bewegt Tunesien zur Diversifizierung der Energiebasis, Mai 2004
- Global Environment Facility (GEF):
United Nations Environment Programme (UNEP) and Sustainable Energy Finance, Juni 2006
- Haarpaintner, Dr. Guido:
Solarenergie in Tunesien – Markt und Perspektiven, Mai 2005
- Khalfallah, Ezzeddine
(Directeur Général ANME, Tunisie):
Les énergies renouvelables en Tunisie: enjeux et perspectives, in Liaison Énergie-Francophonie 2005
- Kraut, Sandra:
Windenergie in Tunesien/Energie éolienne en Tunisie, Partenaire & Développement Hiver 2006
- Ounalli, Ahmed (STEG):
Aspects Institutionnels et Financiers de l'Expérience d'Electrification Rurale: Cas de la Tunisie, 2006
- Breuer, Siegfried, Bundesagentur für Außenwirtschaft (bfai), DEG – Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft mbH:
CDM-Markt kompakt – Tunesien, August 2006
- Republique Tunisienne:
La loi no2004-72 du 02 aout 2004 relativ a la maitrise de l'energie, 2004
- Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz (STEG):
Jahresbericht 2005

Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz (STEG):
Appel d'offres international (N° 2006 E 4025), 2006
- United Nations Development Programme (UNEP), Global Environment Facility (GEF):
Project Brief, Development of On-grid Wind Electricity in Tunisia for the 10th Plan, 2004
- Wenzel, Klaus, GTZ/CITET:
Firmenpool Umwelttechnik Tunesien/Maghreb, Mai 2005

16.8 Kontakte

Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz (STEG)
38 rue Kamel Attaturk 1080 Tunis
Postanschrift: B.P. 190, 1080 Tunis cedex
Tel. +216 (71) 341 311
Fax +216 (71) 330 174/349 981/341 401
www.steg.com.tn

Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME)
3, Rue 8000 Mont Plaisir
1073 Tunis
Tel. +216 (71) 78 77 00
Fax +216 (71) 78 46 24
E-Mail: boc@anme.nat.tn

Centre International des Technologies de l'Environnement de Tunis (CITET)
Boulevard LAYDER Yesser ARAFAT
1080 Tunis
Tel. +216 (1) 206 646
Fax +216 (1) 206 655
www.citet.nat.tn

Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) Büro Tunesien
Centre Babel, Entrée Olivier
12, rue du Lac Turkana
2045 Berges du Lac de Tunis, Tunisie
Tel. +216 (71) 860 320/860 935/861 741
Fax +216 (71) 860 719
E-Mail: gtz-tunesien@gtz.de
www.gtz.de/tunisie

Ministere de l'Environnement et du Developpement Durable
Centre Urbain Nord
1080 El – Menzah
Tel. +216 (71) 704 000
Fax +216 (71) 704 340
E-Mail: boc@mineat.gov.tn
www.environnement.nat.tn

Ministere de l'Industrie et de l'Energie et des Petites et Moyennes Entreprises
Immeuble Beya
40 rue 8011, Montplaisir
1002 Tunis
Tel. +216 (71) 791 132/842 343/894 216
Fax +216 (71) 782 742
E-Mail: mind@ministeres.tn

Ministere du Developpement et de la Cooperation Internationale
Place Ali Zouaoui
1069 Tunis
Tel. +216 (71) 240 133/350 753
E-Mail: boc@mdci.gov.tn

Botschaft der Bundesrepublik Deutschland in Tunesien
1, Rue el Hamra, Mutuelleville
1002 Tunis Belvédère
Tel. +216 (71) 78 64 55
Fax +216 (71) 78 82 42
www.tunis.diplo.de

Botschaft der Tunesischen Republik
Lindenallee 16
14050 Berlin
Tel. +49 (30) 3 64 10 70
Fax +49 (30) 30 82 06 83

Deutsch-Tunesische Industrie- und Handelskammer Immeuble "le Dôme"
1. Stock, Rue du Lac Léman
1053 Les Berges Du Lac
Tel. +216 (71) 965 280
Fax +216 (71) 964 553
E-Mail: info@ahktunis.org
www.ahktunis.org

17 Bangladesch

17.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Im Juni 2005 beliefen sich die Stromerzeugungskapazitäten in Bangladesch auf 4,995 GW. Knapp 5 % beruhten auf der Nutzung von Wasserkraft, über 95 % basierten auf konventioneller thermischer Energienutzung, z.B. in Form von Dampfturbinen, die allein in 48 % aller Kraftwerke zum Einsatz kommen. Als wichtigster Energieträger des Landes bestimmt die Nutzung von heimischem Erdgas – mit einem Anteil von 85,5 % – die Kraftwerkslandschaft. Erdöl und Diesel stellten 2005 knapp 10 % der eingesetzten Energieträger, sie werden zu 90 % importiert. Mitte 2006 erreichten die installierten Stromerzeugungskapazitäten nach vorläufigen Angaben rund 5,3 GW.¹

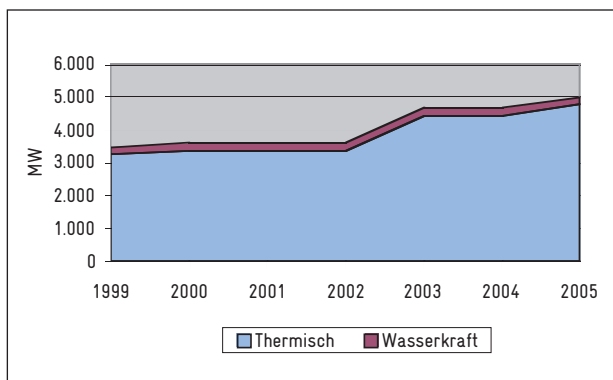


Abb. 1: Stromerzeugungskapazitäten in MW; Bangladesch; 1999-2005²

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung Bangladeschs erreichte im Bilanzjahr 2005/2006 knapp 23 TWh, und erhöhte sich damit gegenüber dem Vorjahr um 7,5 %.

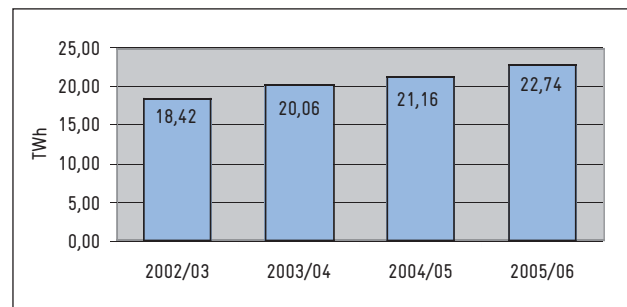


Abb. 2: Stromerzeugung in TWh; Bangladesch; 2002/03-2005/06³

Der Großteil des Stroms in Bangladesch wird im östlichen Teil⁴ des Landes produziert, in dem sich die heimischen Gasvorkommen befinden.⁵ Allein 61 % aller Kraftwerke sind in der Region Dhaka angesiedelt. Die Stromerzeugung im Westteil des Landes basiert auf importiertem Erdöl und Diesel.

1 Die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten werden von Experten allerdings mit 3,2 GW weitaus geringer eingeschätzt. Hintergrund sind u.a. als veraltet geltende Kraftwerke. Zurzeit sind allein 23 der insgesamt 102 Kraftwerkseinheiten nicht in Betrieb.
 2 Quelle: BPDP – Bangladesh Power Development Board 2006. Die Datenerhebungen staatlicher Institutionen in Bangladesch beziehen sich auf Haushaltsjahre, die jeweils am 30. Juni enden.
 3 Quelle: BPDP – Bangladesh Power Development Board 2006.
 4 Die Trennlinie zwischen dem östlichen und westlichen Teil des Landes bildet der Fluss Jamuna.
 5 Alle derzeit genutzten Erdgasfelder liegen im Ostteil des Landes, sowie 21 der insgesamt 22 bekannten Lagerstätten. Entsprechend günstiger gestalten sich auch die Stromerzeugungskosten im Osten: 2001 lagen sie zwischen 0,68-1,01 €-ct/kWh. Im Westteil des Landes variierten sie zwischen 0,97-6,98 €-ct/kWh.

Stromübertragung und -verteilung

Trotz einer verhältnismäßig hohen Siedlungsdichte zeigt sich der Aufbau einer zentralen Stromversorgung in Bangladesch als schwieriges Unterfangen. Nach Aussagen der Weltbank haben nur 32%⁶ der Bevölkerung Zugang zu Elektrizität, vornehmlich im östlichen Bereich des Landes, der als weiter entwickelt gilt. Das staatlich betriebene Stromnetz umfasst Übertragungsnetze (132 und 230 kV) mit einer Länge von rund 6.000 km und einer Durchleitungskapazität der Umspannstationen von 8.830 MW. Die Verteilungsnetze (33 kV und weniger) umfassen insgesamt knapp 210.000 km.⁷ Über eine 230-kV-Leitung wird kostengünstiger Strom aus dem Osten des Landes in den Westen transferiert. Die Netzverluste auf Übertragungsebene haben sich mit zuletzt 3,5% (2005/06) in den letzten Jahren wenig verändert. Die technischen Verluste auf Verteilungsebene sind seit 2003 um fast 15% zurückgegangen, mit 19,1% (2005/06) jedoch nach wie vor erheblich.

Finanzielle Verluste im Kraftwerksbetrieb haben die Möglichkeiten für einen die Stromversorgung stabilisierenden Netzausbau in den letzten Jahren erheblich eingeschränkt. Aktuelle Pläne halten an einem vielschichtigen Ausbau existierender Übertragungsnetze in weiten Teilen des Landes fest – Bestandteil ist u.a. die Errichtung einer 400-kV-Leitung zwischen den Umspannstationen Meghnaghat und Aminbazar zur verbesserten Versorgung der Dhaka Region.

In Gebieten abseits des zentralen Stromnetzes gibt es auch einige Inselsysteme auf Basis von Dieselgeneratoren oder erneuerbaren Energiesystemen.

Stromverbrauch

Mit 134 kWh/Jahr gehört der Stromverbrauch pro Kopf zu den niedrigsten in der Welt. 2006 erreichte der Stromverbrauch insgesamt 20,95 TWh. Nach Zahlen von 2001 ist der Hauptabnehmer die Industrie (44%), gefolgt von Privathaushalten (41%), Handel (8%) und Landwirtschaft mit 5% (Andere 2%).

Bangladesch verzeichnet eine äußerst hohe Rate an Stromdiebstahl. In 2004 wurden nur 55-60% des verbrauchten Stroms bezahlt.⁸

Strompreise

Die Strompreise werden in Bangladesch maßgeblich von dem staatlichen Stromversorger "Bangladesh Power Development Board" (BPDB) beeinflusst, dem ein Großteil der Kraftwerkskapazitäten und das gesamte Übertragungsnetz untersteht. Das BPDB verkauft Strom einerseits an Verteilungsgesellschaften, die die Versorgung der Endkunden in weiten Teil des Landes übernehmen, andererseits direkt an Stromendkunden. Im Schnitt liegen die Stromtarife für Kunden in ländlichen Regionen über denen in städtischen Gebieten. Hintergrund ist eine vergleichsweise hohe Grundgebühr⁹, die Stromabnehmer in ländlichen Regionen zum finanziellen Ausgleich struktureller Schwierigkeiten der ländlichen Elektrifizierung zahlen.

Im Frühjahr 2007 ist eine Erhöhung der Stromtarife vorgenommen worden.¹⁰ Kleinverbraucher müssen aufgrund der Preisanhebung zukünftig 5% und Großabnehmer 10% mehr zu zahlen. Privathaushalte in ländlichen Regionen sind von der Tarifierhöhung ausgenommen. Für solche in städtischen Regionen gilt diese Befreiung ebenfalls, solange sie weniger als 100 kWh/Jahr verbrauchen.

6 Diese Zahl setzt sich aus einem geringen Elektrifizierungsgrad in den ländlichen Regionen (2000: 19%) und einem verhältnismäßig hohen Elektrifizierungsgrad der Städte (2000: 80%) zusammen.

7 Die Verteilungsnetze (33 kV und niedriger) teilen sich auf in rund 43.000 km staatlich betriebene und weitere von rund 167.000 km Länge.

8 Beeinflusst durch die hohen Verlustraten halten sich ausländische Investoren mit einem Engagement im Energiesektor Bangladeschs zurück.

9 Eine monatliche Grundgebühr zwischen 6€-ct und 4,5€ pro Monat zahlen alle Kunden des BPDB neben den Stromtarifen pro kWh. Die ländlichen Kunden zahlen 4,5€ pro Monat.

10 Diese Maßnahme dürfte u.a. eine Reaktion auf die finanziell angespannte Situation des BPDB sein, der in den letzten Jahren erhebliche Schulden angehäuft hat, was auf verschiedene Aspekte zurückzuführen ist: Stromverkaufspreise, die unter den Erzeugungskosten liegen, hohe Netzverluste (z.B. durch Netzausfälle, Stromdiebstahl), nicht bezahlte Stromrechnungen.

Direktverbraucher/ Verteilungsgesellschaften	Verbrauchs- bereich	Tarif in €-ct/kWh seit Sept. 2003	Tarif in €-ct/kWh ab Frühjahr 2007
Privathaushalte	000-100 kWh	2,79	2,79
	101-400 kWh	3,35	3,5
	> 400 kWh	5,58	5,86
Landwirtschaftliche Be- und Entwässerung	Pauschal	2,05	2,15
Kleinindustrie	Pauschal	4,27	4,49
	Hochlastzeit	5,98	6,27
	außerhalb der Hochlastzeit	3,4	3,57
Gewerbe	Pauschal	5,85	5,92
	Hochlastzeit	9,07	9,15
	außerhalb der Hochlastzeit	4,04	4,24
öffentl./gemeinnützige Einrichtungen	Pauschal	3,57	3,74
“Dhaka Electric Supply Authority” (DESA)		2,37	2,6
“Dhaka Electric Supply Company” (DESCO)		2,42	2,66
“Rural Electrification Board” (REB)		2,29-2,7	2,52-2,97

Tab. 1: Strompreise nach Kundengruppen des staatlichen Stromversorgers BPDB in €-ct/kWh; Bangladesch; 2003, 2007¹¹

Ausbauplanung

Die existierende Elektrizitätsversorgung in Bangladesch gilt als unzuverlässig und krisenbehaftet. Eine 24-stündige Stromverfügbarkeit ist für viele Kunden nicht gewährleistet.¹² Um den vorhandenen Bedarf an Strom zu decken, wird ein Ausbau der Erzeugungskapazitäten und Verteilungssysteme als unerlässlich angesehen.

Bis zum Jahr 2025 ist ein Zubau von 20.495 MW installierter Leistung geplant¹³ – fast ausschließlich über steigende Nutzung heimischer Erdgasquellen.¹⁴

Um sich neben der intensiven Erdgasnutzung ein zweites Standbein für eine national unabhängige Elektrizitätsversorgung aufzubauen, hat die Regierung im Jahr 2003 mit der Förderung von Kohle aus heimischen Vorkommen begonnen. Das erste Kohlekraftwerk (250 MW) ging im Frühjahr 2006 in Betrieb. Weitere Kraftwerke sollen folgen – die geschätzten erschließbaren Kohlereserven liegen bei 2,514 Mio. Tonnen, ausreichend für die langfristige Versorgung von Erzeugungskapazitäten von 4.000 MW. Da das heimische Wasserkraftpotenzial weitgehend ausgeschöpft ist, schlagen aktuelle Regierungspläne außerdem den Bau von Großstaudämmen im benachbarten Bhutan für die eigene Stromversorgung vor. Die Kosten für den Ausbau der Kapazitäten und Übertragungssysteme will die Regierung aus Mitteln staatlicher Stromversorger, internationaler Geber sowie durch Investitionen des Privatsektors abdecken.

17.2 Marktakteure

Bis 1977 war der staatliche Stromversorger “Bangladesh Power Development Board” (BPDP) als einzige Institution für die Bereiche der Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung zuständig. Nach wie vor ist das BPDB auf allen Marktebenen direkt oder indirekt involviert, doch ist Bewegung in den staatlich organisierten Elektrizitätssektor gekommen. 2004 wurde von Regierungsseite die Umwandlung der BPDP in eine Holdinggesellschaft beschlossen, die allerdings bislang noch nicht vollzogen wurde.

11 Quelle: BPDP – Bangladesh Power Development Board 2003, Daily News Bangladesh 2007.

12 In der Hauptstadt Dhaka kam es 2006 teilweise 10-mal täglich zu Stromausfällen. Um die Energieversorgung trotz vorhandener Defizite zu bewerkstelligen, hat sich der staatliche Stromversorger BPDB für ein Rotationssystem entschieden, bei dem die einzelnen Stromverteilungseinheiten nacheinander vom Netz genommen werden.

13 Diese Angaben sind Bestandteil des Masterplans 2005-2025 – ein Update des Masterplans von 1995.

14 12 der 21 nachgewiesenen Erdgasfelder werden bislang genutzt. Schätzungen von Experten bezüglich der Endlichkeit der vorhandenen Gasreserven bewegen sich in einer Spannweite zwischen den Jahren 2020-2050.

Stromerzeugungsunternehmen

Das BPDB hat an der Stromerzeugung einen Anteil von über 70 %. Darunter fallen auch die ersten gegründeten BPDB-Tochtergesellschaften, wie die "Ashuganj Power Company" (APS), die auf die Umwandlung des staatlichen Kraftwerkes "Ashuganj" in eine Kapitalgesellschaft im Jahr 2002 zurückgeht. Seit 1996 sind außerdem privatwirtschaftlich operierende unabhängige Stromerzeuger zugelassen. Zwischen 1998 und 2005 nahmen insgesamt 7 Kraftwerke unabhängiger Produzenten mit insgesamt mehr als 1.290 MW installierter Leistung den Betrieb auf – vornehmlich auf der Basis von Erdgas.¹⁵ Damit erreichten sie einen Anteil an den Stromerzeugungskapazitäten von 26 %. Der Bau weiterer Kraftwerke durch nicht-staatliche oder gemischtwirtschaftliche Erzeuger mit einer Gesamtleistung von mehr als 1.590 MW ist in Planung.

Selbstversorger kommen in Bangladesch auf installierte Kapazitäten von 1,1 GW. Versuche der Regierung, sie in die öffentliche Stromversorgung einzubinden, sind bislang erfolglos geblieben.¹⁶

Stromübertragungsgesellschaft PGCB

Der Betrieb und Ausbau des gesamten Übertragungsnetzes obliegt seit 1996 der als Tochter von BPDB gegründeten Übertragungsgesellschaft "Power Grid Company of Bangladesh" (PGCB).

Stromverteilungsunternehmen

Im Jahr 1977 wurde eine eigene Institution zur ländlichen Elektrifizierung – das "Rural Electrification Board" (REB) – gegründet. Das REB ist damit beauftragt, die Stromverteilung und Versorgung in ländlichen Regionen über Elektrifizierungskooperativen – so genannte "Palli Biddut Samities" (PBSs) – zu übernehmen. Mittlerweile arbeitet das REB mit insgesamt 70 PBSs zusammen, die genossenschaftlich organisiert sind.¹⁷ Neben der Stromverteilung sollen die PBSs auch zunehmend Bereiche der Stromerzeugung übernehmen.

Um die Stromverteilung in der Hauptstadt Dhaka und ihrer Umgebung zu regeln, wurde 1991 das staatliche Unternehmen "Dhaka Electric Supply Authority" (DESA) eingerichtet. Seit dem Beginn des Reformprozesses im Jahr 1996 teilt sich die DESA die Stromverteilung in der Metropole mit der seinerzeit als staatliche Kapitalgesellschaft gegründeten "Dhaka Electric Supply Company" (DESCO). 2003 wurde außerdem eine weitere Verteilungsgesellschaft – die "West Zone Power Distribution Company" (WZPDC) – als BPDB-Tochtergesellschaft gegründet, die für den Südwesten des Landes zuständig ist.

Weitere Akteure

Energiepolitische Institutionen

In Bangladesch fällt der Stromsektor in den Zuständigkeitsbereich des Ministeriums für Elektrizität, Energie und mineralische Ressourcen (Ministry of Power, Energy and Mineral Resources – MPEMR). Ausführender Arm des MPEMR ist einerseits die Power Division, die die Gesamtzuständigkeit für den Elektrizitätssektor hat und andererseits die Power Cell, die bei ihrer Gründung 1998 damit beauftragt wurde, die Entwicklung des Elektrizitätssektors, inklusive der Umsetzung der Reformen, zu leiten und zu regulieren. Der Zuständigkeitsbereich der Power Cell umfasst in diesem Zusammenhang auch den Bereich der erneuerbaren Energien. So koordiniert und unterstützt die Power Cell bspw. die Implementierung von Projekten zu erneuerbaren Energien durch Nichtregierungsorganisationen (NGOs) und private Akteure.

Unter dem "Energy Regulatory Commission Act" von 2003 wurde außerdem eine Regulierungsbehörde für den gesamten Energiesektor ("Bangladesh Energy Regulatory Commission" – BEREC) eingerichtet, die 2004 ihre Tätigkeit aufnahm. Seither sorgt sie u.a. für die Transparenz bei der Bestimmung von Stromtarifen. Darüber hinaus führt sie einheitliche Standards für betriebliche Abläufe sowie zur Sicherung der Qualität der Stromversorgung ein.

15 Ein Beispiel für einen unabhängigen Produzenten ist die "Rural Power Company Ltd" (RPC) mit installierten Kapazitäten von 140 MW (4 x 35 kW). Sie erzeugt Strom für den ländlichen Raum. Ein Unternehmensanteil von 28 % gehört dem "Rural Electrification Board" (REB), 72 % sind im Besitz der ländlichen Elektrizitätskooperativen "Palli Biddut Samities" (PBS).

16 Die Regierung hofft, in naher Zukunft rund 500 MW aus industrieller Eigenerzeugung für die öffentliche Stromversorgung zu gewinnen. Auf ein erstes Angebot an die Selbstversorger gab es jedoch keine positive Rückmeldung.

17 Diese PBSs binden die Verbraucher, die zu ihrem jeweiligen Zuständigkeitsbereich gehören, in ihre Aktivitäten ein. Das betrifft bspw. die Planung und das Management eines Verteilungsnetzwerkes.

17.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Seit Mitte der 1990er Jahre ist der Stromsektor Bangladeschs einem Reformprozess unterworfen. Zu den wesentlichen Maßnahmen der Reformen gehört die Restrukturierung („unbundling“) des staatlichen Energieversorgers BPDB in getrennte Unternehmen für die Bereiche der Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung. Außerdem ist eine Umwandlung der aus diesem Prozess hervorgehenden Unternehmensteile in Kapitalgesellschaften vorgesehen. Der hohe Bedarf an einem Ausbau der Stromversorgung bei gleichzeitig mangelnden staatlichen Investitionsmöglichkeiten hat dazu geführt, dass die Bereiche der Stromerzeugung und -verteilung außerdem für privatwirtschaftliche Aktivitäten von außen geöffnet werden.

Reformen des Elektrizitätssektors

Den gesetzlichen Überbau des Reformprozesses bildet die „National Energy Policy“ (NEP) von 1996, die seither in regelmäßigen Abständen – zuletzt 2002 – aktualisiert worden ist. Sie beinhaltet die umfassenden Richtlinien zur Reformierung des Elektrizitätssektors und zur Errichtung einer Regulierungsbehörde.

Die gesetzliche Grundlage zur Einbindung privater Akteure in den Elektrizitätssektor lieferte die „Private Sector Power Generation Policy of Bangladesh“, die ebenfalls 1996 beschlossen und 2004 aktualisiert wurde. Die neue Versorgungspolitik zielt darauf ab, Wettbewerb einzuführen, ausländisches Kapital anzuziehen und die Engpässe in der Stromversorgung zu mindern. Private Akteure sollen u.a. durch folgende steuerliche und finanzielle Anreize für ein Engagement im Elektrizitätssektor gewonnen werden:

- Einkommenssteuerbefreiung über einen Zeitraum von 15 Jahren;
- Befreiung von Zollgebühren, Mehrwertsteuer und anderen Zuschlägen für den Import von Anlagen und deren Komponenten;¹⁸
- Vermeidung doppelter Besteuerungen ausländischer Investoren auf der Basis bilateraler Abkommen;

- Berechtigung ausländischer Investoren, Joint Ventures einzugehen;
- Für Angestellte aus dem Ausland übernimmt der Staat bis zu 50% der zu zahlenden Einkommen;
- Unterstützung lokaler Anlagenhersteller.

Projekte von unabhängigen Stromproduzenten sollen auf der Basis von Build-own-operate (BOO) implementiert werden. Die Kosten für die Verbindungsleitungen der privatwirtschaftlichen Kraftwerke zu den jeweiligen Übertragungsnetzen tragen die Stromlieferanten selbst. Um lokale Anlagenhersteller zu stärken, sollen diese dabei unterstützt werden, den privaten Kraftwerken heimisches Equipment auf Basis internationaler Standards zur Verfügung zu stellen.

Um den Erfordernissen zur Entwicklung von lokalen und eher kleinen Projekten privatwirtschaftlicher Stromerzeugung gerecht zu werden, verabschiedete die Regierung 1998 ergänzend eine „Small Power Generation Policy“. Durch dieses Gesetz werden explizit Projekte bis zu einer Größenordnung von 10 MW unterstützt. Deren Relevanz wird insbesondere für Gebiete gesehen, die als netzfern eingestuft werden oder in überdurchschnittlichem Maße von Stromausfällen betroffen sind. Mit dem Gesetz soll außerdem der Verkauf von überschüssigem Strom von Selbstversorgern an umgebende Regionen ermöglicht werden.

Die Reformziele

Die langfristigen Ziele für den Elektrizitätssektor, mit denen auch die ökonomische und soziale Entwicklung des Landes gefördert und unterstützt werden soll, sind im Jahr 2000 in einer Regierungserklärung „Government's Vision and Policy“ zusammengefasst worden. Die drei Eckpunkte beinhalten: 1. allen Bewohnern Bangladeschs den Zugang zu Elektrizität zu ermöglichen, 2. die Verlässlichkeit und Qualität der Stromversorgung zu sichern und 3. Elektrizität zu einem vertretbaren Preis anzubieten. Um die Umsetzung der eingeleiteten Reformen zu fördern, wurde diese Programmatik um folgende Ziele ergänzt:

18 Allerdings gilt dies nur anteilig für 10% des Gesamtwertes der Anlage.

- Landesweite Elektrifizierung bis 2020;
- Finanzielle Stabilisierung des Elektrizitätssektors als Voraussetzung wirtschaftlichen Wachstums;
- Kommerzialisierung und Effizienzsteigerung des Elektrizitätssektors;
- Verbesserung der Verlässlichkeit und Qualität der Stromversorgung;
- Einsatz von Erdgas als Hauptenergieträger und Erforschung von Strom-Exportmöglichkeiten, um die Gewinne durch Devisen zu erhöhen und zu diversifizieren;
- Steigerung der Partizipation des Privatsektors, um Finanzmittel zu mobilisieren;
- Sicherstellung vertretbarer und erschwinglicher Elektrizitätspreise mittels geringst möglicher Erzeugungskosten;
- Förderung von Wettbewerb zwischen den verschiedenen Unternehmen im Elektrizitätssektor.

Das Ziel einer vollkommenen Restrukturierung des Elektrizitätssektors soll perspektivisch in ein "multi buyer/multi seller" Marktmodell und die Errichtung einer wettbewerbsreichen Marktstruktur münden. Während für die Stromübertragung auch langfristig ausschließlich die PGCB verantwortlich ist, soll sich eine Vielzahl von Unternehmen in den Bereichen Stromerzeugung und -verteilung engagieren.

17.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Unter der nationalen Energiepolitik (NEP) von 1996 wurde die Bedeutung der erneuerbaren Energien erstmals herausgestellt. Die NEP betont die Sicherung einer optimalen Entwicklung der heimischen Ressourcen inklusive der erneuerbaren Energien. Außerdem hebt sie die Bedeutung der erneuerbaren Energien zur Stromversorgung ländlicher und gleichzeitig dünn besiedelter Regionen hervor – als Alternative zu einem kostspieligen Ausbau der zentralen Stromversorgung.

Gesetzesentwurf für eine "Erneuerbare Energien Politik"

Ihre Vorstellungen zum nationalen Ausbau, der Entwicklung und der Etablierung der erneuerbaren Energien¹⁹ hat die Regierung seit 1996 in einem eigenen Gesetzesentwurf ("Renewable Energy Policy") festgehalten. Nach mehrfachen Überarbeitungen wurde der Gesetzesentwurf 2004 letztmalig aktualisiert. Darin enthalten sind einerseits Ziele wie z.B. die Beschleunigung des Elektrifizierungsprogramms durch den Einsatz von erneuerbaren Energien sowie ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Elektrizitätserzeugung von 10 % bis 2020. Anreizmechanismen zur Förderung von erneuerbaren Energien sowie die Errichtung einer eigenen Institution für erneuerbare Energien "Renewable Energy Development Agency" (REDA) sind ebenfalls Bestandteil des Entwurfes.

Eine eigene Institution für erneuerbare Energien soll dem Entwurf zu Folge, neben der allgemeinen Verbreitung der verschiedenen erneuerbaren Energie Technologien, eine Fülle von Zuständigkeiten und Aufgaben übernehmen. Dazu gehört u.a. die:

- Errichtung eines Treuhänderfonds zur Finanzierung von erneuerbaren Energie-Projekten;
- Einbindung aller politischen Ebenen zur Förderung der erneuerbaren Energien;
- Erhöhung der Finanzierbarkeit von erneuerbaren Energien;
- Stärkung von Institutionen wie Nichtregierungsorganisationen und ländlichen Energieunternehmern zur Etablierung von erneuerbaren Energien;

¹⁹ Nach diesem Gesetzesentwurf gehören in die Kategorie der erneuerbaren Energien: Biomasse, Solarenergie, Wind, Kleinwasserkraft, Geothermie, Wellen- und Gezeitenkraft.

- Verbindung von erneuerbaren Energien mit allen Bereichen der Grundversorgung, z.B. der Installation von Trinkwassersystemen.

Ende 2005 hat sich die Regierung entschieden, anstelle von REDA eine "Sustainable Energy Development Agency" (SEDA) einzurichten und diese Entscheidung innerhalb kürzester Zeit durch die Power Cell²⁰ umzusetzen. Die Gründung einer SEDA wurde verschoben. Auch die Verabschiedung des Gesetzesentwurfs einer eigenen erneuerbaren Energiepolitik ist bis zum Frühjahr 2007 ausgeblieben. Bis zur Einrichtung einer REDA bzw. SEDA ist die Power Cell offiziell damit beauftragt, alle Aufgaben und Zuständigkeiten, die die Entwicklung der erneuerbaren Energien betreffen, auszuführen.

Förderinstrumente

Gefördert wird der Ausbau der erneuerbaren Energien in Bangladesch vor allem indirekt: einerseits durch eine Reihe NGOs sowie staatliche, halbstaatliche und private Institutionen, andererseits durch eine Vielzahl an nationalen und internationalen Programmen. Als Schwerpunkt der Förderungen hat sich insbesondere der dezentrale Einsatz von erneuerbaren Energiesystemen herausgebildet.

Allein über 30 nationale Institutionen führen Programme oder Projekte durch. Dazu gehören staatliche und halbstaatliche Institutionen wie das MPEMR durch die Power Cell, der staatliche Stromversorger BPDB und das für die ländliche Elektrifizierung zuständige REB sowie das "Local Government Engineering Department" (LGED). Darunter sind ebenfalls eine Reihe von Nichtregierungsorganisationen wie die größte Entwicklungsorganisation in Bangladesch "Bangladesh Rural Advances Comitee" (BRAC) oder das "Center for Advanced Studies" (BCAS). Das Non-Profit Unternehmen "Grameen Shakti"²¹ ist ebenfalls ein Hauptakteur. Zu den Forschungsinstituten gehören u.a. das "Renewable Energy Research Center" der Universität von Dhaka und das "Bangladesh Council of Scientific and Industrial Research" (BCSIR).

Die verschiedenen Institutionen führen eine Vielzahl von Programmen und Projekten durch, vor allem im Bereich Solarenergie. Im Bereich Windenergie laufen derzeit mindestens vier Programme, zur Förderung von Biogas drei und die Kleinstwasserkraft wird aktuell mit einem Projekt unterstützt. Finanziert werden die Programme zu einem Großteil von internationalen Geldgebern wie der Weltbank, der Global Environmental Facility (GEF), dem United Development Program (UNDP), der Asian Development Bank (ADB) sowie den beiden deutschen Entwicklungsinstitutionen KfW und GTZ.

Finanzielle Anreize

Spezielle Förderanreize, die genutzt werden können, beschränken sich auf einen Erlass von 1998, nach dem PV-Anlagen und deren Equipment sowie Windturbinen von der Mehrwertsteuer und von Zollgebühren befreit sind. Darüber hinaus gelten die allgemeinen Förderanreize für privatwirtschaftliches Engagement im Energiesektor.

Finanzielle Anreize, die im Rahmen der laufenden Förderprogramme zum Einsatz kommen, verfolgen im Wesentlichen zwei Richtungen. Zu einem großen Teil wird das Mittel der Subventionen eingesetzt – insbesondere durch staatliche Institutionen wie BPDB oder REB – sodass erneuerbare Energiesysteme zu einem vergünstigten Preis erworben werden können. Zum anderen werden Kreditfonds gespeist, aus denen die Rückfinanzierung von mikrofinanzierten Systemen gedeckt wird, die ebenfalls in persönliches Eigentum übergehen sollen.²²

20 Siehe Abschnitt "Weitere Akteure".

21 "Grameen Shakti" ist ein Tochterunternehmen der bekannten Mikrofinanzinstitution "Grameen Bank". Shakti heißt übersetzt "Energie". Das Unternehmen führt allein 7 Programme zur Förderung von erneuerbaren Energiesystem durch. Sie umfassen die Bereiche Photovoltaik, Wind, Biogas, Training, solarbetriebene Computer, Forschung und Entwicklung, ländliche Informations- und Kommunikationstechnologien.

22 In geringerem Umfang kommen auch "Fee-for-Service"-Modelle zum Einsatz. Statt privatem Eigentum zielen sie auf die Bezahlung der Nutzung eines Systems. Diese Methode will das REB in Zukunft verstärkt einsetzen.

Clean Development Mechanism

Bangladesch hat das Kyoto Protokoll Ende 2001 ratifiziert. Die Zuständigkeit als nationale DNA (Designated National Authority) hat das bangladeschische Umweltministerium – "Department of Environment" (DoE) – übernommen. Nationale Aktivitäten zur Nutzung des "Clean Development Mechanism" sind bislang sehr überschaubar. Einige Projekte sind in Vorbereitung, zwei CDM-Projekte hat das DoE bewilligt und beim internationalen Executive Board (EB) eingereicht. Das erste Projekt dient der Nutzung von Deponiegas zur Stromerzeugung in Dhaka und hat ein jährliches CO₂-Einsparungspotenzial von 566.000 Tonnen. Im Mittelpunkt des zweiten Projektes steht die Kompostierung von organischen Reststoffen in Dhaka. Es hat ein jährliches CO₂-Einsparungspotenzial von 89.259 Tonnen. Beide Projekte sind in Kooperation eines bangladeschischen und eines niederländischen Abfallkonzerns entstanden.²³ Bangladesch hat an den weltweiten CO₂-Emissionen einen Anteil von 0,1 %.

Die zurückhaltenden Aktivitäten Bangladeschs bei der Initiierung von CDM Projekten werden u.a. auf einen Mangel an personellen Kapazitäten sowie auf die hohen Transaktionskosten von CDM Aktivitäten zurückgeführt.

Bangladesch wird u.a. durch seine flache Lage und den Umstand, dass es nur knapp über dem Meeresspiegel liegt, gegenüber Klimaveränderungen als besonders empfindlich eingeschätzt.

17.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Gemessen an den installierten Stromerzeugungskapazitäten ist der Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung verschwindend gering. Dies liegt unter anderem daran, dass es in Bangladesch so gut wie keine großtechnische Nutzung von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung gibt. Die schwache Infrastruktur, hohe Energiekosten sowie der hohe Anteil an Bewohnern, die in netzfernen Gebieten leben, haben dazu beigetragen, dass vornehmlich dezentrale Insellösungen auf Basis von erneuerbaren Energien zum Einsatz kommen.

Während das Potenzial der meisten erneuerbaren Energieträger zur Stromerzeugung in Bangladesch erst in Ansätzen bekannt ist, hat sich Solarenergienutzung bereits zur größten Wachstumsbranche entwickelt. Eine Besonderheit ist dabei, dass die eingesetzten Systeme in beachtlichem Maße kommerzielle Verbreitung finden.

Erneuerbare Energien	Ende 2005	„Tentative Target“ 2020
		MW
Solarenergie	ca. 6	300
Biomasse/ Kleinwasserkraft	< 1	600
Windenergie	ca. 1,5	1000

Tab. 2: Installierte Kapazitäten und angepeilte Ziele des MPEMR zum Ausbau der erneuerbaren Energien in MW; Bangladesch²⁴

²³ "World Wide Recycling BV of the Netherlands" und "Wate Concern of Bangladesh".

²⁴ Quelle der Ziele: Power Cell des MPEMR 2006.

Als Hindernisse einer umfassenden Verbreitung von erneuerbaren Energiesystemen zur Stromerzeugung gelten:

- Mangel an politischen Rahmenbedingungen bezüglich der Entwicklung erneuerbarer Energien;
- Das Fehlen einer eigenen politischen Institution;
- Mangelnde Kenntnisse der ländlichen Bevölkerung über vorhandene Optionen;
- Mangelnde Qualität der eingesetzten Systeme;
- Hohe Anschaffungskosten bei gleichzeitigem Mangel an Finanzierungsoptionen;
- Undurchsichtigkeit der Regierungspläne zur gebietsbezogenen Netzerweiterung;²⁵
- Mangel an koordinierter Forschung und Entwicklung im Land.

Wasserkraft

Die Möglichkeiten zur Nutzung von Klein- und Großwasserkraft sind in Bangladesch sehr begrenzt. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass das Land – bis auf einige Regionen im Norden und Südosten – sehr flach ist. Hinzu kommt, dass die jährliche und mehrmonatige Trockenzeit in Bangladesch vielerorts eine ganzjährige Wasserkraftnutzung von vornherein ausschließt. Das einzige Großwasserkraftwerk liegt in Kaptai am Fluss Karnafuly. Es umfasst 230 MW installierter Leistung. Mit der geplanten Inbetriebnahme einer 100 MW-Erweiterung dieses Kraftwerkes im Jahr 2009 gilt das Großwasserkraftpotenzial Bangladeschs bereits als weitgehend ausgeschöpft.²⁶

Das Potenzial für Kleinwasserkraft wird auf rund 250 MW geschätzt. Studien zur Identifizierung konkreter Standorte sind bislang nur in einigen Gebieten vorgenommen worden. Diese liegen vornehmlich in den hügeligen Regionen des Landes, in denen das nutzbare Potenzial als am höchsten eingeschätzt wird. Mindestens 24 Standorte mit möglichen Kapazitäten zwischen 3 und 81 kW sind mittlerweile bekannt.

Die Nutzung von kleinen Wasserkraftanlagen zur Stromerzeugung hat in Bangladesch erst vor wenigen Jahren begonnen. Um eine wirtschaftliche Wasserkraftnutzung – trotz starker Pegelschwankungen vieler Flüsse – zu gewährleisten, gibt es in Bangladesch Ansätze, sie mit Maßnahmen der Bewässerung oder des Hochwasserschutzes zu verbinden. Diese Option wird derzeit im Rahmen eines durch das "Local Government Engineering Department" (LGED) implementierten Bewässerungsprojektes in Banskhal im Chittagong Bezirk untersucht, das nach Schätzungen ausreichend Potenzial für ein 20 MW-Kraftwerk bietet. Ein Beispiel für eine Miniwasserkraftnutzung befindet sich in Monjoypara im Bezirk Bandarban. Dort versorgt eine von den Bewohnern des Dorfes Marma errichtete 10-kW-Anlage 40 Haushalte mit Strom.

Ausbaupläne

Eine Reihe existierender Ausbaupläne im Bereich der Klein-, bzw. Miniwasserkraftnutzung richten sich auf Insellösungen. Dazu gehören drei Anlagen im Bezirk Bandarban (1 x 20 kW, 1 x 25 kW, 1 x 30 kW). Bei allen drei Anlagen wird mit einer 24-stündigen Stromerzeugung zwischen Juni und September und einer 2- bis 6-stündigen Stromerzeugung zwischen Oktober und Mai gerechnet. Das LGED verfolgt u.a. die technische Erweiterung von existierenden Konzepten zur Wasserkraftnutzung der indigenen Bevölkerung, z.B. in Bamerchara im Bezirk Chittagong.

25 In einem Pilotprojekt (1993-1998) zur Verbreitung von erneuerbaren Energietechnologien unterstützte das REB mit Mitteln der französischen Regierung die Installation von Solar Home Systems (SHS) in Karimpur und Nanarpur. Einige Standorte in den betreffenden Gebieten schloss die DESA 2003 an das nationale Elektrizitätsnetz an – 735 Haushalte gaben ihre SHS wieder ab.

26 Das BPDB hat zwei weitere Standorte für Wasserkraftwerke identifiziert: am Fluss Sangu für ein 140 MW-Kraftwerk und am Fluss Matamuhuri für ein 75 MW-Kraftwerk. Deren Bau ist ungewiss und nicht Bestandteil aktueller Planungen.

Windenergie

In Bangladesch sind einige systematische Messungen des Windkraftpotenzials vorgenommen worden. Dazu gehören zwei parallel durchgeführte Studien Mitte/Ende der 1990er Jahre.²⁷ Sie brachten die Erkenntnis, dass die Windgeschwindigkeiten an der Küste höher sind als im Inland, in den Sommermonaten – bedingt durch den Monsun – höher als in den Wintermonaten, und dass Bangladesch im jährlichen Durchschnitt ein eher geringes Windkraftpotenzial aufweist. Bestätigt und erweitert wurden diese Informationen zunächst im Rahmen der Studie “Wind Energy Ressource Mapping“ (WERM)²⁸ sowie nach einer umfassenden Datenerhebung im Rahmen des Programms “Solar and Wind Energy Ressource Assessment“ (SWERA), durchgeführt durch das dänische Forschungszentrum Risø.²⁹ Standorte mit Windgeschwindigkeiten > 5 m/s beschränken sich demnach auf einige Gebiete an der Küstenlinie, die sich über 724 km erstreckt.

In Bangladesch scheint sich insbesondere eine dezentrale Nutzung erzeugten Stroms aus Windkraft anzubieten, was neben den insgesamt eher mäßigen Windgeschwindigkeiten damit zusammenhängt, dass die windreichen Küstenregionen entfernt vom nationalen Stromnetz liegen. Als besonders interessant für diesen Nutzungsbereich gelten in Bangladesch windbetriebene Pumpen, die Stromerzeugung im Hybridbetrieb, Batterieaufladestationen an entlegenen Orten oder die Speisung von Inselnetzen. Zu den praktischen Anwendungsbereichen gehören: Krabbenproduktion, Fisch- und Geflügelfarmen, die Salz- und Eisherstellung, die Fischmehlindustrie, Tierbrutstätten, Bewässerungsmaßnahmen oder die Trinkwassergewinnung für den häuslichen Gebrauch.

Eine Reihe von kleinen Windgeneratoren wird in der Küstenregion betrieben. Dazu gehören u.a. zwei Installationen von 300 W und 1 kW auf der Chakaria Shrimps Farm durch Grameen Shakti³⁰ und 11 Kleinanlagen im Besitz des “Bangladesh Rural Advancement Comitee“ (BRAC). Finanziert durch den staatlichen Stromversorger BPDB stehen seit Ende 2005 vier 250-kW-Windkraftanlagen von Vestas aus indischer Produktion auf einer Insel vor der Küste nordwestlich von Chittagong.

Biomasse

Über 65 % des gesamten Energieverbrauchs in Bangladesch basiert auf der Nutzung von Biomasse.³¹ Die Verbrennung von Biomasse zu Koch- und Heizwecken hat daran den größten Anteil. In den letzten Jahren gewinnt darüber hinaus die energetische Biomassenutzung mittels Biogasanlagen an Bedeutung – vor allem auf Haushaltsebene, zur Gewinnung von Koch- und Beleuchtungsenergie sowie zur Aufwertung von Dünger. Nach Schätzungen des “Bangladesh Council of Scientific and Industrial Research“ (BCSIR) gibt es in Bangladesch allein für Biogasanlagen auf Basis von Kuhdung mit einem Volumen von rund 3 m³ ein Potenzial von 4 Mio. Systemen. Auf betrieblicher Ebene zeigt sich ein zunehmendes Interesse an Biogasanlagen für Hühnerfarmen, von denen es nach Schätzungen des LGED 100.000 in Bangladesch gibt. Die größten unter ihnen haben 200.000 Tiere.

27 1. eine eineinhalb jährige Winduntersuchung an 4 Standorten durch die GTZ 1996/1997, im Rahmen des TERNA-Projekts, initiiert durch REB und die Bangladesh Atomic Energy Commission (BAEC), 2. eine einjährige Winduntersuchung von 7 Standorten 1996/1997 in 25 m Höhe an der Küste durch das Local Government Engineering Department (LGED) in Zusammenarbeit mit dem Bangladesh Center for Advanced Studies (BCAS).

28 Über einen Zeitraum von mehr als einem Jahr wurden dabei an 20 verschiedenen Messstationen landesweit Untersuchungen vorgenommen.

29 Die Daten sind in einem Windatlas zusammengeführt und 2005 veröffentlicht worden. Nähere Information unter: swera.unep.net

30 Grameen Shakti hat darüber hinaus vier Kleinanlagen (3 x 1,5 kW und 1 X 10 kW) im Bezirk Barguna an der Küste installiert. Geplant ist, diese Anlagen perspektivisch in einen Hybridbetrieb zu überführen, um den Energieertrag der Anlagen zu erhöhen.

31 Als potenzielle Bioenergieträger kommen in Bangladesch u.a. Holz, organische Reststoffe wie Kuhdung, Reststoffe aus landwirtschaftlicher Produktion wie Stroh, Reisschalen oder Bagasse in Betracht.

25.000 Biogasanlagen sind bis 2004 in Bangladesch installiert worden. Neben Haushalts-Anlagen gehören dazu auch Installationen auf kommunaler Ebene.³² Die Stromerzeugung aus Biogas ist in Bangladesch noch in den Anfängen, gewinnt jedoch zusehends an Bedeutung. Auf einer Geflügelfarm im Faridpur Bezirk ist ein Biogas-Pilotprojekt angelaufen, bei dem die Stromerzeugung aus Geflügelmist erprobt wird. Zurzeit ist ein 4 kW Generator im Einsatz, der zukünftig auf 10 kW erweitert werden soll. Ein Beispiel für den industriellen Einsatz von Biogas liefert ein Stahlwerk in Jessore, das mit dem Gas einen Hochofen betreibt.

Förderung und Finanzierung von Biogasanlagen

Die Biogastechnologie ist in Bangladesch soweit entwickelt, dass viele Banken Kredite zum Bau von Biogasanlagen an Privatverbraucher vergeben und diese auch vermehrt in Anspruch genommen werden. Darüber hinaus wird durch das Projekt "Promotion of the Use of Renewable Energies" (PURE) der GTZ der Einsatz von Biogasanlagen auf Hühnerfarmen unterstützt. Im Rahmen des laufenden "Biogas Plant Pilot Project" fördert die bangladeschische Regierung den Einsatz von Biogasanlagen auf Haushaltsebene für Koch- und Beleuchtungszwecke mit umgerechnet rund 8€ pro Anlage.

Deponiegasnutzung

Konzepte, Deponiegas zur Energiegewinnung zu nutzen, gibt es in Bangladesch bereits seit den 1990er Jahren. Potenziale werden in den Großstädten Bangladeschs gesehen, insbesondere in der Hauptstadt Dhaka, in der der gelagerte Müll Schätzungen zufolge ausreicht, um ein 30 MW-Kraftwerk zu betreiben. Eine Umsetzung existierender Pläne rückt durch die beiden bereits registrierten CDM-Projekte näher.

Solarenergie

Die durchschnittliche tägliche Sonneneinstrahlung bewegt sich in Bangladesch zwischen 4 und 6,5 kWh/m² und erreicht ihr Maximum in den Monaten März/April und Dezember/Januar. Mittels PV-Systemen wird das vorhandene Potenzial in den ländlichen Regionen Bangladeschs bereits seit 1980 genutzt. Die installierten PV-Kapazitäten wurden im August 2004 auf ca. 3,1 MW beziffert – über 50.000 PV-Systeme waren im Einsatz.

Den Schwerpunkt der Nutzung bilden Systeme, die sich auf Haushaltsebene installieren lassen, doch auch größere Systeme kommen zum Einsatz: In einem durch Mittel der französischen Regierung geförderten Pilotprojekt wurde Ende der 1990er Jahre eine 62-kW-Anlage zur Versorgung von 850 Bewohnern auf der Insel Narsingdi installiert. Es zeigte die technische Machbarkeit und sozioökonomische Akzeptanz von PV-Anlagen in netzfernen Regionen und erwies sich als hilfreich für die weitere Verbreitung derartiger Systeme.

Grameen Shakti

Von den im August 2004 installierten PV-Kapazitäten gingen allein 2,15 MW in Form von 42.000 Solar Home Systems (SHS) auf Aktivitäten des 1996 gegründeten gemeinnützigen Unternehmens Grameen Shakti zurück, das sich auf den Vertrieb derartiger Systeme in ländlichen Regionen Bangladeschs spezialisiert hat. Zu dem Produktpaket, das den Kunden angeboten wird, gehört neben der Anlage die Installation, ein kostenloses Kundentraining, ein freier Wartungsservice, eine 20-jährige Garantie sowie die Option einer Finanzierung über einen Mikrokredit. Das Unternehmen vertreibt SHS von insgesamt 100 Filialen im ganzen Land.³³

32 Im Rahmen eines LGED - Projektes in Madaripur sind für insgesamt 123 Familien 15 Anlagen errichtet worden. Bestandteil des Projektes war darüber hinaus die Ausbildung von drei Dorfbewohnern hinsichtlich Bau und Wartung der Anlagen.

33 Grameen Shakti gehört zu den weltweit erfolgreichsten Unternehmen im Bereich ländlicher Energieversorgung auf Basis von erneuerbaren Energien. Seit einiger Zeit wird das Angebot um kleine Windkraftanlagen, Mikro- und Miniwasserkraftsysteme sowie Biogasanlagen erweitert.

Bangladeschs größtes Solarprogramm

Seit 2003 wird die Entwicklung der Solarbranche bzw. die ländliche Elektrifizierung mittels SHS in Bangladesch durch ein von IDCOL (Infrastructure Development Company Limited) durchgeführtes Programm unterstützt.³⁴ Im Mittelpunkt steht ein durch internationale Geber finanzierter Fonds zur Bereitstellung von Mikrokrediten für SHS-Kunden. Außerdem wird die Anschaffung jeder Kleinanlage mit ca. 90€ bezuschusst. Zur Implementierung des Programms arbeitet IDCOL mit insgesamt 16 Partnerorganisationen zusammen: Nichtregierungsorganisationen, Mikrofinanzinstitutionen und privaten Unternehmen.³⁵ Diese vertreiben die SHS mit Hilfe von Mikrokrediten an ihre Kunden. Als ein Erfolgsfaktor dieses Projektes wird die Zusammenarbeit mit lokalen Herstellern von SHS Komponenten gesehen.³⁶

Ausgestattet mit Mitteln der Weltbank und des GEF in einem Umfang von 24 Mio.€, verfolgte das Programm zunächst das Ziel, bis 2008 die Installation von 50.000 SHS zu finanzieren. Dieses Ziel wurde bereits 2005 erreicht – knapp 3 Mio.€ wurden eingespart. Mit der Zusage zusätzlicher finanzieller Mittel durch die Weltbank, die KfW und die GTZ ist das Programmziel auf 200.000 SHS bis zum Jahr 2009 erweitert worden.³⁷ Bis November 2006 hat sich die Zahl der im Rahmen dieses Programms vertriebenen und installierten SHS um weitere 40.000 auf 90.000 erhöht. Daran hatte Grameen Shakti einen Anteil von 64% (57.000 SHS). Verkauft wurden Systeme zwischen 30 und 100 W_p. Mit knapp der Hälfte bildeten 50 W_p-Systeme dabei den Hauptanteil.

17.6 Ländliche Elektrifizierung

Da rund 80% der Bevölkerung Bangladeschs auf dem Land lebt, hängt die Entwicklung der nationalen Stromversorgung maßgeblich von der ländlichen Elektrifizierung ab. Obwohl die PBSs mit 85% aller Dörfer mittlerweile fast den gesamten ländlichen Raum abdecken, ist der Elektrifizierungsgrad bezogen auf die einzelnen Haushalte mit 19% eher gering³⁸. Knapp ein Viertel der ländlichen Haushalte ist an das nationale Stromnetz angeschlossen.

Ein wachsender, wenn auch noch geringer Anteil, deckt seine Stromversorgung mittlerweile auf erneuerbaren Energien- basierenden Insellösungen auf Dorf- und vor allem auf Haushaltsebene ab. Systeme auf Basis von erneuerbaren Energien ersetzen in vielen ländlichen Haushalten Bangladeschs vorhandene Energiewandler wie z.B. Kerosinlampen³⁹, die zwar Beleuchtungszwecke erfüllen, jedoch oftmals gesundheitsschädlichen Rauch produzieren, feuergefährlich sind und monatliche Grundkosten verursachen. Hinzu kommt, dass sich die Kosten für Kerosin in den letzten Jahren um rund 60% erhöht haben.

Das REB prognostiziert, bis 2020 84% der ländlichen Bevölkerung und 100% aller Dörfer zu erreichen.⁴⁰ Als erschwerende Einflüsse auf dieses Vorhaben gelten die entlegene und verstreute Lage vieler Haushalte, die finanzielle Realisierbarkeit und die sehr begrenzten finanzielle Ressourcen zur Errichtung einer zentralen Infrastruktur zur Stromversorgung. Die Anschlusskosten eines ländlichen Haushaltes an das nationale Netz werden auf rund 500 US\$ geschätzt.⁴¹

34 Es ist sowohl als "IDCOL's Solar Program" oder auch als "Rural Electrification and Renewable Energy Development Project" (REREDP) bekannt. Unter dem Titel REREDP ist das Programm bei der Weltbank bewilligt worden.

35 Dazu gehören u.a. Grameen Shakti, die BRAC Stiftung, Srizon Bangladesh, COAST Trust sowie das Zentrum für "Mass Education and Science".

36 Zu diesen gehört u.a. "Rahimafrooz Batteries Ltd". Das Unternehmen stellte neben wiederaufladbaren Akku-Batterien aus eigener Produktion auch einen Teil der SHS. Die durch Rahimafrooz eingesetzten Solarmodule leisten 40 bis 75 W_p und sind für bis zu 6 Lampen und eine 4-stündige Beleuchtung pro Tag konzipiert.

37 Die Weltbank finanziert weitere 60.000 Systeme. Die KfW hat durch einen Vertrag mit IDCOL Investitionen von 16,5 Mio.€ zur Installation von ca. 100.000 SHS Programmen zugesichert. Im Auftrag der niederländischen Regierung unterstützt die GTZ IDCOL ab 2007 bei der Installation von rund 40.000 SHS.

38 Gegenüber 3,7% im Jahr 1991.

39 Rund 10 Liter Kerosin pro Monat verbraucht ein ländlicher Haushalt im Schnitt.

40 Die Dörfer, die durch das REB noch nicht erreicht werden, liegen im Zuständigkeitsbereich der BPDB bzw. von DESA sowie im gesamten Bezirk Chittagong.

41 Bei einer durchschnittlichen Kundendichte von 20 pro 1,609 km (eine Meile). Die Kosten pro Meile Verteilungsleitung liegen in den ländlichen Regionen bei 10.000 US\$.

Bangladeschs ländliches Elektrifizierungsprogramm

Mit dem Ziel, die Elektrifizierung der ländlichen Regionen im Land entschieden voranzutreiben, führt das REB seit seiner Gründung 1977 das "Bangladesh Rural Electrification Program" durch. Kern des Programms ist der Aufbau der ländlichen Elektrizitätskooperativen (PBSs). Es wird dabei durch eine Vielzahl internationaler Geldgeber, wie z.B. die Asian Development Bank oder die Weltbank unterstützt. Nur ein gewisser Teil der Kooperativen trägt sich bislang selbst.⁴² Um die Tragfähigkeit der PBSs auf Dauer zu gewährleisten, vereinbart das REB jährliche Abkommen mit den PBSs, deren Einhaltung-, bzw. Nichteinhaltung mit finanziellen Vorteilen bzw. Nachteilen verbunden ist.⁴³ Um Versorgungslücken der existierenden PBSs zu schließen, richtet sich das Augenmerk des REB zusehends auf die Einbindung erneuerbarer Energiesysteme zur Schaffung dörflicher Inselösungen, statt auf die bisher im Vordergrund stehende Verteilung von Strom aus dem nationalen Netz an die Endkunden.

Ein Teil des "Bangladesh Rural Electrification Program" basiert auf einer Kooperation zwischen der US-amerikanischen "National Rural Electric Cooperative Association" (NRECA), dem bangladeschischen Rural Electrification Board (REB) und der "US Agency for International Development" (USAID). Zum Aufbau von PBSs liefert die NRECA seit 1977 technische und institutionelle Unterstützung. Ein Kennzeichen dieser Unterstützung ist u.a. die intensive Partizipation der Kunden. Diese werden z.B. in die Entwicklung der lokalen Masterpläne zur Elektrizitätsversorgung eingebunden – jeweils ein weiblicher und ein männlicher Kunde leiten den Beirat einer PBS.

Bisheriges Ergebnis dieses ländlichen Elektrifizierungsprogramms ist, dass es mittlerweile 70 PBSs gibt, die über 6,5 Mio. Kunden in 85 % aller bangladeschischen Dörfer erreichen. Hinzu kommt, dass die Netzverluste mit ca. 12 % unter dem landesweiten Durchschnitt liegen und die Stromrechnungen zu fast 100 % gezahlt werden. Insgesamt hat das Programm bereits mehr als 1,3 Mrd. US\$ von internationalen Geberorganisationen angezogen. Es wird als eines der erfolgreichsten ländlichen Elektrifizierungsprogramme in Südasien geschätzt und hat eine Wachstumsrate von 600.000 neuen Kunden und 12.000 km Stromverteilungsleitungen pro Jahr. Als Verbesserungsmaßnahme für die Zukunft ist u.a. eine merkliche Differenzierung der Endtarife geplant, indem sich die verschiedenen ausgeprägten Servicekosten der PBSs stärker in den Kunden-Endpreisen widerspiegeln.⁴⁴

Programm nachhaltiger Energieversorgung

Im Rahmen des internationalen "Sustainable Energy Management Programme" (SEMP) werden in Bangladesch Projekte unter dem Titel "Sustainable Rural Energy" (SRE) durchgeführt, maßgeblich durch das "Local Government Engineering Department" (LGED). Es soll Konzepte für den Einsatz von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung zeigen, die breite Anwendungs- und Einsatzmöglichkeiten auf kommunaler Ebene bieten. Ein laufendes Demonstrationsprojekte ist z.B. die Errichtung eines Inselnetzes für 50 Läden auf einem Marktplatz in Gangutia im Jhenidah Bezirk auf Basis einer 1,8 kW_p-PV-Anlage, das von einem Markttkomitee betrieben und gewartet wird. 19 SRE-Projekte wurden zwischen 1999 und 2002 installiert. Im Rahmen des Programms ist als weiterer Baustein ein Netzwerk für erneuerbare Energien in Bangladesch eingerichtet worden.⁴⁵

42 Um günstige Stromtarife auf Haushaltsebene zu gewährleisten, greifen die PBSs auf das Mittel der Quersubvention zurück, d.h., dass für gewerbliche und industrielle Kunden ein höherer Tarif zum Ausgleich günstiger Tarife auf Ebene der Privathaushalte gilt. Dieses Finanzierungskonzept geht oftmals nicht auf, u.a. deswegen, weil die Zahl der privaten Kunden meist überwiegt.

43 Zu den Prozentzahlen der sich selbst tragenden PBSs gibt es sehr schwankende Angaben. Für 2003 liegen sie zwischen 25 und 57%. Zentrale Parameter dieser Abkommen (Performance Target Agreement – PTA) sind z.B. Systemverluste, bezahlte Rechnungen oder das jährliche Wachstum an erreichten Haushalten. Insgesamt gibt es 22 zentrale Parameter.

44 Rein theoretisch wird der Endpreis der PBSs bereits heute von ihren jeweiligen Servicekosten bestimmt, in der Realität zeigen sich jedoch nur minimale Unterschiede der Endpreise.

45 Weitere Informationen unter www.lged-rein.org.

Mikrofinanzierung

Mikrofinanzierung hat sich im ländlichen Raum Bangladeschs als erfolgreiche Methode zur kommerziellen und nachhaltigen Verbreitung von erneuerbaren Energiesystemen und insbesondere von SHS durch Grameen Shakti etabliert. Die Mikrokredite werden vornehmlich zur Überwindung der Anschaffungskosten qualitativ hochwertiger erneuerbarer Energiesysteme eingesetzt. Da viele Kunden von Grameen Shakti durch den vorherigen Einsatz von Kerosinlampen etc. laufende Energiekosten bereits gewohnt waren, bieten ihnen Mikrokredite eine Möglichkeit, ihre laufenden Kosten – bspw. für Kerosin – in Investitionskosten für ein SHS umzuwandeln. Nach Ende der mit den Mikrokrediten verbundenen Ratenzahlung sind sie dann im Besitz eines erneuerbaren Energiesystems, durch das sie die laufenden Betriebskosten einsparen. Angepasst an die unterschiedlichen Möglichkeiten bietet Grameen Shakti bspw. verschiedene Finanzierungsmodelle beim Kauf eines SHS an, die nach Höhe und Länge der Ratenzahlung variieren. Eine Reihe von Institutionen im Bereich der ländlichen Elektrifizierung Bangladeschs setzen mittlerweile Mikrokredite zur Finanzierung von erneuerbaren Energiesystemen ein.

Wechselkurse (12.02.2007):

1 Bangladeschischer Taka (BDT) =

0.01116 Euro (EUR)

1 US Dollar (USD) = 1,2962 EUR

17.7 Literatur

- ADB – Asian Development Bank:
Promotion of Renewable Energy, Energy Efficiency and Greenhouse GAS Abatement (PREGA) – Bangladesh Country Report, 10/2003
- Alam, M., Rahman, A. & Eusuf, M.:
Diffusion Potential of Renewable Energy Technology for Sustainable Development – Bangladeshi Experience, Bangladesh Centre for Advanced Studies (BCAS) 6/2003, Dhaka
- Daily News – News from Bangladesh:
Power Tariff Goes up by 5.0 pc. 2/2007
(www.bangladesh-web.com)
- EIA – Energy Information Administration:
Country Analysis Briefs – Bangladesh,
Update 07/2006
- Hossain, M.A.:
What When How. Cover Report. Energy & Power
(www.ep-bd.com/cover_rep.html)
- IDCOL – Infrastructure Development
Company Limited:
Overview of IDCOL's Solar Programme, 11/2006
- Iqbal, H. & Mahmood, M.P.:
Providing the Infrastructure to Support Growth
and Development, Presentation of "State Minister
for Power – Government of Bangladesh.
Bangladesh Development Forum 2004, 10.5.2004
- Islam, S. & Islam, M.:
Status of Renewable Energy Technologies in
Bangladesh, in: Science and Technology Vision,
Vol. 1. 5/2005. 51-60
- Kebir, N. & Philipp, D.:
Aktivierung und Stärkung vorhandener Kräfte, in:
Solidarität, die ankommt. Ziel-effiziente Mittelver-
wendung in der Entwicklungszusammenarbeit, hrsg.
Global Marshall Initiative, 175-202, 2006, Hamburg

- Kumar, S., Shresta, R. Sharma, S. & Todoc, J.:
Institution Reforms and Electricity Access – Lessons Learned from Bangladesh and Thailand, in: Energy for Sustainable Development, Vol. VIII No.4, 12/2004
- MPEMR – Ministry of Power, Energy & Mineral Resources:
Renewable Energy Policy of Bangladesh, Draft Policy, 10/2002, Dhaka
- MPEMR – Ministry of Power, Energy & Mineral Resources:
National Energy Policy, 5/2004
- MPEMR – Ministry of Power, Energy & Mineral Resources:
Power System Master Plan Update, 06/2006
- REB – Rural Electrification Board:
Renewable Energy in Rural Electrification Program, 4/2006
- REIN – Renewable Energy Information Network:
Renewable Energy Programs in Bangladesh
- Taufiq, D.A.:
Biogas Plant – A Prospective Source of Renewables Energy in Bangladesh, in: Bangladesh Renewable Energy Newsletter, Vol. 4, 2003, Vol. 5 2004, UNDP
- Uddin, S. & Taplin, R.:
A Sustainable Energy Future in Bangladesh: Current Situation and Need for Effective Strategies, The second Joint International conference on Sustainable Energy and Environment (SEE), 21-23, 11/2006, Bangkok
- Waddle, D.:
RE Program Reviews – Chile PER and Bangladesh REB Programs, National Rural Electric Cooperative Association (NRECA), Presentation 20.9.2006

17.8 Kontakte

Ministry of Power,
Energy and Mineral Resources (MPEMR)
Power Division
Bangladesh Secretariat
Dhaka
E-Mail: info@powerdivision.gov.bd
www.powerdivision.gov.bd

MPEMR – Power Cell
10 th Floor, Biduyt Bhaban
1, Abdul Gani Road
Dhaka-1000
Tel. +88 (02) 95 51 261
Fax +88 (02) 95 72 097
E-Mail: info@powercell.gov.bd
www.powercell.gov.bd

Bangladesh Power Development Board (BPDB)
Wapda Building
Motijheel Commercial Area
Dhaka - 1000
Tel. +88 (02) 95 62 154
Fax +88 (02) 95 64 765
E-Mail: chbpdb@bol-online.com
www.bpdb.gov.bd

Rural Electrification Board (REB)
House no.-3, Road No.-12
Nikunja-2, Khilkhet
Dhaka-1229
Tel. +88 (02) 89 24 035
Fax +88 (02) 89 16 400
E-Mail: seict@reb.gov.bd, cmptcell@sdnbd.org
www.reb.gov.bd

Local Government Engineering Department (LGED)
LGED HQ, Level 5
Sher-E-Bangla Nagar, Agargaon
Dhaka - 1207
Tel. +88 (02) 81 14 808
Fax +88 (02) 81 16 390
E-Mail: ce-lged@bangla.net
www.lged.gov.bd

Renewable Energy Information Network (REIN)
LGED HQ, Level-4
Sher-E-Bangla Nagar
Agargaon, Dhaka-1207
Tel. +88 (02) 81 19 138
Fax +88 (02) 81 16 390
E-Mail: zmsajjad@yahoo.com, zmsajjad@gmail.com
www.lged-rein.org

Sustainable Rural Energy (SRE)
LGED HQ, GIS Unit
Level-4, Agargaon
Dhaka-1207
Tel. +88 (02) 81 19 138
Fax +88 (02) 81 13 144
E-Mail pm-sre@lged.org, sre@lged.org
www.lged.org/sre

Grameen Shakti
Grameen Bank Bhaban
Mirpur-2, Dhaka-1216
Tel. +88 (02) 90 04 081
Fax +88 (02) 80 13 559
E-Mail: g_shakti@grameen.net
www.grameen-info.org

Infrastructure Development Company
Limited (IDCOL)
UTC Building, 16th Floor,
8 Panthapath, Kawran Bazar
Dhaka-1215
Tel. +88 (02) 91 14 385
Fax +88 (02) 81 16 663
E-Mail:contact@idcol.org
www.idcol.org

Botschaft der Bundesrepublik Deutschland
in Bangladesch
178, Gulshan Avenue
Dhaka - 1212
Tel. +88 (02) 88 53 521
Fax +88 (02) 88 53 528
E-Mail: aadhaka@citech-bd.com
www.deutschebotschaft-dhaka.org

Botschaft von Bangladesch in Deutschland
Dovestraße 1, 10587 Berlin
Tel. +49 (30) 39 89 750
Fax +49 (30) 39 89 75 10
E-Mail: bdootbn@aol.com
www.bangladeshembassy.de

Deutsche Gesellschaft für Technische
Zusammenarbeit GmbH (GTZ)
GTZ Office Dhaka
Road 90, House 10/C
Gulshan 2, Dhaka
Ansprechpartner: Frau Sabitri Debnath
Tel. +88 (02) 88 23 070
Fax +88 (02) 88 23 099
E-Mail: sabitri.debnath@gtz.de
www.gtz.de/de/weltweit/asien-pazifik/604.htm

Asian Development Bank (ADB)
Bangladesh Resident Mission
Plot No. E-31, Sher-e-Banglanagar
Dhaka 1207
GPO Box 2100
Tel. +88 (02) 81 56 000
Fax +88 (02) 81 56 018
www.adb.org/BRM

18 China

18.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Die installierte Stromerzeugungskapazität der VR China wurde im Laufe des Jahres 2006 um etwa 112 GW erhöht und betrug Ende 2006 annähernd 622 GW. Sie entspricht damit ungefähr dem Fünffachen der in Deutschland installierten Kapazität. Die Kapazitäten werden nach wie vor mit Hochdruck ausgebaut. Bis zum Jahr 2010 ist nach dem 11. Fünfjahresplan ein Gesamtzubauvolumen von weiteren 200 GW vorgesehen. Die Ausbaugeschwindigkeit nährt Befürchtungen, dass aber weit mehr als dieses Zubauvolumen realisiert wird. Regierungsvertreter bemühen sich jedoch durch wachsende Kontrollen im Rahmen der Genehmigungsverfahren neuer Projekte dies zu verhindern.

Zahlreiche bestehende Kleinkraftwerke bis 300 MW werden zugunsten der Errichtung neuer Kraftwerke mittlerer Größe von 300 bis 600 MW und Großkraftwerke ab 1000 MW stillgelegt oder modernisiert.

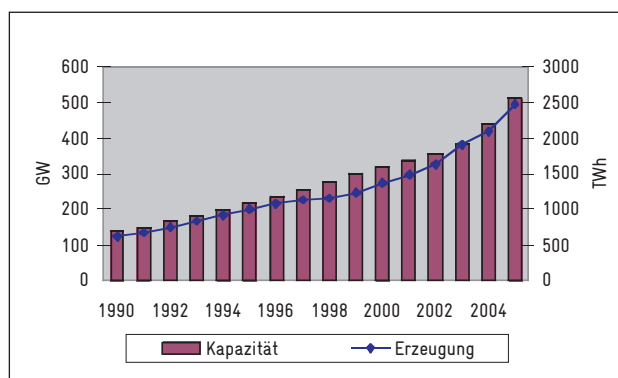


Abb. 1: Stromerzeugung und Kapazität; China; 1990–2005; GW, TWh¹

Stromerzeugung

Die Bruttostromerzeugung hat sich seit 1990 mehr als vervierfacht und lag im Jahr 2006 bei 2.834 TWh. Damit ist China weltweit der zweitgrößte Stromerzeuger nach den USA.

Die Stromerzeugung erfolgt zu 80 bis 83 % in Wärmekraftwerken, überwiegend auf Steinkohlebasis², zunehmend auf Erdgasbasis und ergänzt durch Ölfeuerungen. Wasserkraft trägt je nach hydraulischer Verfügbarkeit 15 bis 18 % bei. Kernenergie nimmt einen Anteil von etwa einem Prozent ein, Windenergie noch deutlich unter 1 %. Ohne die großen Wasserkraftwerke liegt der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamt-Energiemix Chinas deutlich unter 2 %.

Auch wenn der durchschnittliche Netto-Wirkungsgrad der kohlegefeuerten öffentlichen Kraftwerke in den letzten Jahren auf etwa 34–35 % verbessert wurde, sind die Umweltbelastungen durch SO₂³, NO_x und Partikel aufgrund der nur partiellen Ausstattung mit Luftreinhalteanlagen weiterhin erheblich. Seit 2004 gelten allerdings verschärfte Grenzwerte, die für Neuanlagen Entschwefelung erforderlich machen. In stadtnahen Gebieten wurden die Grenzwerte für Altanlagen verringert, sodass auch hier Nachrüstungen für Abgasreinigungen erforderlich sind.

Die gesamten CO₂-Emissionen Chinas lagen 2005 bei etwa 5,05 Mrd. Tonnen. Es wird davon ausgegangen, dass China bereits im Jahr 2008 die USA als weltweit größten CO₂-Emittenten mit dann mehr als 6 Mrd. Tonnen ablösen wird. Der Kohleeinsatz insgesamt hat einen Anteil von etwa 77 % an diesen Emissionen.

Bis 2010 sollen Erdgas, Wasser und Wind sowie Kernenergie einen Anteil von 38 % an der gesamten Stromerzeugung erreichen. Als Basis der Stromerzeugung hält die chinesische Regierung jedoch an Kohle fest – bestärkt durch die riesigen Reserven im Land sowie deren vergleichsweise günstige Förderung. Allerdings wird die thermische Stromerzeugung vorrangig in die Bergbauregionen verlagert, um die Emissionen in Ballungsgebieten zu reduzieren und Kohle- durch Stromtransporte zu ersetzen („Coal by Wire“-Programm).

¹ Quelle: China Electrical Council, 2006.

² China liegt sowohl hinsichtlich der Gewinnung als auch des Verbrauchs von Kohle im weltweiten Vergleich an der Spitze.

³ China ist im weltweiten Vergleich SO₂ Emittent Nr. 1.

Angestrebt wird im Zuge einer neu errichteten Erdgasleitung auch ein wachsender Anteil von Gas zur Stromerzeugung in den Ballungsgebieten. Mittlerweile gibt es eine größere Anzahl von neu gebauten bzw. im Bau befindlichen Gaspipelines. Mit dem Bau von rund acht neuen Atommeilern im Jahr 2006 schreitet China voran, den Anteil der Kernenergie bis 2020 auf 2,5-4,5 % (von 6.948 MW 2006 auf ca. 40 GW in 2020) zu erhöhen. Den Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Energieversorgung – inklusive großer Wasserkraft – will die chinesische Regierung von 7,5 % im Jahr 2005 auf 16 % im Jahr 2020 erhöhen und dafür Investitionen von insgesamt 187 Mrd. US Dollar bereitstellen.⁴

Stromübertragung und -verteilung

Die bestehenden Inselnetze sind in den letzten Jahren zunehmend in die 12 regionalen Verbundnetze integriert worden. Diese sollen zunächst zu drei und bis 2020 zu einem einzigen nationalen Verbundnetz zusammengefügt werden. In den kommenden Jahren plant die Regierung verstärkte Effizienzverbesserungen bei den Übertragungs- und Verteilungsnetzen. Eigenverbrauch der Produktionsanlagen und Netzverluste summieren sich derzeit auf 15 % der Brutto-Stromerzeugung.

Stromverbrauch

Der Nettostromverbrauch erreichte 2006 etwas über 2.800 TWh. Dies entspricht einem jährlichen Pro-Kopf-Verbrauch von rund 1.450 kWh⁵. Die Zuwachsraten im Verbrauch lagen 2003 und 2004 bei über 15 % pro Jahr, in den Industriegebieten des Jangtse-Deltas sogar bei 25 %. Mit einer Rate von 13,5 % hat sich das Nachfragewachstum in 2005 etwas abgeschwächt. Langfristig werden jährliche Wachstumsraten von durchschnittlich 5 % erwartet. Die internationale Energieagentur prognostiziert einen Anstieg des Strombedarfs zwischen 2000 und 2030 von rund 260 %.

Die mit Abstand wichtigste Verbrauchergruppe ist die Industrie mit einem Anteil von 66 % am Stromverbrauch. Der Verbrauch in Haushalten liegt bei 15 % des Gesamtverbrauchs, auf den Dienstleistungssektor (einschließlich Verkehr) entfallen 13 % und auf den primären Sektor (Land- und Forstwirtschaft, Bergbau) 6 %. Das anhaltend hohe Wirtschaftswachstum von jährlich ca. 9 % ruft nicht nur eine steigende Stromnachfrage für die Produktion, sondern einkommensbedingt auch von privaten Haushalten hervor. Erwartet wird eine wachsende Bedeutung der Haushalte und des Dienstleistungssektors.

Das ganze Land war lange von Stromengpässen bzw. -ausfällen betroffen. Insbesondere in Spitzenlastzeiten kann die Stromnachfrage derzeit immer noch nicht gedeckt werden. In der südchinesischen Provinz Guangdong – Hauptstandort der Leicht- und Elektronikindustrie – haben sich mittlerweile die meisten Unternehmen Dieselgeneratoren angeschafft.

Das Bestreben einer Vervierfachung des BIP bis 2020 hat die Regierung Chinas mit dem Ziel verknüpft, den gesamten Energieverbrauch maximal zu verdoppeln. Im 11. Fünfjahresplan 2006-2010 wird in diesem Zuge eine 20%ige Reduktion der Energieintensität verfolgt.

Strompreise

Der landesweite Durchschnittspreis für Strom über alle Verbrauchsgruppen lag im Jahre 2005 bei umgerechnet 5 €-ct/kWh. Die Abnahmepreise variieren dabei zwischen den Provinzen erheblich: In Shanghai als Lastzentrum betrug der Durchschnittspreis 5,7 €-ct/kWh, in den dünnbesiedelten Westprovinzen 2,5 €-ct/kWh. Differenziert nach Abnehmergruppen bezahlen Gewerbekunden mit ca. 7,7 €-ct/kWh die höchsten Preise, die Preise für unterbrechbare Lieferungen an Landwirtschaftskunden oder für Kunden in Armutsgebieten sind mit bis zu 1,8 €-ct/kWh die niedrigsten. Die Haushaltsstrompreise liegen im Mittel, ebenso wie die der Großindustrie. Da die Versorgungskosten für diese Gruppen sehr unterschiedlich sind, ist die Preisgestaltung offensichtlich nicht kostenorientiert.

⁴ Diese Zahlen nannte der Vizegeneraldirektor des Energiebüros des NDRC, Wu Guihui Ende Oktober 2006 auf dem "Great Renewable Energy Forum" in Beijing.

⁵ Zum Vergleich: der Pro-Kopf-Stromverbrauch in Deutschland liegt bei rund 6.400 kWh pro Jahr.

Haushalte werden von der Preispolitik begünstigt. Zunehmend wird zum Zweck des Lastmanagements eine Tag-Nacht-Differenzierung auch für Haushalte eingeführt.

Die weiter steigenden Kohlepreise haben die Preisbehörden veranlasst, die Strompreise anzupassen, so dass die mittleren Verbraucherpreise 2004 bereits bei 2,9 €-ct/kWh lagen. Den Erzeugern wurden automatische Anpassungen zugesichert. In einem Pilotgebiet ist ein neues, transparentes Preissystem in Erprobung, das für Erzeugung, Übertragung und Verteilung einen jeweils separaten, kostenbasierten Tarif vorsieht.⁶

Wenn dieses System, das Voraussetzung für eine weitere vertikale Desintegration der Versorgungsunternehmen ist, umgesetzt wird, werden auch die Kosten der Stromerzeugung klarer erkennbar. Derzeit werden Gestehungskosten für Kohlestrom von 3,5 €-ct/kWh genannt, was eine schmale Marge für Transport und Verteilung impliziert. Zu beachten ist, dass bisher der weitaus größte Teil der Stromabgabe an Großabnehmer geht.

18.2 Marktakteure

Vor der Stromsektorreform des Jahres 2003 war die 1997 geschaffene staatliche State Power Corporation of China (SPC) das dominierende Unternehmen mit etwa der Hälfte der Erzeugungskapazitäten, 90 % der Übertragungsleitungen über 220 kV und einem Großteil der Verteilungsnetze. Die Aufspaltung der SPC führte zur Entstehung von elf Unternehmen im Staatseigentum, darunter fünf Erzeugungsgesellschaften, zwei Netzbetreiber (Verbundnetzbetreiber und Holding von Verteilern) und vier weitere Gesellschaften mit unterstützenden Dienstleistungen (z.B. Engineering).

Erzeugungsgesellschaften

Die fünf aus der SPC hervorgegangenen Stromerzeuger erhielten je 30.000-37.000 MW an Kapazität und damit 45 % der Gesamtkapazität in 2003. Einem dieser fünf Unternehmen, der Guodian Group, wurde ein Großteil der Windkraftkapazitäten zugeschrieben, die diese ihrerseits in der Tochtergesellschaft Long Yuan konzentriert hat.

Die restlichen 55 % verteilen sich auf etwa 40 weitere Stromerzeuger, unter denen ein Konzentrationsprozess stattfindet. Industrielle Eigenerzeuger besitzen Kraftwerksleistungen von insgesamt etwa 30 GW. Die Erzeuger sollen zunehmend miteinander in Wettbewerb treten. Die Regulierung sieht vor, dass keine Erzeugungsgesellschaft in einem Gebiet (Bilanzkreis) mehr als 20 % der Erzeugungskapazität halten darf.

6 Siehe dazu auch die Ausführungen im Abschnitt "Gesetzliche Rahmenbedingungen".

Netzgesellschaften

Die zwei neu geschaffenen Netzgesellschaften agieren zurzeit noch als single buyer. Sie kaufen den Strom von den Erzeugern, bewerkstelligen Übertragung und Verteilung und versorgen die Endkunden.

Die South China Grid Corporation (SCGC) ist in fünf südlichen Provinzen tätig, mit dem Zentrum Guangzhou. In den restlichen 20 Provinzen ist die State Grid Corporation (SGC) mit ihren Teilgesellschaften zuständig. Die Übertragungsnetze werden integriert zu fünf regionalen Netzen. Auch die Verwaltung des Lhasa Power Grid in Tibet hat die SGC inne.

Weitere Akteure

Energiepolitische Institutionen

Im Jahr 2003 wurden die staatlichen Zuständigkeiten neu geordnet. Die State Asset Supervision Administration Commission (SASAC) wurde durch Beschluss des Volkskongresses neu gegründet. Sie ist für die Aufsicht der Vermögenswerte, Performance, Finanzen und des leitenden Personals der staatseigenen Unternehmen und damit für die wichtigsten Unternehmen des Stromsektors verantwortlich. Aus der Fusion von drei Ministerien entstanden das Ministry of Commerce (MOFCOM) und die National Development and Reform Commission (NDRC). Das neue MOFCOM ist für den Binnen- und Außenhandel zuständig, unter anderem auch für die Gleichbehandlung von ausländischen und chinesischen Unternehmen. NDRC ist das mächtigste Entscheidungsorgan wirtschaftlicher Belange innerhalb des chinesischen Regierungsapparates und kümmert sich unter anderem um Preisaufsicht und Investitionsgenehmigung. Innerhalb der NDRC erfüllt das eigens dafür eingerichtete Energy Bureau (EB), die politische Zuständigkeit für den Energiesektor – unter anderem den Bereich der Energieversorgungssicherheit. Ziele, Strategien, politische Regularien etc., die speziell die Entwicklung der Erneuerbaren-Energien-Branche in China betreffen, deckt eine eigene Unterabteilung im EB ab. Die Zuständigkeit für Energieeffizienz wurde an die Umweltabteilung im NDRC delegiert.

Umwelt- und Ressourcenschutz

Für die Definition und Überwachung der Umweltschriften ist die State Environmental Protection Administration (SEPA) zuständig. Diese Umweltverwaltung ist auf allen Ebenen (national bis lokal) vertreten. Daneben sind für Ressourcenfragen das Ministerium für Landressourcen, das Ministerium für Wasserressourcen und die Forstverwaltung (State Forestry Administration – SFA) zuständig. Für ländliche Energieversorgung und Bioenergien ist auch das Ministerium für Landwirtschaft Ansprechpartner. Es betreibt Büros bis auf Kreisebene.

Neben der Exekutive befasst sich auch der Umweltausschuss des Nationalen Volkskongresses, d.h. die Legislative, zunehmend und aus eigenem Antrieb mit Energie- und Umweltfragen.

Neue Regulierungsbehörde für Elektrizität

Für die Stromsektorregulierung wurde mit der China State Electric Power Regulatory Commission (SERC) eine eigene Regulierungsbehörde geschaffen. Die wesentliche Aufgabe der SERC ist die Überwachung des Reformprozesses und die einheitliche Regulierung der Unternehmen im Stromsektor. In ihren Funktionen gibt es noch einige Überschneidungen mit den Preisbehörden in der NDRC.

Energieforschung

Das Ministerium für Wissenschaft und Technologie (MOST) nimmt aktiv an der Formulierung und Umsetzung der Energiepolitik mit Forschungs- und Demonstrationsvorhaben teil. Zugeordnet ist ihm unter anderem die Tsinghua-Universität mit mehreren Energieinstituten. Die Akademien für Wissenschaft, Ingenieurwesen und Sozialwesen verfügen ebenfalls über eine Reihe von Forschungsinstituten zu Energiefragen. Eine strategische Bedeutung hat auch das Development Research Centre (DRC), das dem Staatsrat zugeordnet ist. Formal an die NDRC angedockt ist das Energy Research Institute (ERI). ERI ist ein energiewirtschaftliches Institut mit erheblicher Bedeutung in der energiepolitischen Diskussion und deren Umsetzung.

18.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

In den letzten beiden Jahrzehnten hat der Elektrizitätssektor Chinas erhebliche Veränderungen erfahren.

Reformen des Stromsektors

Nachdem bereits 1998 die Trennung der politischen von der operativen Verantwortlichkeit erfolgte, entstand durch die Reformen von 2003 wiederum eine vollkommen neue Institutionenlandschaft. Die Reformen sind in dem vom Staatsrat im April 2002 verabschiedeten "Dokument Nr. 5" festgeschrieben und befinden sich seitdem in Umsetzung (z.B. die Entbündelung von Erzeugungs- und Netzfunktionen). Ein weiterer großer Reformschritt, die Entbündelung von Transport und Verteilung sowie weiterer Funktionen wird in wenigen Jahren erwartet.

Rasch umgesetzt wurden die Vorgaben zur Errichtung einer nationalen Regulierungsbehörde für den Stromsektor (China Electric Power Regulatory Commission).⁷

In den Jahren 2004 und 2005 wurden die geplanten Maßnahmen zur Verbesserung der politischen Rahmenbedingungen, insbesondere für den Umweltschutz und zur Förderung erneuerbarer Energien umgesetzt. Die Genehmigungsverfahren wurden beschleunigt. Mit einer gewissen Verzögerung wurden jetzt auch die bereits erwähnten Preisreformen begonnen. Im April 2005 hat NDRC dazu vorläufige Regelungen herausgegeben. Als weiterer Reformschritt wurde 2005 bekannt gegeben, dass einzelne Regionalmärkte im organisierten Wettbewerb operieren können und Großabnehmer direkt von Erzeugern beziehen können. Die Bedingungen für Eigenerzeugung sollen langfristig verbessert werden. Die einzelnen Reformschritte sollen letztlich in einer umfassenden Novellierung des "Electric Power Law" münden, die derzeit in Planung ist.

Ausländisches Engagement im Energiesektor

Um die Investitionen ausländischen Kapitals in den Energiesektor Chinas zu forcieren, wurde in der Vergangenheit eine Reihe von Maßnahmen ergriffen. Seit Mitte der neunziger Jahre erlaubt die chinesische Regierung bei der Stromerzeugung eine direkte Investition ausländischen Kapitals. 2004 erfolgte eine weitere Öffnung für in- und ausländisches Privatkapital für Infrastrukturinvestitionen und -betrieb (mit Ausnahme des Stromleitungsbereichs).

Die Lieferung von Anlagen aus dem Ausland in den chinesischen Markt hat nicht nur die Vorschriften des Außenhandels zu beachten, die im Zuge des WTO-Beitritts zunehmend klarer definiert wurden, sondern auch spezielle Zugangsbeschränkungen. So ist zu beobachten, dass China bei allen Technologien, die eine gewisse Signifikanz im chinesischen Markt erreichen, eine Politik der Lokalisierung der Herstellung verfolgt: Das gilt in der Regel für hocheffiziente Kohlekraftwerke, Gasturbinen, Entschwefelungsanlagen, Windgeneratoren ebenso wie für photovoltaische Anlagen. Die Steuerungsinstrumente der Regierung, um die Lokalisierung zu erreichen, variieren. Das Ziel der "local content"-Forderung ist, die Fähigkeit zur Herstellung und Weiterentwicklung im Lande zu verankern. Oft wird das dadurch erreicht, dass in der Herstellung eine Partnerschaft (Jointventure) mit einem chinesischen Unternehmen verlangt wird. Auch ist der Kauf von Lizenzen von ausländischen Herstellern recht häufig. Der Kauf ganzer Anlagen erfolgt mit dem Ziel der Erprobung.

Der Marktzugang für Dienstleister ist im Allgemeinen verbessert. Er gilt aber generell noch als schwierig, abgesehen davon, dass es in China kaum üblich ist, unabhängige Consultingleistungen (mit Ausnahme von den immer erforderlichen Machbarkeitsstudien) zu bezahlen. Das institutionelle Umfeld für ausländische Entwickler ist nach wie vor mit großen Risiken behaftet.

⁷ Siehe dazu auch den Abschnitt "Energiepolitische Institutionen" unter "Weitere Akteure".

18.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Die zentrale Nutzung von erneuerbaren Energien zur Stromversorgung in China ist ohne staatliche Intervention noch nicht konkurrenzfähig. Etwas anders stellt sich die Situation bei der dezentralen Stromerzeugung aus Kleinwasserkraft, Wind- oder Photovoltaikanlagen in abgelegenen Gebieten sowie bei der Nutzung von agroindustriellen Abfällen in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen dar. Mit der auf der Erneuerbare-Energien-Konferenz in Beijing im November 2005 formulierten "Beijing Declaration on Renewable Energy for Sustainable Development"⁸ bekam die Förderpolitik für regenerative Energien neuen Aufwind. Für sämtliche Energieunternehmen – Betreiber von Großwasserkraftwerken ausgenommen – mit einer installierten Leistung von mehr als 5 GW gibt es beispielsweise die Auflage, dass bis 2010 5 % ihrer Stromerzeugung auf regenerativen Energien basieren müssen.

Bisherige Förderung für Strom aus Windenergie

Seit Mitte der neunziger Jahre hat es eine Reihe von Maßnahmen und Vorschriften zur Förderung von netzgekoppelter Windenergie gegeben. Um die Finanzierung von Windkraftprojekten zu unterstützen, vergibt die Regierung beispielsweise zinsgünstige Kredite, sofern Anlagen aus einheimischer Produktion zum Zuge kommen. Ferner wurde im Jahr 2002 für die Stromerzeugung aus Windkraft die Mehrwertsteuer halbiert, d.h. von 17 % auf 8,5 % herabgesetzt. Der Import von Windturbinen ist zurzeit von Zöllen befreit. Die meisten der bestehenden Anlagen haben im Einzelfall jedoch sehr unterschiedliche individuelle Preis- und Einspeisungsregelungen, wodurch unterschiedlichen Kosten und Bedingungen Rechnung getragen werden soll. Mit dem seit Mai 2005 existierenden nationalen Entwicklungsplan für Windenergie bis 2020, bekommen die staatlichen Förderungsbestrebungen für Strom aus Windenergie zusätzliches Gewicht.

Großprojekte zur Nutzung von Windenergie von mehr als 50 MW liegen im zentralstaatlichen Verantwortungsbereich der NDRC. Die Zuständigkeit, um beispielsweise Genehmigungen zu erlassen, ist für kleinere Projekte mit einer Leistung unter 50 MW auf Provinzebene angesiedelt. Vor allem hier finden sich als Investoren neben den staatlichen Energieversorgern auch private Unternehmen.

Ausschreibung von Großprojekten

Eine wichtige Maßnahme zur Förderung der Windenergienutzung bildet seit einigen Jahren die staatliche Ausschreibung von Großprojekten ab 100 MW auf Konzessionsbasis. Mit einer Mindestlaufzeit der Konzessionen von 25 Jahren sollen den Investoren einerseits langfristige Einspeisetarife garantiert, andererseits die Stromerzeugungskosten niedrig gehalten werden. Der jeweilige Einspeisetarif für einen Windpark wird in zwei Phasen aufgeteilt: Für die ersten 30.000 Volllaststunden gilt der während der Ausschreibung ermittelte Bestpreis. Anschließend richtet sich die Vergütung nach dem Marktpreis für Strom. In Form von Steuererleichterungen und günstigen Kreditkonditionen hat die Regierung den Investoren der Großprojekte finanzielle Unterstützung zugesagt – ebenso für den Netzausbau. Darüber hinaus sind die lokalen Netzbetreiber verpflichtet, die in den Windparks erzeugte Energie abzunehmen, während die Lokalregierungen die Zugangsstraßen zu den Windfarmen bereitstellen. Für die Konzessionäre selbst ist die Vergabe der Konzessionen mit verschiedenen Auflagen verbunden, wie z.B. der Verpflichtung, Turbinengrößen von mindestens 600 kW zu verwenden und ihre Windparks innerhalb von 3 Jahren in Betrieb zu nehmen.

Obwohl die Ausschreibungen öffentlich und international ausgerichtet sind, finden sich unter den Investoren bislang ausschließlich nationale und vornehmlich staatliche bzw. halbstaatliche Unternehmen.⁹ Die erste Ausschreibungsrunde erfolgte 2003.

8 Sie enthält die Forderung an die internationalen Finanzinstitutionen und Regierungen, die erneuerbaren Energien als Schlüssel zu wirtschaftlicher Entwicklung stärker zu fördern.

9 Eine Konzession wurde an ein privatwirtschaftliches Unternehmen vergeben.

Ausschreibungsrunde	Projektname	Region	Kapazität	Angebotspreis	
				MW	Yuan/kWh
1. (2003)	Huilai	Guangdong	100	0,501	4,8
	Rudong I	Jiangsu	100	0,436	4,2
2. (2004)	Huitengxile	Inner-Mongolia	100	0,426	4,1
	Rudong II	Jiangsu	150	0,519	5,0
	Tongyu A+B	Jilin	400	0,509	4,9
3. (2005)	Dongtai	Jiangsu	200	0,487	4,7
	Anxi	Gansu	100	0,462	4,5
	Jimo ¹⁰	Shandong	150	0,726	7,0
	Dafeng	Jiangsu	200	0,462	4,5

Tab. 1: Ergebnisse der Ausschreibungen für die Windfarm-Konzessionen in China; 2003–2005¹¹

Bislang gehen die staatlichen Energieversorger mit Angebotspreisen in die Ausschreibungsrunden, die unter den durchschnittlichen Vergütungspreisen liegen. Teilweise sind sie sogar unter den Gestehungskosten angesetzt und werden durch Quersubvention ausgeglichen.

Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien

Am 28. Februar 2005 wurde vom Nationalen Volkskongress das Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien verabschiedet. Am 1. Januar 2006 ist es in Kraft getreten. Damit gibt es eine neue Grundlage für die Förderung erneuerbarer Energien. Die wesentlichen Regelungen des Gesetzes umfassen:

- Definition regenerativer Energien als nicht-fossile Energien: wie Wind, Solar, Wasserkraft, Biomasse, Geothermie, ozeanische Energie etc.
- Anwendungsbereich: Neben der Stromversorgung werden auch andere Energieformen, wie Warmwassergewinnung oder Kraftstoffe, dazugezählt.
- Festlegung der Verantwortlichkeiten für die Umsetzung des Gesetzes:
 - Für die Energiebehörden der einzelnen Provinzen, z.B. Ziele für die erneuerbaren Energien festzulegen;

- Vorbereitung von Entwicklungs- und Versorgungsplänen obliegt sämtlichen Regierungsebenen (Staat, Provinz, Kommunen). Hauptverantwortungsbereiche, wie z.B. die Bewilligungen solcher Pläne, liegen auf zentraler, staatlicher Ebene;
- Einspeisepreise über NDRC-Preisbehörden der einzelnen Länder.
- Grundsätzliche Regelungen, wie z.B.
 - das Erfordernis einer Genehmigung für die Errichtung einer Stromerzeugungsanlage auf Basis erneuerbarer Energien;
 - die Notwendigkeit, bei mehr als einem Bewerber für eine Projektlizenz eine Ausschreibung durchzuführen;
 - die Erlaubnis für Netzbetreiber, Mehrkosten, die ihm durch die Abnahmepflicht – z.B. durch Netzanschlusskosten entstehen –, über angemessene Netznutzungsentgelte auf den Kunden abzuwälzen;
 - die Vorgabe, dass finanzielle und steuerliche Maßnahmen, wie z.B. zinsgünstige Darlehen, Steuererleichterungen oder ein Entwicklungsfonds für erneuerbare Energien verfügbar gemacht werden, um z.B. Projekte zur Energieversorgung abgelegener ländlicher Regionen zu unterstützen.
- Die Verpflichtung der Netzbetreiber,
 - Netzanschlussdienst zu bieten;
 - den Strom aus genehmigten Projekten in ihrem Netzgebiet zu dem gesetzlich festgelegten Einspeisetarif bzw. dem jeweilig akzeptierten Angebotspreis zu kaufen;
 - einen Einspeisevertrag zu unterzeichnen und im Falle, dass sie ihrer Abnahmepflicht nicht nachkommen können, Entschädigungen zu zahlen.

¹⁰ Diese Ausschreibung wurde aufgrund zu hoher Angebotspreise abgebrochen.

¹¹ Quelle: Loy 2006.

Das chinesische Gesetz für erneuerbare Energien ist ein Rahmen-Gesetz und kodifiziert ausschließlich grundlegende Bestimmungen. Die notwendigen, entscheidenden Details sollen in insgesamt zwölf Durchführungsverordnungen spezifiziert werden, ohne die das Gesetz seine beabsichtigten Wirkungen nicht entfalten kann. Einige hat die NDRC bereits eingeführt, wie beispielsweise Bestimmungen zu den Einspeisetarifen inklusive der Kostenverteilung netzgebundener Projekte.¹² Während allerdings die Zuschüsse¹³ für bestimmte Biomasse-Projekte mit 2,4€-ct/kWh für 15 Jahre ab Anlagenbetrieb schon feststehen, sind ähnliche Einspeisetarife für Solar- und Ozeanenergie sowie Geothermie vorerst nicht abzusehen.¹⁴ Die Ausführungsbestimmungen für Windenergie schreiben, statt festen Vergütungen, Ausschreibungen zur Preisbildung vor. Die Gewinner solcher Ausschreibungen erhalten Langzeitverträge zur Stromabnahme.

Bestimmungen zur Entwicklung eines Regenerativenergie-Fonds, zu technischen Standards sowie zu einem nationalen Ausgleichsmechanismus zwischen den Netzbetreibern stehen noch aus. Sicher ist bereits, dass der nationale Ausgleichsmechanismus darauf ausgelegt sein wird, sowohl die Verschiedenheit an Einkommenshöhen als auch im Energieverbrauch zu berücksichtigen. Außerdem werden die durch das chinesische EEG entstehenden Mehrkosten über einen Aufpreis für alle Stromkunden – Kunden aus den Landkreisen und unteren Verwaltungsbezirken sowie in der Landwirtschaft tätige ausgenommen – getragen.

Clean Development Mechanism

China hat das Kyoto-Protokoll 2002 als Nicht-Annex I-Land¹⁵ ratifiziert. Damit kann es direkte Emissionsminderungen sowie vermiedene Emissionen durch den "Clean Development Mechanism" (CDM) in finanzielle Gewinne übertragen. CDM-Erlöse sind mittlerweile eine wichtige – unter den verschiedenen Erneuerbare-Energien-Technologien allerdings variierende – Größe bei der Finanzierung von Projekten. Während der Verkauf von "Certified Emission Reductions" (CERs)¹⁶ für solche zum Nutzen von Wind- und Wasserkraft rund 10% der Projektkosten zu decken vermag, kann ihr Verkauf die Finanzierung von Projekten zur Nutzung von Deponiegas beispielsweise vollständig decken. Sämtliche gegenwärtig initiierten Windprojekte nutzen CDM-Erlöse bereits als zentralen Bestandteil der Finanzierungsplanung. Die Finanzierung zur aktuellen Erweiterung der drittgrößten Windfarm Chinas Huitengxile in der Inneren Mongolei deckt ihre Betreiberfirma beispielsweise zu 8% über einen Emissionsfonds. Die Entwicklung der meisten Projekte erfolgt in China im Auftrag einzelner Käufer durch Consultants und/oder in Zusammenarbeit zwischen Käufern und einzelnen Projekteignern.¹⁷

Als weltweit (bislang) zweitgrößter Emittent von CO₂ und angesichts des steigenden Energiebedarfs bietet China ein breites Handlungsfeld für CDM-Maßnahmen. Ein kürzlich erschienener CDM-Leitfaden für China¹⁸ geht davon aus, dass das Land mindestens 50% des weltweiten CDM Marktes bereithält. Die NDRC identifizierte erneuerbare Energien darüber hinaus als einen der drei Hauptbereiche für CDM-Projekte. Neben dem Ministerium für Wissenschaft und Technologie und der Tsinghua University ist das Climate Change Office (als Designated National Authority) in der NDRC der Gesprächspartner für solcherlei Projekte.

12 Weitere Informationen auf der Webseite des "Australian Business Council for Sustainable Energy".

13 Den Basispreis für solcherlei Zuschüsse bilden die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten aus Braunkohle.

14 Diese Einspeiseregulung für Biomasse ist ausschließlich für solche Projekte nutzbar, die nicht aus einer öffentlichen Ausschreibung hervorgegangen sind und weniger als 20% fossiler Kraftstoffe in ihrem Betriebsablauf einsetzen.

15 Die Annex – Länder besitzen Auflagen zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen. Zu den Annex – Ländern zählen vornehmlich die OECD Länder.

16 Ein CER entspricht einer eingesparten Tonne CO₂.

17 Das Delegiertenbüro der Deutschen Wirtschaft in Peking (AHK) gibt eine CDM-Projektliste heraus, die regelmäßig aktualisiert und direkt bei der AHK angefordert werden kann.

18 Der "CDM Country Guide for China" wurde vom Institut für globale Umweltstrategien in Japan in Kooperation mit CERC entwickelt – abrufbar unter www.iges.or.jp.

Es ist für die Bewilligung aller CDM-Projekte zuständig – ungeachtet ihres Umfangs und ihrer Wertigkeit. Die Zahl der (auf nationaler Ebene) bewilligten CDM-Projekte in China lag Mitte Juni 2007 bei 524. Davon sind die meisten in den Bereichen Wind- und Kleinwasserkraft zu finden – stark unterpräsentiert ist bislang beispielsweise der Bereich Deponiegas. Beim CDM-Exekutivbüro der Klimarahmenkonventionen (UNFCCC) waren (von insgesamt 87 Projekten) aus dem Bereich erneuerbare Energien registriert, davon 40 Windenergievorhaben, 17 kleinere Wasserkraftprojekte sowie 5 Bioenergie- und 3 Deponiegasanlagen. Für 13 Projekte wurden bereits CERs ausgestellt, darunter für 7 Windkraftprojekte mit insgesamt 0,4 Mio. CERs. Zusammengefasst hätten Projekte auf Basis von erneuerbaren Energien bis 2020 das Potenzial, in China 7,5 Mrd. CERs zu generieren. Eine grundsätzliche Voraussetzung für CDM-Projekte im Land ist jedoch deren mehrheitlich chinesische Anteilseignung.

18.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Der Entwicklungsstand der erneuerbaren Energien zur Stromversorgung in China ist in Teilbereichen weit fortgeschritten, in anderen bleibt er deutlich zurück.

Bei der netzgebundenen Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger ist die Kleinwasserkraft der wichtigste Energieträger. Die netzgekoppelte Stromerzeugung auf Basis von Biomasse, Geothermie, Solarenergie und Gezeitenkraft¹⁹ nimmt zu, hat bisher jedoch noch keine nennenswerte Bedeutung erlangt. Was die nicht netzgekoppelte Anwendung anbelangt, so existieren zur Zeit in China für die Stromversorgung von einzelnen Haushalten mehr als eine halbe Million Anlagen, jeweils zu einem Drittel Kleinwind-, Photovoltaik- und Kleinstwasserkraftanlagen. Über eine Million Bewohner von kleinen Siedlungszentren werden im Inselbetrieb mit Strom aus erneuerbaren Energien (Kleinwasserkraft, PV-Anlagen und PV-Wind-Hybridanlagen) versorgt.

Wasserkraft

China besitzt das größte Wasserkraftpotenzial der Welt, das sich im Westen des Landes konzentriert. Die große Entfernung dieser Gebiete zu den industriellen Ballungszentren, in denen die elektrische Energie gebraucht wird, erschwert die Nutzung dieser Ressourcen und erhöht die Anforderungen an die Stromübertragung in Richtung Ost- und Südküste.

Installierte Kapazität und Ausbauplanungen

Ende 2006 betrug die gesamte installierte Leistung aller Wasserkraftwerke in China 128 GW. Das technisch nutzbare Wasserkraftpotenzial wird auf 676 GW beziffert. Für die Jahre 2010 bzw. 2020 ist eine Erhöhung der installierten Wasserkraftleistung auf 190 bzw. 290 GW geplant. In einer Langzeitprognose ist für 2020 ein Wasserkraftanteil von etwa 20% an der gesamten Stromproduktion vorgesehen.

19 Seit einigen Jahren sind Gezeitenkraftwerke entlang der Küste von Zhejiang und Jiangsu in Betrieb.

Die Kapazität an großen Wasserkraftwerken soll in Zukunft ausgeweitet werden. Außer dem gigantischen Drei-Schluchten-Kraftwerk am Yangtze, das nach seiner Fertigstellung im Jahr 2009 über eine Leistung von 18,2 GW verfügen wird, ist am Oberlauf des Yangtze der Bau von 12 weiteren Wasserkraftwerken in den nächsten zwei Jahrzehnten geplant. Wasserkraftprojekte am Jinsha Fluss sowie den Nebenflüssen des Yalong und Dadu sollen allein einen Zugewinn an Kapazität von 90 GW sorgen. Leicht täuschen diese staatlichen Ausbaupläne darüber hinweg, dass die Kritik an Großwasserkraftnutzung im Land wächst. Anlass gibt dafür unter anderem die mangelnde Wirtschaftlichkeit bestehender Großwasserkraftwerke, wie beispielsweise des zweitgrößten Kraftwerks Chinas am Ertan Staudamm.

Klein- und Kleinstwasserkraft

Als Kleinwasserkraftwerk werden in China offiziell solche bis zu einer Kapazität von 50 MW²⁰ definiert. Betrieben werden solcherlei Anlagen zumeist in Inselnetzen vom Ministry of Water Resources (MWR). Zurzeit sind über 42.000 Klein- und Kleinstwasserkraftwerke (bis 25 MW) mit einer Gesamtkapazität von 38,5 GW im Einsatz. Das Gesamtpotenzial ausbaufähiger Kapazitäten wird landesweit auf 125 GW geschätzt. Von besonderem Interesse ist dabei der Südwesten des Landes, in dem nicht nur 65 % aller Verwaltungsbezirke, sondern auch 50 % des noch ungenutzten Potenzials für Kleinwasserkraft zu finden sind. Mit dem Anschluss der Inselnetze an die überregionalen Stromnetze werden viele Kleinwasserkraftanlagen außer Betrieb genommen. Andererseits gibt es in Zentral- und Westchina seit kurzem auch wieder einen starken Trend zum Bau von Neuanlagen, die in das Netz einspeisen. Es werden derzeit rund 2 GW pro Jahr an zusätzlicher Kapazität installiert.

Die Technik von Kleinwasserkraftwerken gilt in China als sehr weit entwickelt und die Fertigungszahlen rangieren an der Weltspitze. Wegen ihres niedrigen Preises werden sie auch exportiert. Eine größere Verbreitung auf Auslandsmärkten wird jedoch vor allem durch die als niedrig beurteilte Produktqualität behindert. Als verbesserungswürdig gilt ebenfalls die Steuer- und Regeltechnik von Kleinwasserkraftanlagen sowie ihr operativer Betrieb.

Windenergie

Die Nutzung von Windenergie ist in China, das mit einem geschätzten Onshore-Windpotenzial von 250 GW²¹ an der Weltspitze liegt, sehr aussichtsreich. Windreiche Standorte befinden sich vor allem in den Steppen- und Wüstengegenden im Westen und Norden des Landes sowie in den Küstenregionen. Das technische Potenzial für Offshore-Standorte wird vom Chinesischen Windkraftverband auf zusätzliche 750 GW beziffert.²²

Winddaten

Im Rahmen eines UNDP/GEF-Vorhabens wurden zwischen 2002 und 2005 an zehn Standorten Windmessungen vorgenommen. Diese Standorte gelten als Pilotvorhaben im Rahmen des nationalen Windentwicklungsplans und sollen vorrangig staatliche Förderung bei der Umsetzung von Windparks erhalten.

China beteiligt sich auch an dem multinationalen und von UNEP unterstützten Vorhaben "Solar and Wind Energy Resources Assessment (SWERA)", mit dem die Winddatenlage auf regionaler Ebene verbessert werden soll. Im Rahmen des SWERA-Programms wurde bereits ein Windatlas für Südostchina erstellt, der noch um weitere Regionen erweitert werden soll.²³ Die GTZ unterstützte im Rahmen des TERNA-Windenergieprogramms zwischen 2000 und 2002 Windmessungen in der Provinz Hubei.

20 Offizielle Einstufung nach dem "Promotion Law of Renewable Energy Development and Utilization".

21 Nach Angaben des Chinesischen Windkraftverbandes bezieht sich das Potenzial von 250 GW auf Windressourcen in 10 m Höhe. Bei einer Höhe ab 50 m würde sich das Potenzial, so der Verband, verdoppeln.

22 Die in über 900 meteorologischen Stationen gewonnenen Winddaten erfüllen allerdings nicht immer internationale Standards. Dies gilt insbesondere für die gezielte Standortermittlung für Windkraftprojekte.

23 Für nähere Informationen zu SWERA siehe <http://swera.unep.net>. Der Windressourcen-Atlas für Südostchina ist erhältlich unter www.rsvp.nrel.gov/wind_resources.html.

Bisherige Windnutzung

Die niedrigen Zubauraten an Windkraftanlagen der letzten Jahren werden zurzeit von einem regelrechten Boom der Branche abgelöst: Ende 2005 überschritten die installierten Kapazitäten mit 1,26 GW zunächst die 1-GW-Schwelle.²⁴ Im Jahr 2006 konnte China seine installierten Kapazitäten an Windenergie mehr als verdoppeln. Diese erreichten Ende 2006 über 2,6 GW.

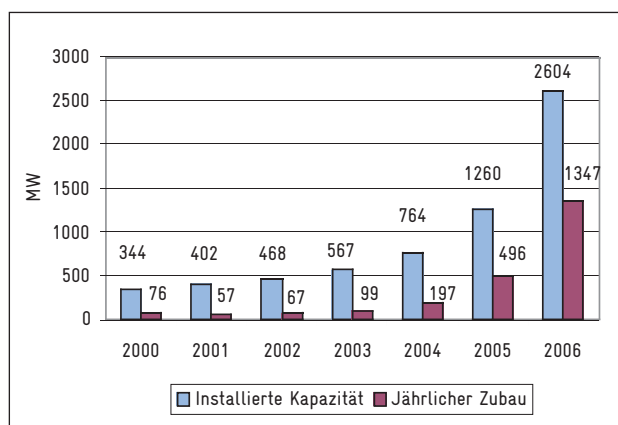


Abb. 2: Installierte Kapazitäten und jährlicher Zubau netzgekoppelter Windkraftanlagen; China 2000–2006; MW²⁵

Ausbauziele

Nach Vorgaben im 11. Fünfjahresplan (2006–2010) sollen bis zum Jahr 2010 insgesamt 5 GW Windkraftleistung installiert werden. Die von der NDRC betriebenen Konzessionsprojekte sehen den Aufbau von jeweils 100 MW an bestimmten Standorten vor. Bis zum Jahr 2020 sollen die Windkraftkapazitäten auf insgesamt 30 GW aufgestockt werden. Einzelne Energiefunktionäre propagieren sogar 40 GW Windenergieleistung bis 2020. Von Industrieseite sind erreichbare Zahlen von 170 GW im Gespräch.²⁶

Hemmnisse für Ausbau der Windkraft

Bis zum Anfang des Jahrzehnts basierte der Großteil der installierten Windkraftkapazität überwiegend auf bilateralen bzw. multinationalen Förderprogrammen und Geldern und weniger auf eigenem Engagement.

Dem Ausbau der Windkraft stand in der Vergangenheit eine Reihe von Hemmnissen gegenüber:

- fehlende Transparenz bei Genehmigungsverfahren;
- langsame Entscheidungs- und Genehmigungsprozesse;
- nicht-optimale rechtliche Rahmenbedingungen;
- hohe Importzölle;
- die "local content"-Forderung (70%), dass Windturbinen bzw. deren Komponenten zu einem Großteil aus chinesischer Produktion stammen müssen;²⁷
- große Reibungsverluste zwischen Institutionen;
- in der Regel jährliche Neuverhandlung von Stromankaufverträgen mit in der Tendenz fallenden Vergütungen;
- mangelnder Schutz des geistigen Eigentums im Falle einer lokalen Produktion.

Ein Teil der Hemmnisse ist durch das chinesische Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie die dazugehörigen Durchführungsverordnungen abgebaut worden. Ganz allmählich entstehen verlässliche politische Rahmenbedingungen, durch die privatwirtschaftliche Ansätze in der Windbranche sowie kommerzielle Entwicklungen von Windparks ermutigt werden. Durch die Diskrepanz zwischen den Zielen zum Ausbau der erneuerbaren Energien in China bis 2020 und den tatsächlich vorhandenen Kapazitäten, diese Ziele zu erreichen, gewinnen darüber hinaus internationale Kooperationen, bzw. Geschäftsbeziehungen, an zentraler Bedeutung. Dies gilt insbesondere für die Windbranche. Bislang steht der Entwicklung von Windfarmen beispielsweise ein erheblicher Mangel an Expertise in den verschiedensten personellen und technischen Bereichen gegenüber.

24 Bis Ende 2005 wurden in China 61 Windparks gebaut und 1864 Windturbinen installiert.

25 Datenquelle: Chinesischer Windkraftverband 2005, Global Wind Energy Council 2007.

26 Quelle: Hongwen et al 2006 (CREIA, Greenpeace, GWEC).

27 China beabsichtigt, eine wettbewerbsfähige Windkraftindustrie aufzubauen. Außerdem möchte man bei der Bereitstellung von Energieressourcen und -anlagen eine zu starke Abhängigkeit von Importen vermeiden.

Nationale Windkraftanlagenherstellung

Obwohl größere Anlagen ab 100 kW erst seit etwa zwölf Jahren – entweder im Rahmen von Joint Ventures oder unter Lizenz – gefertigt werden, besitzt China bereits das Leistungsvermögen, alle Anlagen bis zu einer Turbinenkapazität von 750 kW selbst herzustellen. Zurzeit gibt es mehr als fünf nationale Hersteller von Turbinen der “600-660 kW”-Klasse mit einem hohen Anteil einheimischer Komponenten.²⁸ Mitte 2004 lag der lokale Fertigungsanteil für 600-kW-Anlagen bei rund 96 % und für 750-kW-Typen bei 64 %.

Die Nachfrage nach diesen Turbinentypen war in der Vergangenheit allerdings eher gering, da importierte Anlagen in der Regel preiswerter sind und den Ruf haben, qualitativ besser zu sein.²⁹ Ende 2002 stammten 11 % (54 MW) der installierten Gesamtkapazität aus heimischer Produktion. Durch eine Reihe neuer Joint-ventures hat sich die Herstellung von Anlagen und deren Komponenten weiter erhöht – bis Ende 2005 auf ca. 28 %. Insgesamt 30 nationale Hersteller zählt die Windbranche mittlerweile, von denen nur wenige Anlagen der Megawatt-Klasse produzieren. Der Importanteil solcher Turbinen liegt bislang bei rund 90 %. Im Rahmen von Jointventures haben in 2006 auch die deutschen Hersteller REpower und Fuhrlander mit der Produktion im Megawatt-Bereich in China Fuß gefasst.

Kleine, nicht netzgekoppelte Anlagen

Die Gesamtkapazität von kleinen netzfernen Windkraftanlagen (< 3 kW) liegt bei etwa 42 MW. Im Off-grid Bereich wurden bis Ende 2002 etwa 250.000 kleine Windkraftanlagen (0,1-3 kW) installiert. China ist mit 22 Produzenten (Ende 2002) der weltgrößte Hersteller derartiger Anlagen, die aber vorwiegend im Inland eingesetzt werden.

Biomasse

Die erheblichen Vorkommen an Biomasse für Energiezwecke, vorwiegend in Form von Ernterückständen, Feuerholz, Waldrestholz und organischem Abfall, wurden für das Jahr 2001 auf über 5.500 TWh geschätzt. Zur Verwendung kommt lediglich ein Drittel dieses Potenzials – und dies vorwiegend für thermische Zwecke. Mit der derzeitigen Implementierung zweier Programme – “Natural Forest Protection Program” und “Sloping Cropland Conversion Program” – erwartet China einen weiteren Anstieg von anfallendem Waldrestholz.

Biomasse, seit jeher in allen ländlichen Gebieten Asiens als Energiequelle in kleinen Feuerungen genutzt, ist für die Stromerzeugung Chinas ausbaufähig. Außerdem wird in diesem Segment ein erhebliches Marktpotenzial gesehen.³⁰ 2006 lag die installierte Leistung zur Stromproduktion aus Biomasse bereits bei 2 GW. Für größere Anwendungen kommen hauptsächlich zwei Verfahren in Frage: die Nutzung von organischen Stoffen (hauptsächlich Bagasse) in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Dampfturbinen und die Verstromung von Biogas in Gasmotoren.

Bagasseverstromung

Seit einer Reihe von Jahren ist es in Chinas Zuckerindustrie verbreitet, in größeren Fabriken Bagasse für die Eigenstromversorgung zu nutzen. Über 800 MW sind allein in den Zucker-Provinzen Guangdong und Guangxi installiert. Die Netzeinspeisung überschüssiger Elektrizität ist in diesem Wirtschaftszweig dagegen nicht üblich. Nach Schätzung eines Weltbankberichts stünde alleine in den oben genannten Gebieten und in Yunnan ein Potenzial von 700-900 MW an elektrischer Energie zur Verfügung, das mit einem deutlichen finanziellen Gewinn genutzt werden könnte. Dem Ausbau der Bagasseverstromung auch zur Netzeinspeisung steht allerdings eine Reihe von Hemmnissen gegenüber:

28 Drei Hersteller fertigen in Serie, die anderen drei Hersteller haben Prototypen entwickelt. Darunter befinden sich auch die Firma Nordex mit einer Fertigung in Xian sowie die Firma Goldwind, die Anlagen des deutschen Herstellers REpower in Lizenz fertigt.

29 Ende 2002 stammten 11 % (54 MW) der installierten Gesamtkapazität aus einheimischer Produktion. In 2002 wurden 28 MW der insgesamt 67 MW neu installierter Anlagen aus lokaler Produktion bezogen.

30 Im Rahmen des vergangenen Fünfjahresplans (2001-2005) und des sogenannten “863-Förderprogramms” für Hochtechnologien wurden beispielsweise schwerpunktmäßig Biomasseanlagen zur Stromerzeugung entwickelt.

- die momentane schlechte ökonomische Lage der chinesischen Zuckerindustrie, die keinen Raum für Investitionen lässt;
- der Mangel an zinsgünstigen, langfristigen Krediten (zinsgünstige Kredite mit einer Laufzeit von drei Jahren wurden bis 1999 nur für die Eigenstromversorgung vergeben);
- das erst 2006 in Kraft getretene, standardisierte Regelwerk zur Stromlieferung und Vergütung;
- der saisonale Charakter der Zuckerproduktion (und damit des Bagasseanfalls), die nur ca. fünf Monate im Jahr läuft.

Biogasanlagen und deren Förderung

Weltweit führend ist China in der Anwendung von Biogasanlagen auf Basis anaerober Fermentation. Neben Millionen von Klein- und Kleinstanlagen, die hauptsächlich in landwirtschaftlichen Betrieben helfen, die Gülleprobleme zu minimieren, existieren rund 1500 Anlagen von großtechnischem Maßstab, darunter mehr als 150, in denen der organische Anteil von Industrieabwässern (aus der Papier-, Zucker- und pharmazeutischen Industrie, Alkohol- und Nahrungsmittelproduktion) vergast wird. Im Jahr 2005 ist die Zahl der Biogasanwender von Klein- und Kleinstanlagen insgesamt von 12 auf 17 Mio. gestiegen – davon finden allein 12 Mio. auf Haushaltsebene ihren Einsatz.

Für Biogas gilt ein um 4% vergünstigter Mehrwertsteuersatz von 13%. Dieser schließt die Kosten für die Biogasproduktion als auch für das Anlagenequipment mit ein. Durch zinsgünstige Kredite in einer Gesamthöhe von 33 Mio. US\$, zugesagt von der Asian Development Bank (ADB) Ende 2002, wird die Energieerzeugung durch Biogas in der Landwirtschaft Chinas unterstützt.

Deponiegasnutzung

Mit Unterstützung aus dem UNDP/GEF-Vorhaben "Promoting Methane Recovery and Utilisation from Mixed Municipal Refuse" werden Mülldeponien in mehreren Städten auf ihre Eignung hinsichtlich der Verstromung von Deponiegasen untersucht. Die Studien hierzu wurden Mitte 2004 abgeschlossen. Hier liegt auch ein großes Potenzial für CDM-Projekte. Eine erste Pilotanlage in Anshan ist bereits fertig gestellt und hat Mitte 2004 den Betrieb aufgenommen. Zurzeit fallen jährlich rund 100 Mio. Tonnen an Siedlungsabfällen an, die zu 80% in Deponien entsorgt werden.

Unternehmen und Forschungsinstitute

Mittlerweile gibt es 200 Unternehmen, die Biomasseanlagen bzw. Komponenten herstellen. Große Bedeutung im Forschungsbereich hat das Biomass Development Center (Beijing), das eine Vielzahl von technischen Instituten als Mitglieder vereint. Zur Entwicklung, Demonstration und Verbreitung von Biomasse-Technologien besteht ein Netzwerk von politischen und wissenschaftlichen Institutionen sowie Unternehmen.

Solarenergie

Das Potenzial für solarenergetische Anwendungen in China ist groß. Die durchschnittliche mittlere Sonneneinstrahlung pro Tag liegt bei über 4 kWh/m². Insbesondere im Westen des Landes scheint die Sonne meist über 3.000 Stunden pro Jahr.

Markt für Photovoltaik

Bis Ende 2006 erreichten die installierten PV-Kapazitäten 65 MW. Ungefähr die Hälfte diente der Stromversorgung von Haushalten in ländlichen entlegenen Regionen Chinas. Bis 2010 könnten allein die in diesen Regionen installierten Kapazitäten 300 MW erreichen.³¹ Der PV-Markt für ländliche und abgeschieden liegende Haushalte wächst jährlich um ca. 20%. Aktuelle Prognosen gehen davon aus, dass dieser Markt noch wachsen und kurzfristig (bis 2010) auch der größte PV-Anwendungsmarkt sein wird. Mittel- bis langfristig erwartet man eine zunehmend bedeutende Rolle netzgebundener PV-Systeme in den großen Städten³² sowie großer Anlagen mit zentralem Charakter in den Wüsten Chinas. Durch die verschiedenen ländlichen Elektrifizierungs- und Entwicklungsprojekte ist diese Tendenz weiter steigend. Insgesamt 1,8 GW installierter Leistung in Form von Photovoltaikanlagen sind das Ziel für 2020.

Heimische Anlagenproduktion

Im Jahr 2004 wurden in China Solarzellen mit einer Leistung von 65 MW_p hergestellt. Diese Zahl hat sich 2006 die Produktionskapazität auf 960 MW_p vergrößert. Beschleunigt hat sich ebenfalls die Entwicklung im Solarmodulbereich Chinas. Während die Herstellungszahlen 2004 noch bei 100 MW_p lagen, sind für 2007 bereits 2.500 MW_p geplant. Um den weltweiten Produktionsengpässen bei Zellen und Modulen auszuweichen, ist auch der Ausbau der Solarsilizium-Produktion auf 1.500 MW_p geplant. Ein Großteil der national hergestellten PV-Systeme wird exportiert. Zu den größten Unternehmen im PV-Bereich gehören das chinesische Unternehmen Wuxi Shangde Solar Energy Power Co. sowie das chinesisch-australische Jointventure Suntech Power, das seit 2004 unter den 10 weltgrößten Zellherstellern rangiert. 2005 gründete die Nanjing CEEG PV Tech. Chinas größte PV-Produktionsanlage. Die Fertigungsstätte ist darauf ausgelegt, eine Leistungskapazität von 600 MW zu erreichen. Das Ziel für 2007 ist eine Leistung von 300 MW_p. Gemeinsam mit den beiden chinesischen PV-Herstellern – Yingli Solar und Suntech Power – will das Unternehmen seine Produktion von 2008-2010 auf 1.500 MW steigern.

Netzgekoppelte Solaranlagen

Größere mit dem Stromnetz verbundene Anlagen kommen nur vereinzelt zur Anwendung. 2004 ging in Shenzhen die landesweit bislang größte Anlage mit einer Gesamtkapazität von 1 MW ans Netz. Derzeit wird als Pilotanlage eine erste PV-Großanlage mit einer installierten Kapazität von 8 MW_p in der Provinz Xinjiang Gansu geplant. Die Finanzierung des Vorhabens ist bislang jedoch noch offen.

Hemmnisse für weitere Entwicklung

Einem schnelleren Wachstum der Zahl installierter Anlagen stehen allerdings folgende Hindernisse im Weg:

- nur staatlich gestützte Anlagenlieferanten kommen in den Genuss öffentlicher Förderung, allgemein sind Kredite für Anlagenlieferanten und -installateure rar;
- schlechte Wartung und Serviceleistungen verringern die Laufzeiten der Anlagen;
- institutionelle Grundlagen für die Kreditvergabe und Finanzierung von Solar-Home-Systemen fehlen.

Hemmnisse, die einer Weiterentwicklung der chinesischen PV-Industrie im Wege stehen und deren Überwindung Möglichkeiten technischen und finanziellen Investments für ausländische Kooperationen mit sich bringen kann, betreffen:

- Mangel an hochwertigem Wechselrichtern, besonders für größere Leistungen
- Mangel an hochqualitativen und langlebigen Speicherbatterien für Energieversorgungssysteme in abgelegenen liegenden Regionen.

31 Chinese Renewable Energy Industries Association (CREIA) (2001): New and Renewable Sources of Energy in China – Technologies and Products. Im Verlauf des 11. Fünfjahresplans sollen rund 260 MW (netzfern) installiert werden.

32 In Shanghai gibt es beispielsweise Pläne für ein 100.000-Dächer-Programm. Im Hinblick auf die Olympischen Spiele 2008 gibt es außerdem eine Reihe von Optionen zum Ausbau des PV-Marktes in Beijing.

Solarthermie

Die Verwendung von Solarthermie zur Warmwasserbereitung ist in China bereits sehr verbreitet. Mit 55 GW_{th} verfügt das Land über 60% der weltweit installierten Leistung in diesem Bereich. Allein im Jahr 2006 wurden 10,5 GW_{th} – 80% des weltweiten Zugewinns an Solarthermie – neu installiert. Dies umfasste einen Zuwachs an Kollektorfläche von 15 Mio. m² auf insgesamt 90 Mio. m² Ende 2006. Auf fast 50 Millionen chinesischen Dächern wurde 2006 bereits Solarwärme gewonnen. Zur Produktion von Warmwasser ist ein Ausbau der Kollektorfläche auf 150 Mio. m² bis 2010 und 300 Mio. m² bis 2020 vorgesehen.

Mit rund 1000 Herstellern in ganz China ist die lokale Industrie für Systeme solarer Warmwasserbereitung sehr bedeutsam. Allerdings sind nur rund 10% dieser Hersteller wettbewerbsfähig, was vornehmlich mit der Markenqualität der Systeme sowie den Verkaufs- und Servicestrategien in Verbindung gebracht wird. Die Hauptabsatzmärkte für solare Warmwasserbereiter befinden sich genau in der Nische zwischen städtischen und ländlichen Gegenden. Dazu gehören beispielsweise die Vororte großer Städte als auch kleinstädtische Bezirke.

Zur Stromgewinnung finden solarthermische Systeme in China bislang keine Verwendung. Das soll sich zukünftig u.a. mit einem eigenen Forschungs- und Entwicklungsprogramm für diesen Bereich im Rahmen des 11ten Fünf-Jahresplans ändern. Im Norden Chinas ist außerdem in chinesisch-deutscher Kooperation³³ das erste solarthermische Kraftwerk zur Elektrizitätserzeugung in Planung. Nach der ersten Bauphase soll das 2,5 Mrd. US\$ Projekt eine Kapazität von 50 MW erreichen und bis 2020 auf 1 GW installierter Leistung erweitert werden.

Geothermie

Die Erzeugung elektrischen Stroms aus geothermischen Quellen ist in China trotz beachtlicher Vorkommen noch kaum entwickelt. Das Potenzial, das aufgrund seiner hohen Temperatur (> 150°C) direkt für die Stromerzeugung genutzt werden kann, wird auf 5,8 GW geschätzt. Nutzbare Potenziale sind entlang der Taiwan gegenüber liegenden Ostküste (Taiwan Geothermal Zone) und in der Yunnan Geothermal Zone in Tibet zu finden. Lediglich 30 MW installierter Leistung sind auf ein Geothermie-Kraftwerk von 25 MW Leistungskapazität in Yangbajing in Tibet sowie auf eine Reihe kleinerer Demonstrationsvorhaben verteilt.

In China wurden 255 Standorte ermittelt, die für eine geothermische Stromerzeugung in Frage kommen und von denen bis 2010 zehn Standorte mit einem Stromerzeugungspotenzial von 300 MW erschlossen werden sollen.

18.6 Ländliche Elektrifizierung

Im Bereich der nicht netzgekoppelten ländlichen Stromversorgung ist neben den großen staatlichen Netzbetreibern insbesondere die staatliche Reform- und Entwicklungskommission (NDRC) sowie das Ministerium für Wasserressourcen (MWR) mit Kleinstromkraftwerken tätig.

Elektrifizierungsgrad

Durch Netzerweiterungen und ländliche Elektrifizierungsprogramme können inzwischen ca. 98% der Bevölkerung Chinas mit Strom versorgt werden. Von den verbleibenden 30 Millionen Menschen ohne Stromversorgung, insbesondere in den Provinzen im Westen und Norden des Landes,³⁴ sollen auf Basis des sehr ambitionierten Brightness-Förderprogramms bis 2010 rund 23 Millionen eine Basisversorgung in einem Kapazitätsbereich von jeweils rund 100 W³⁵ erhalten.

33 Die Technologie für das Projekt stellt das deutsche Unternehmen Solar Millenium AG.

34 Tibet ist die Provinz, in der mit Abstand der größte Teil der Haushalte (ca. 80%) keine Stromversorgung besitzt.

35 Die 100 W sind als Richtwert zu verstehen. In manchen Gegenden kommen beispielsweise auch Solar-Home-Systeme mit einer Leistung von 20 W für Beleuchtungszwecke zum Einsatz.

Erneuerbare Energien bieten in den peripheren Gebieten eine wirtschaftliche Alternative zur Netzversorgung und eine angepasstere und umweltfreundlichere Option als herkömmliche Dieselanlagen. Der Energiebedarf in den abgelegenen Gebieten korreliert besonders gut mit dem dortigen Potenzial an Solar- und Windenergie sowie auch Kleinstwasserkraft, sodass diese alternativen Energieformen für die Elektrifizierung der ländlichen Gebiete Chinas prädestiniert scheinen. Die hohe Konzentration des Angebots in einigen Regionen erlaubt sogar die Nutzung des Potenzials erneuerbarer Energien zur netzgebundenen Stromerzeugung. Dies gilt insbesondere für die Windenergie.

Zusätzlichen Aufwind bekommt die Energieversorgung ländlicher Regionen mit erneuerbaren Energien durch das von Regierungsseite formulierte Ziel, bis 2020 einen bescheidenen Wohlstand für die gesamte Bevölkerung Chinas zu schaffen ("Xiaokang").³⁶ Es zielt darauf ab, das zunehmende Missverhältnis zwischen den Neureichen in den Städten Chinas und der großen Mehrheit ländlicher Bevölkerung zu überwinden – u.a. durch ein wachsendes Gleichgewicht ökonomischer und sozialer Entwicklung.

Township und Village Electrification Programme

Zurzeit werden mehrere nationale Förderprogramme, teilweise mit bilateraler und multinationaler Unterstützung, zur Verbesserung der ländlichen Stromversorgung durchgeführt.³⁷

Eines der im weltweiten Maßstab ambitioniertesten Programme ist das "Township Electrification Program" (Song Dian Dao Xiang), das die NDRC als Umsetzungsmaßnahme des "National Brightness Program" 2002 startete. Es zielte darauf ab, innerhalb von 2 Jahren 1000 Städte in insgesamt 11 Provinzen zu elektrifizieren. Basierend auf einem Finanzvolumen von rund 560 Mio. US\$ wurden bis Ende 2004 in rund 721 Gemeinden fast 20 MW an PV-Systemen bzw. hybriden PV-Wind-Systemen sowie 274 MW an Kleinstwasserkraftanlagen installiert und an Mini-Stromnetze angeschlossen. Die Fertigstellung einiger Anlagen steht immer noch aus.

Die Kleinstwasserkraft liefert mittlerweile eine Leistung von 293 MW verteilt auf insgesamt 268 Anlagen. Den jeweils lokalen Elektrifizierungen ging zumeist eine Ausschreibung und der Wettbewerb privater Firmen voraus. Die Verantwortung für die Stromerzeugung und Wartung der installierten Anlagen wurde dann meist an lokale bzw. regionale Behörden abgegeben. Die Strompreise variieren typischerweise zwischen 4,9 und 19 €-ct/kWh zwischen den Provinzen. Der Umstand, dass die Umsätze bei diesen Preisen unter den operativen Kosten bleiben, könnte zukünftig durch die mit dem Gesetz für erneuerbare Energien eingeführten Elektrizitätsaufpreise subventioniert werden.

Während alle Städte Chinas mit dem Township Electrification Program weitgehend erreicht werden konnten, steht die Elektrifizierung vieler Dörfer noch aus. Mit dem "Village Electrification Program" (Song Dian Dao Cun) sollen zwischen 2006 und 2010 rund 20.000 Dörfer PV-Dorfsysteme sowie Solar-Home-Systeme im Umfang von insgesamt 265 MW erhalten. Hierfür sind rund 2 Mrd. US\$ eingeplant. Bis 2015 sollen die ländlichen Regionen Chinas vollständig elektrifiziert sein.

Das "Brightness Program" wird von GTZ und KfW technisch und finanziell unterstützt. Langfristig sollen nachhaltige, sich selbst tragende Stromversorgungssysteme auf kommerzieller Basis entstehen. Die GTZ sorgt außerdem für die Qualifizierung der einheimischen Lehrkräfte, die dann ihrerseits die für den Betrieb und die Wartung der Anlagen zuständigen lokalen Techniker ausbilden.

Bei der Installation der Erzeugungs- und Netzsysteme wurden aufgrund des hohen Zeitdrucks, unter dem die anspruchsvollen Planzahlen realisiert werden mussten, teilweise Anlagen mit schlechter Qualität und in unzureichender Dimensionierung ausgewählt. Um technische Probleme möglichst schon im Ansatz zu erkennen und den Einfluss der Elektrifizierung auf die Lebens- und Arbeitsbedingungen der Nutzer zu bestimmen, wird ebenfalls mit Unterstützung der GTZ ein umfassendes technisches und sozioökonomisches Monitoring-System eingerichtet.

³⁶ Dieses Ziel formulierten Präsident Hu Jintao und Premierminister Wen Jiabao.

³⁷ Darunter ein GTZ-Projekt zur Verbesserung der Rahmenbedingungen im Umfang von 7,1 Mio. Euro, eine KfW-Förderung im Umfang von 18,2 Mio. Euro zur Finanzierung von Dorfstrom-Anlagen und das "Silk Road Illumination Project", gefördert von der niederländischen Regierung mit 13,8 Mio. Euro unter Beteiligung von Shell.

18.7 Programme und Projekte der Internationalen Zusammenarbeit

Capacity Building for the Rapid Commercialisation of Renewable Energy (CCRE)

Von 1999 bis 2005 wurde das aus GEF-Mitteln unterstützte Projekt "Capacity Building for the Rapid Commercialisation of Renewable Energy (CCRE)" von UNDP umgesetzt, dessen Ziel der Aufbau kommerzieller Industriesektoren im Bereich erneuerbarer Energien war.³⁸ Mit finanzieller Unterstützung der australischen und der niederländischen Regierung trug das Vorhaben zur institutionellen Stärkung und zur Umsetzung von Demonstrationsvorhaben bei. Im Rahmen des Vorhabens wurde die Chinese Renewable Energy Industries Association (CREIA) gegründet, die sich als Mittler zwischen Industrie und Behörde versteht und in dieser Funktion nationale und internationale Projektentwickler und Investoren zusammenbringen will. Weitere Maßnahmen umfassen unter anderem die Ausbildung von Fachpersonal, Politikberatung, Demonstrationsanlagen und Produktzertifizierung.

China Renewable Energy Scale Up Programme (CRESUP)

Im Juni 2005 ist das "China Renewable Energy Scale Up Programme", das die chinesische Regierung in Zusammenarbeit mit der Weltbank und der Global Environment Facility (GEF) entwickelt hat, angelaufen. Angelehnt an die politischen Ausbauziele zur Nutzung der erneuerbaren Energien, ist es darauf ausgerichtet, ihre Wirtschaftlichkeit zu fördern und institutionelle als auch ökonomische Barrieren, die ihrer Nutzung in der Vergangenheit im Weg standen, abzubauen. Im Mittelpunkt stehen dabei Großtechnologien auf Basis von Wind und Biomasse. In der ersten von insgesamt drei Projektphasen wird die Implementierung von verbindlichen Richtlinien für den Energiemarkt in vier Provinzen erprobt und mit einem Budget von 40,22 Mio. US\$ durch die GEF unterstützt.

Renewable Energy Development Programme (REDP)

Das seit 2001 von der Weltbank und GEF unterstützte "Renewable Energy Development Programme" (REDP) zielt auf die Entwicklung des Marktes für Photovoltaik-Technologien sowie auf die Erbringung des Nachweises der kommerziellen Entwicklungsmöglichkeit der Windkraft in den Küstenregionen ab. Neben PV und Wind beinhaltet das Programm als dritte Komponente "Technische Verbesserungen".

Im Rahmen der PV-Komponente des REDP werden lokale Solar-Firmen finanziell und institutionell unterstützt, um 300.000 bis 400.000 Solar-Home-Systeme mit einer Gesamtleistung von 10 MW_p beschaffen, installieren und warten zu können. Diese Anlagen sollen an Haushalte in ländlichen Regionen von sechs nordwestlichen Provinzen verkauft werden, wobei ein Zuschuss von 1,50 US\$ pro verkauftem W_p gewährt wird. Insgesamt ist ein Zuschuss von 27 Mio. US\$ vereinbart. Bis Ende 2004 konnten etwa 175.000 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 3,5 MW_p verkauft und installiert werden. Im Rahmen des Village Electrification Programs ist geplant, eine Pilotphase finanziell mit bis zu 20 Mio. US\$ in den Provinzen Xinjiang, Innere Mongolei sowie Tibet zu unterstützen.

Um die Entwicklung der Windkraft zu fördern, unterstützt REDP die Errichtung von zwei Windparks von insgesamt 20 MW in der Nähe von Shanghai mit einem zinsgünstigen Kredit in Höhe von 13 Mio. US\$. Das Programmende wird für Ende Juni 2007 erwartet.

Zusammenarbeit mit Deutschland

Finanzielle und technische Hilfe deutscher Institutionen für erneuerbare Energien findet zu einem Großteil in ländlichen Regionen Chinas statt. Im Zuge der wachsenden wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit Chinas hat das Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit (BMZ) die Beiträge zu technischer und finanzieller Zusammenarbeit insgesamt zwar gekürzt, dafür konzentriert sich die Unterstützung nun zu einem Großteil auf die Bereiche "Schutz und nachhaltige Nutzung natürlicher Ressourcen" sowie "nachhaltige Wirtschaftsentwicklung".

38 Beachtung finden PV- und Windhybridsysteme für kommunale Netzwerke, Biogas aus Industrie- und Agrarrückständen, Solarthermie und netzgekoppelte Windkraftanlagen sowie mit Bagasse betriebene KWK-Anlagen.

Seit Ende 2001 führt die GTZ gemeinsam mit der NDRC (früher SDPC) unter dem Titel "erneuerbare Energien in ländlichen Gebieten" ein Programm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien in den Provinzen Qinghai, Yunnan, Gansu sowie der Autonomen Region Tibet durch. Dabei wurde bisher insbesondere das "Township Electrification Program" durch Ausbildung von Lehrkräften zur Schulung lokaler Betreiber, durch Qualitätssicherungsmaßnahmen und andere Leistungen unterstützt. Zum Nachweis der sozioökonomischen Auswirkungen der verbesserten ländlichen Energieversorgung wurde ein Wirkungsmonitoring-System eingerichtet. NDRC wird in Fragen des System-Designs und der Tarifgestaltung beraten. Die Projektlaufzeit endet voraussichtlich im September 2007.

Die KfW trägt mit Mitteln der finanziellen Zusammenarbeit zur Installation von ca. 300 PV-Diesel-Hybrid-Dorfstromanlagen in den Provinzen Xinjiang, Qinghai, Yunnan und Gansu zur dezentralen Stromversorgung bei. Auch für diese Anlagen werden im Rahmen der TZ/FZ-Kooperation lokale Wartungsstrukturen aufgebaut und Techniker ausgebildet. Der Ausbau der Windenergiekapazitäten in China wurde durch umfangreiche Programme zur Errichtung von Windparks (in Hainan, Zhejiang, Guangdong, Shandong, der Inneren Mongolei und in Xinjiang) von der KfW mit staatlichen Mitteln der bilateralen finanziellen Zusammenarbeit sowie mit eigenen Marktmitteln gefördert.

Zur Unterstützung dieser Vorhaben sowie der nationalen Ausbau-Programme wird von der China Long Yuan Power Group und dem China Electric Power Research Institute (CEPRI) zusammen mit der GTZ zurzeit ein nationales Forschungs- und Ausbildungsprojekt für Windenergie durchgeführt. Schwerpunkte des Projekts sind Fortbildung, Beratung und angewandte Forschung mit dem Ziel, die fachlich-technischen Kapazitäten von privaten und staatlichen Institutionen zum landesweiten Ausbau der netzgebundenen Windenergie zu verbessern.

Im Rahmen des TERNA-Windenergieprogramms sowie weiterer Vorhaben wurde die chinesische Regierung bei der Konkretisierung der rechtlichen Rahmenbedingungen unterstützt. So auch insbesondere bei den Regelungen zu Einspeisetarifen und dem Ausgleichsmechanismus im Rahmen des Gesetzes für erneuerbare Energien.

Wechselkurs (Dezember 2006):

1 Chinesischer Renminbi Yuan (CNY) =
0,096 Euro (EUR)

1 EUR = 10,39 CNY

18.8 Literatur

- Abele, Corinne:
VR China treibt erneuerbare Energien voran. Hrsg. bfai – Bundesagentur für Außenwirtschaft, 12/2005
- BCSC – Australian Business Council for Sustainable Energy:
Pursuing Renewable Energy Business with China, 10/2006
- Bfai – Bundesagentur für Außenwirtschaft:
Guangdong investiert stärker in Stromwirtschaft, 01/2006
- DoE-EIA:
Country Analysis Briefs, China, August 2006
- Haoping, Wang (GTZ):
Clean Development Mechanism in China – Project Activities and Policy Insights, Beijing, August 2006
- Haugwitz, Frank; Müller, Hansjörg. (GTZ):
Erneuerbare Energien in Chinas ländlichen Gebieten, in: Words into Action, Juni 2004

- Haugwitz, Frank; Müller, Hansjörg (GTZ):
Solarenergie: Strom für ländliche Gebiete –
Kooperationsmöglichkeiten für die deutsche
Solarindustrie im Rahmen der Technischen
Zusammenarbeit in den Provinzen Qinghai und
Yunnan, in: Sonne, Wind und Wärme; Juni 2003
- Hongwen, Xie; Jingli, Shi; Junfeng, Li;
Pengfel, Shi & Yangin, Song:
A Study on the Pricing Policy of Wind Power in
China, hrsg.: Chinese Renewable Energy Industries
Association (CREIA), Greenpeace & Global Wind
Energy Council, Oktober 2006
- Hirshman, William P.:
Solaraktivismus in China. Photon, September 2003
- Hong Yang, He Wang u. a.:
Status of photovoltaic industry in China,
Energy Policy, 31 (2003), S. 703-707
- KfW, DEG:
Neue Energie, Jahresbericht über die Zusammen-
arbeit mit Entwicklungsländern, 2002
- Klinghammer, Winfried; Nörenberg, Konstantin;
(Projekt-Consult GmbH), Ma Shenghong
(IEE-Beijing):
First experiences with the implementation of a
large-scale program on PV Hybrid village power
systems in Western China, contribution to the 15th
PVSEC conference in Shanghai/China 2005
- Ku, Jean; Lew, Debra; Shenghong Ma:
Sending electricity to townships,
Renewable Energy World; Sept.-Oct. 2003
- Li, Francis:
Hydropower in China, Energy Policy,
30 (2002), 1241-1249
- Li, Zhu:
China's Renewable Law. In:
Renewable Energy World, Juli-August 2005
- Lietsch, Jutta & May Hanne:
In Windeseile gen Osten. In: Neue Energie,
11/2005, 90-93
- Loy, Detlef:
China: Feed-In Tariffs and other Provisions to
Promote Renewable Electricity, 2/2006
- Ma Shenghong:
Fight to Achieve the Goal of Township
Electrification Program, 2. Internationales
Symposium Zukunftsenergien für den Süden,
April 2003, Gelsenkirchen (www.solartransfer.de)
- Martinot, Eric:
China Renewable Energy Roadmap:
The International Context and Other Roadmap
Experience, 2005
- Ming Yang:
China's rural electrification and poverty reduction,
Energy Policy, 31 (2003), 283-295
- Müller, Hansjörg (GTZ):
Impact of Renewable Energy Projects on Poverty
Alleviation in Rural Areas, International Conference
on Renewable Energies, Bonn 2004
- Müller, Hansjörg; Bopp, Georg; Gabler, Hansjörg;
Haugwitz, Frank; Ma Shenghong; Scholle, Axel:
Village Electrification through PV/Wind Hybrid
Systems in the Chinese Brightness Programme,
2nd European PV-Hybrid and Mini-Grid
Conference Kassel 2003
- REN 21-Renewable Energy Policy Network for
the 21st Century:
Renewables Global Status Report – Update 2006
- REEEP:
Accelerating the Use of Renewable Energy and
Energy Efficiency Systems in East Asia,
Background Paper for East Asia Renewable Energy
and Efficiency Partnership (REEEP) Regional
Consultation Meeting, August 2003

- **Ryder, Grainne:**
Big Hydro in the Red – the drive for DE (Decentralized Energy) – Reform in China, in: Cogeneration and On-Site Power Production, May/June 2006
- **Schmela, Michael:**
Grünes Licht für Solarstrom – Chinas Photovoltaikindustrie erwacht zum Leben. In PHOTON August 2005, 30-45
- **Suding, Paul:**
Zur aktuellen Reform des Chinesischen Elektrizitätsmarktes, Zeitschrift für Energiewirtschaft; 27 (2003), 2
- **Suding, Paul:**
Energiewirtschaft und Energiepolitik Chinas – Bedeutung für Deutschland, in: DNK des WER 2004
- **World Bank, MOST, GTZ, SECO:**
Clean Development Mechanism in China, 2nd edition Washington 2004
- **Yang Jianxiang:**
Large Scale Market closer in China, Windpower monthly, January 2004
- **Yanrui Wu:**
Deregulation and growth in China's energy sector – a review of recent development, Energy Policy, 31 (2003), S. 1417-1425
- **Yuan Zhenhong; Wu Chuangzhi; Ma Longlong; Jiang Jianchun; Chen Dongmei; Zhu Weidung:**
Biomass Utilization and Technology Development in China. 2. Internationales Symposium Zukunftsenergien für den Süden, April 2003, Gelsenkirchen (www.solartransfer.de)

18.9 Kontakte

Chinese Wind Energy Association (CWEA)
No.18 Bei San Huan Ding Lu
Beijing 100013
Tel. +86 (10) 64 22 82 18/19
Fax +86 (10) 64 22 82 15
E-Mail: cwea@cwea.org.cn
www.cwea.org.cn

Chinese Renewable Energy Industries Association (CREIA)
A2106 Wuhua Plaza
Chegongzhuang Street A4, Xi Cheng District
Beijing 100044
Tel. +86 (10) 68 00 26 17
Fax +86 (10) 68 00 26 74
E-Mail: creia@creia.net
www.creia.net/cms_eng/_code/english

Center for Renewable Energy Development Energy Research Institute of NDRC
1418 Guahong Mansion A 11, Muxidi Beili
Beijing 100038
Tel. +86 (10) 63 90 84 73
Fax +86 (10) 68 00 26 74

Ministry of Agriculture (MOA)
Energy Division
11 Nongzhanguan Nanli
Beijing 100026
Tel. +86 (10) 65 00 34 78
Fax +86 (10) 65 00 24 48

Ministry of Commerce (MOFCOM)
2 Dong Changan Avenue
Beijing 100731
Tel. +86 (10) 65 28 46 71
Fax +86 (10) 65 19 81 73
english.mofcom.gov.cn/

Ministry of Science and Technology (MOST)

15b Fuxing Road
 Beijing 100862
 Tel. +86 (10) 68 51 26 18/68 51 55 44
 Fax +86 (10) 68 51 50 04
www.most.gov.cn/eng/

National Development and Reform Commission (NDRC)**Energy Bureau**

38 Yuetan Nanjie
 Beijing 100824
 Tel. +86 (10) 68 50 12 62
 Fax +86 (10) 68 50 14 43
<http://en.ndrc.gov.cn>

Ministry of Water Resources**Water Resources Information Center**

Tel. +86 (10) 63 20 23 73
 E-Mail: webmaster@mwr.gov.cn
www.mwr.gov.cn/english/

State Grid Corporation of China (SPCC)

No. 86, Xichang'an Avenue
 Beijing 100031
 Tel. +86 (10) 66 59 75 71
 Fax +86 (10) 66 59 75 94
 E-Mail: spchina-web@sp.com.cn
www.sp-china.com

China Electricity Council (CEC)

1 Lane Two Baiguang Road Xuanwu District
 Beijing 100761
 Tel. +86 (10) 63 41 52 13
 Fax +86 (10) 63 41 52 13
 E-Mail: info@cec.org.cn
www.cec.org.cn/cec-en/index.htm

Delegiertenbüro der Deutschen Wirtschaft in Peking

Delegate of German Industry and Commerce –
 Beijing (AHK)
 Landmark Tower 2, Unit 0811
 North Dongsanhuan Road, Chaoyang District
 Beijing 100004
 Tel. +86 (10) 65 90 09 26
 Fax +86 (10) 65 90 63 13
 E-Mail: info@bj.china.ahk.de
www.china.ahk.de/

China General Chamber of Commerce

No. 45 Fuxingmennei Dajie Licheng District
 Beijing 100801
 Tel. +86 (10) 66 09 55 68
 Fax +86 (10) 66 09 54 98
www.cgcc.org.hk/index_e.html

China Chamber of International Commerce (CCOIC)

China Council for the Promotion of International
 Trade (CCPIT)
 No.1 Fuxingmenwai Street
 Beijing 100860
 Tel. +86 (10) 88 07 5716
 Fax +86 (10) 68 03 0747
 E-Mail: info@ccpit.org
english.ccpit.org/

Botschaft der Volksrepublik China

Märkisches Ufer 54
 10179 Berlin
 Tel. +49 (30) 275 88-0
 Fax +49 (30) 275 88-221
 E-Mail: chinaemb_de@mfa.gov.cn
www.china-botschaft.de

GTZ Office Beijing

Sunflower Tower, Room 1100
 Maizidian St. 37, Chaoyang District
 100026 Beijing
 Tel. +86 (10) 85 27 51 80
 Fax +86 (10) 85 27 51 85
 E-Mail: gtz-china@gtz.de
www.gtz.de/china

18.10 Anhang

Allokation der Zielwerte von 30 GW Windenergie bis 2020 in China (MW)

Nr.	Provinz	Installierte Kapazität Ende 2004 (MW)	Neubau 2005 (MW)	Gesamte Kapazität 2005 (MW)	Neubau 2010 (MW)	Gesamte Kapazität 2010 (MW)	Neubau 2015 (MW)	Gesamte Kapazität 2015 (MW)	Neubau 2020 (MW)	Gesamte Kapazität 2020 (MW)
1	Hebei (inkl Beijing)	35,1	84,5	119,6	1.000	1.120	600	1.720	780	2.500
2	Jiangsu				450	450	700	1.150	850	2.000
3	Inner Mongolia	135,1	30	165,1	230	400	1.000	1.400	600	2.000
4	Fujian	12,8	9,4	22,2	150	170	500	670	830	1.500
5	Guangdong	86,4	21,5	107,9	150	260	500	760	740	1.500
6	Liaoning	126,5		126,5	100	230	320	550	650	1.200
7	Gansu	52,2	11,9	64,1	100	160	200	360	640	1.000
8	Xinjiang	113,1	8,5	121,6	100	220	200	420	580	1.000
9	Jilin	30,1		30,1	300	330	300	630	370	1.000
10	Zhejiang	34,5		34,5	50	80	100	180	620	800
11	Shandong	33,6	2,3	35,8	170	210	200	410	390	800
12	Shanghai	4,9	19,5	24,4	100	120	200	320	280	600
13	Heilongjiang	36,3		36,3	50	90	100	190	410	600
14	Jiangxi						100	100	400	500
15	Ningxia	55,3	35,2	90,5	50	140	100	240	160	400
16	Hainan	8,8		8,8		10	130	140	260	400
17	Guangxi						50	50	150	200
18	Shanxi						50			
19	Guizhou									
20	Shaanxi									
21	Henan									
22	Tianjin									
23	Hubei		13,6	13,6		13,6	100	110	40	150
24	Yunnan						50	50	100	150
25	Hunan						50	50	100	150
26	Chongqing						50	50	50	100
27	Sichuan						50	50	50	100
28	Tibet						50	50	50	100
29	Anhui						50	50	50	100
	Summe	764,4	236,3	1.000	3.000	4.000	6.000	10.000	10.000	20.000

19 Indien

19.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Mitte Februar 2007 belief sich die installierte Stromerzeugungskapazität Indiens auf 128 GW.¹ Davon entfielen 54% auf Kohlekraftwerke, 27% auf Großwasserkraft, 11% auf Gas, 3% auf Kernkraft und etwa 5% auf erneuerbare Energien (nicht-konventionelle Energieträger).

Jahr	2002	2003	2004	2005
Thermisch [MW]	74.427	76.606	77.968	80.902
Wasserkraft [MW]	26.261	26.910	29.500	30.935
Kernkraft [MW]	2.720	2.720	2.720	2.720
Windkraft [MW]	1.507	1.735	1.869	2.979

Tab 1: Stromerzeugungskapazitäten in Indien; MW; 2002-2005²

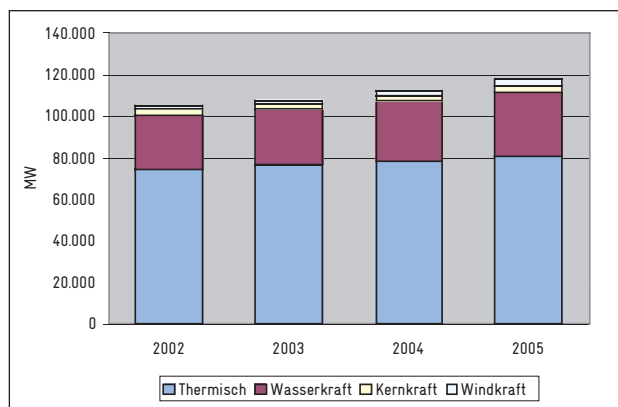


Abb 1: Stromerzeugungskapazitäten in Indien; MW; 2002-2005

Ausbauplanung

Der jährliche Kapazitätswachstum bewegt sich seit Beginn des neuen Jahrtausends bei rund 3% – mit leicht steigender Tendenz – und hat im Zeitraum 2004-2005 einen Wert von 5,1% erreicht. Das Elektrizitätsministerium hat im Rahmen des 10. (2002-07) und 11. (2007-12) Fünfjahresplans, also für den Zeitraum 2002 bis 2012, Neuinstallationen in einem Umfang von 100 GW geplant. Ende März 2007 lag laut Angaben des Elektrizitätsministeriums der tatsächlich erreichte Zubau allerdings unter dem im 10. Fünfjahresplan angestrebten Wert von 41 GW.³ Schwierigkeiten beim Kapazitätsaufbau liegen zum Teil darin begründet, dass weder die indische Bundesregierung noch die einzelnen Bundesstaaten über ausreichende finanzielle Mittel für Neuinvestitionen verfügen.

Auf die bisherigen Schwierigkeiten und den ungebrochenen Bedarf an neuen Erzeugungskapazitäten hat die indische Regierung mit verschiedenen Schritten reagiert: zum einen forciert sie die Errichtung von Großkraftwerken, zum anderen setzt sie auf eine stärkere Einbindung des Privatsektors. Seit einigen Jahren werden beispielsweise private Stromanbieter zugelassen.⁴ Bislang haben sich jedoch lange Genehmigungsprozesse und mangelnde Finanzierung als Hürde bei der Realisierung einer Vielzahl von privaten Projekten erwiesen. Dennoch wird davon ausgegangen, dass der Anteil des Privatsektors an der Gesamtleistung bis 2012 ca. 13% der Gesamtproduktion erreichen wird – jedenfalls lauten so die Schätzungen der zentralen Elektrizitätsbehörde Central Electricity Authority (CEA); derzeit liegt dieser Anteil erst bei 11%. Das Elektrizitätsministerium, die CEA und die Power Finance Corporation haben bereits Pläne für fünf Großprojekte auf Kohlebasis mit einer Kapazitätsgröße von jeweils 4.000 MW ausgearbeitet und einige Standorte für deren Errichtung ausgewählt. Die Projekte sollen öffentlich ausgeschrieben und an private Investoren und Betreiber vergeben werden.

1 Quelle: Ministry of Power (Ende September 2006 betrug die installierte Stromerzeugungskapazität 127,4 GW)

2 Quellen: Ministry of Power, Annual Reports 2002/2003 bis 2005/2006. Allgemein ist zu beachten, dass Bilanzen und statistische Jahresspannen in Indien vorwiegend den Zeitraum vom 1. April eines Jahres bis 31. März des folgenden Jahres umfassen.

3 Das Jahresziel 2004/05 von 5.245 MW wurde zu 75% und das Ziel für 05/06 von 6.934 MW war bis 2 Monate vor Phasenende nur zu 45% erreicht.

4 Für unabhängige Stromproduzenten ist von der indischen Regierung die Teilnahme an Ausschreibungswettbewerben vorgeschrieben (Ausnahme: Projekte auf der Basis nicht-konventioneller Energieträger).

Während des 11. Fünfjahresplans (1. April 2007-31. März 2012) sollen nach Schätzungen des Ministry of Power weitere 68.869 MW Erzeugungskapazität zugebaut werden. Diese Angaben wurden im 'Report of Working Group on Power for 11th Plan (2007-12) – Ministry of Power' von Januar 2007 erarbeitet und sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Sektor	Wasserkraft	Thermisch	Kernenergie	Summe	
	MW	MW	MW	MW	%
Zentralstaat	9.685	23.810	3.160	36.655	53,2
Bundesstaaten	2.637	20.352	-	22.989	33,4
Privatsektor	3.263	5.962	-	9.225	13,4
Gesamtindien	15.585	50.124	3.160	68.869	100,0

Tab 2: Expansionsziel für Erzeugungskapazität während des 11. Fünfjahresplans (1. April 2007-31. März 2012)

Hinsichtlich der eingesetzten Energieträger richtet sich der Fokus nach wie vor auf die Nutzung der im Land reichlich vorhandenen und als kostengünstigste Primärenergiequelle geltenden Kohlevorkommen mit Hilfe von effizienten und "sauberen" Technologien. Nationale Kohlereserven von 96 Mrd. Tonnen gelten als gesichert. Mittelfristig wird auch die Nutzung von Erdgas als bedeutend für Indien erachtet. Die aktuelle Anzahl von sechs Kernkraftwerken soll sich bis 2020 verdreifachen. Angestrebt wird gleichzeitig eine wachsende Nutzung erneuerbarer nicht-konventioneller Energien zur Stromerzeugung.

Stromerzeugung

Den Datenerhebungen der CEA zufolge lag die Bruttostromerzeugung in Indien im Jahr 2004/05 bei 666 TWh. Der öffentliche Versorgungssektor (Zentralsektor, staatliche Energieversorgungsunternehmen und öffentliche Elektrizitätsbehörden/-unternehmen/-gesellschaften etc.) hat zu dieser Produktion mit 80% beigetragen, 9% gingen auf das Konto privater Versorger, während auf die Stromeigenerzeugung in Industrieunternehmen die restlichen 11% entfallen. Der prozentuale Beitrag der einzelnen zur Bruttostromerzeugung verwendeten Energieträger für den Zeitraum 2004-05 stellte sich wie folgt dar:

Energieträger	Anteil an Bruttoerzeugung (%)
Kohle	70,32
Wasserkraft	12,72
Gas	11,50
Diesel	2,20
Kernenergie	2,56
Wind	0,67
Biomasse	0,03
Gesamt	100,0

Tab 3: Energieträgereinsatz zur Stromerzeugung; Indien; 2004/05

Die tatsächliche, jeweils auf ein Jahr bezogene Energieversorgungssituation für die 10. Planungsperiode von 2002-07 (laut Angaben des 'Report of Working Group on Power for 11th Plan (2007-12) – Ministry of Power' von Januar 2007) ist der folgenden Tabelle zu entnehmen:

Jahr	Spitzenwert			Energie		
	Bedarf MW	Verfügbar MW	Defizit %	Bedarf Mio. kWh	Verfügbar Mio. kWh	Defizit %
2002-03	81.492	71.547	12,2	545.983	497.690	8,8
2003-04	84.574	75.066	11,2	559.264	519.398	7,1
2004-05	87.906	77.652	11,7	591.373	548.115	7,3
2005-06	93.255	81.792	12,3	631.757	578.819	8,4
2006-07 (bis Dez. 2006)	100.466	86.415	14,0	510.223	465.149	8,8

Tab. 4: Tatsächliche Energieversorgungssituation (auf ganz Indien bezogen) im 10. Fünfjahresplan (2002-07)

Stromübertragung und -verteilung

Im Laufe der Jahre wurde in Indien ein ausgedehntes Übertragungs- und Verteilungsnetzwerk aufgebaut. Abhängig von der jeweiligen Strommenge und der Entfernung werden Leitungen mit geeigneter Spannung verlegt. Hierbei kommen Leitungen mit Nennspannungen von 500 kV HVDC und 765 kV, 400 kV, 230/220 kV, 110 kV und 66 kV AC zum Einsatz, die von den bundesstaatlichen Elektrizitätsgesellschaften und von zentralstaatlichen Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsunternehmen installiert werden. Die Standardspannungswerte auf der Verteilungsseite betragen 33 kV, 22 kV, 11 kV, 400/230 Volt sowie 6,6 kV, 3,3 kV und 2,2 kV. Ende März 2005 hatten die unter den verschiedenen Spannungswerten gefahrenen Übertragungs- und Verteilungsleitungen eine Länge von 6.570.823 Netzkilometern.

Ursprünglich bestanden in Indien fünf nicht miteinander verbundene regionale Netze zur Stromübertragung. Unter der Ägide der 1998 ins Leben gerufenen Power Grid Corporation of India Ltd. kam es zu einer Verknüpfung der Einzelnetze und somit zur Entstehung eines nationalen Verbundnetzes.⁵ Bereits 45 % des landesweit produzierten Stroms werden über das Verbundnetz in die Verbrauchsregionen transportiert. Die gesamte Durchleitungskapazität beträgt mittlerweile 11.500 MW.

Bis 2012 soll das nationale Verbundnetz auf eine Durchleitungskapazität von 37.150 MW ausgebaut werden. Wie leistungsfähig das Netz letztlich sein wird, hängt auch davon ab, inwieweit derzeitige Schwierigkeiten, wie beispielsweise die mangelhafte Stabilität, behoben werden können. Allein den durch Stromausfälle verursachten Schaden beziffert die indische Regierung inzwischen auf über 35 Mrd. US\$ pro Jahr.

Stromverbrauch

Der gesamte Stromverbrauch lag im Bilanzjahr 2005/06 bei knapp 567 TWh. Im Bilanzjahr 2004/05 verzeichneten die Haushalte einen Anteil von rund 21 %, Landwirtschaft 20 %, Industrie 44 % und andere Sektoren 15 % (u.a. Gewerbe, öffentlicher Dienst). Im gleichen Jahr lag der Pro-Kopf-Verbrauch bei etwa 613 kWh/Jahr.

Der indische Strommarkt ist nach wie vor durch hohe Defizite bei der Deckung von Lastspitzen (2006: 14 %) und bei der Bewältigung der Stromnachfrage (2006: 8,8 %) gekennzeichnet. Durch Implementierung von Energieeffizienz- und Energiesparmaßnahmen auf den verschiedenen Erzeugungs- und Verbrauchsebenen erhofft sich die indische Regierung, der Kostenintensität von Kapazitätsausweitung und Netzausbau eine kostengünstige Strategie entgegen zu setzen. Um zu erreichen, dass die thermischen Kraftwerke auf möglichst effizientem Niveau gefahren werden, vergibt das Elektrizitätsministerium beispielsweise Auszeichnungen bzw. Prämien, wie z.B. den "Productivity Award".

Strompreise

Mangelnde Effizienz und Rentabilität der nationalen und bundesstaatlichen Stromversorger sind unter anderem auf eine verzerrte und nicht kostendeckende Preisstruktur zugunsten des Agrarsektors und der Privathaushalte zurückzuführen. Benachteiligt durch überhöhte Strompreise sind hingegen der gewerbliche und der industrielle Sektor.

⁵ Daten zum Bestand, zu Ausbauplänen und interregionalen Verbindungen des nationalen Übertragungsnetzes werden unter www.cercind.org/powergrid.htm aufgelistet.

Nach Einschätzung des Gutachterausschusses "Integrierte Energiepolitik" (Planungskommission, August 2006) gehören die Strompreise für die Stromkunden in Indien – und insbesondere für die Stromkunden aus dem gewerblichen und industriellen Sektor – zu den höchsten weltweit. Auf der Grundlage von Länderberichten berechneten die Gutachter, dass im Jahr 2002 der durchschnittliche, an der Kaufkraftparität gemessene Strompreis in US-Cents in Indien 30,8, in den USA 7,7, in Deutschland 9,5, in Japan 15,3, in China 20,6 und in Brasilien 27,6 betrug.

Die gleichzeitige Unzuverlässigkeit der netzgebundenen Stromversorgung hat eine Reihe industrieller Nutzer dazu veranlasst, die Stromerzeugung in eigenen Kraftwerken zu betreiben. Obwohl die öffentlichen Versorger auf diese Weise ihre lukrativsten Kunden verlieren, ist diese Preispolitik nach wie vor gängig. Neue Tarifregelungen, die die meisten bundesstaatlichen Regulierungsbehörden mittlerweile veröffentlicht haben, beinhalten teilweise Ansätze, um die beschriebenen Ungleichgewichte zu beheben und die Stromvergütung kostendeckender als bisher üblich zu gestalten. Behindert wird eine ausgewogene Preispolitik nach wie vor durch mangelnde Verbrauchserfassung und illegale Strombezüge. Es wird geschätzt, dass lediglich 55 % des produzierten Stroms in Rechnung gestellt und nur 40 % korrekt abgerechnet werden.

19.2 Marktakteure

Die wichtigsten Akteure des indischen Stromsektors sind die Bundesstaaten. Dort wird die Stromversorgung maßgeblich durch 13 State Electricity Boards (SEB) und 13 Electricity Departments (ED) in den Bundesstaaten und den Unionsterritorien gewährleistet. Die SEB und ED kontrollieren 90 % der regionalen Stromverteilung in 25 der 28 Bundesstaaten und sind teilweise auch für die Stromübertragung zuständig. An der gesamten Stromerzeugungskapazität hatten die öffentlichen Versorger der Bundesstaaten im März 2006 einen Anteil von 57 %.

Neben den zuvor genannten regionalen Akteuren wird der indische Stromsektor von zentralstaatlichen Unternehmen dominiert. Mit einem Anteil von 32 % an der nationalen Stromerzeugungskapazität gehören dazu die National Thermal Power Corporation (NTPC)⁶, die National Hydroelectric Power Corporation (NHPC)⁷ und die Nuclear Power Corporation (NPC), die den Strom an die SEB verkaufen. Die Power Grid Corporation ist für die Stromübertragung zwischen den Bundesstaaten zuständig. Für den Stromhandel großer unabhängiger Stromerzeuger, die Strom an mehr als einen Staat liefern, ist die im Jahr 2001 gegründete Power Trading Corporation (PTC) verantwortlich.

Unter den Marktakteuren gewinnen allmählich auch Akteure des Privatsektors an Bedeutung. Das gilt insbesondere für entlegene Versorgungsgebiete, in denen private Unternehmen und auch Kommunen zunehmend die Erzeugungs- und Verteilungsleistung erbringen. Im Bereich der Stromverteilung liegt der Anteil des Privatsektors inzwischen bei rund 10 %. In zwei Bundesstaaten – Orissa und Delhi – ist im Rahmen der Reform des Stromsektors eine komplette Privatisierung der Stromverteilung vorgenommen worden. Allein aus der Aufspaltung und Privatisierung des SEB in Orissa sind zwei Erzeugungs-, ein Übertragungs- und vier Verteilungsunternehmen hervorgegangen.

⁶ Die NTPC betreibt mit Kohle und Erdgas befeuerte Anlagen. Sie hat allein einen Anteil von 20 % an der nationalen Stromerzeugungskapazität.

⁷ Die NHDC ist die größte Organisation zur Entwicklung der Wasserkraft in Indien. Ihr Ziel ist darüber hinaus, zu gewährleisten, dass sich die Nutzung von Wasserkraft, Wind, Gezeitenenergie und Geothermie in Übereinstimmung mit der nationalen Wirtschaftspolitik entwickelt.

19.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Die Hauptverantwortung für die Organisation des Stromsektors auf nationaler Ebene trägt das Elektrizitätsministerium (Ministry of Power – MoP), dem die Central Electricity Authority (CEA) in technischen und wirtschaftlichen Fragen zuarbeitet. Für Entwicklung und Förderung erneuerbarer Energien ist das Ministry of New and Renewable Energy (MNRE)⁸ zuständig, wobei insgesamt neun MNRE-Regionalbüros, die in direktem Kontakt zu den Regierungen der einzelnen Bundesländer stehen, für eine effektive Umsetzung aller vom MNRE aufgelegten Programme sorgen. Für die Formulierung der Fünfjahrespläne im Energiesektor gibt es mit der Planning Commission eine eigene institutionelle Einrichtung. Diese nimmt gleichzeitig die Aufgabe wahr, die Planungsaktivitäten der einzelnen Energieministerien untereinander und mit den wirtschaftlichen Zielen der Regierung abzustimmen.

Reformen des Elektrizitätssektors

Der Stromsektor in Indien hat sich über Jahre als reformresistent gezeigt. Eine gesetzliche Neuregelung (Electricity Laws Amendment Act) im Jahr 1991 und eine Reform der Elektrizitätsgesetze von 1910 und 1948 zur Öffnung des Marktes für private in- und ausländische Investoren erwiesen sich zunächst als wenig erfolgreich. Daraus hervorgehende Maßnahmen, wie beispielsweise eine Senkung von Importzöllen und Steuern sowie gesicherte Renditen für unabhängige Stromerzeuger, wurden kaum angenommen. Gleichzeitig zeigte sich durch eine zunehmend prekäre Finanzsituation der SEBs, dass die Investitionen in den Stromsektor mit dem rasanten Anstieg des Strombedarfs – ausgelöst durch das Wirtschaftswachstum – immer weniger Schritt halten konnten.

Als grundlegendes Strategiepapier für die Reform der bundesstaatlichen Stromsektoren wurde Ende 1996 der “Minimum National Action Plan for Power” verabschiedet, der als Ziel die Wirtschaftlichkeit der SEBs und deren Unabhängigkeit von politischen Institutionen beinhaltet.⁹ Letztlich sollte damit ein regulatives und operationales Umfeld geschaffen werden, das weitreichende private Investitionen ermöglicht.

Nachdem die Reformen vor dem Hintergrund der föderalen Strukturen in Indien und der damit einhergehenden regionalen Selbstbestimmung zunächst nur in einigen Bundesstaaten umgesetzt wurden, gewinnen sie allmählich an breiterer Durchsetzungskraft.¹⁰ In 12 Bundesstaaten wurden die Zuständigkeiten für Erzeugung und Netzbetrieb bereits voneinander getrennt (“unbundling”). In 10 weiteren Staaten sind ähnliche Schritte zur Entflechtung des Stromsektors in Vorbereitung. Insgesamt spielen unabhängige Stromproduzenten, deren Bedeutung für die Versorgungssicherheit als essenziell angesehen wird, nach wie vor allerdings eine untergeordnete Rolle. Für den Bereich der Stromübertragung spielen privatwirtschaftliche Beteiligungen bislang so gut wie keine Rolle.

Handel mit Strom wurde im Jahr 1999 mit der Gründung der Aktiengesellschaft “Power Trading Corporation of India” eingeführt. Die Verabschiedung des Elektrizitätsgesetzes (Electricity Act) im Jahr 2003 ermöglichte die Erschließung des Marktes zur optimalen Energienutzung, trieb den Stromaustausch mit Nachbarländern voran und erleichterte innerhalb des Landes den Zugang zum Stromaustausch von Überfluss- zu Defizitanlagen. Ende März 2005 waren Stromhandelslizenzen an 13 Stromhandelsgesellschaften ausgestellt worden. Allerdings betrieben im Jahr 2004/05 nur 4 Gesellschaften Handel mit Strom. Die von diesen Gesellschaften gehandelte elektrische Energie hatte ein Gesamtvolumen von etwa 11.846 GWh, was ungefähr 2% der insgesamt von allen Versorgern erzeugten Elektrizität ausmacht.

8 Das “Ministry of Non-Conventional Energy Sources” wurde am 14. Oktober 2006 in “Ministry of New and Renewable Energy” umbenannt.

9 Noch im gleichen Jahr wurde die SEB im Bundesstaat Orissa privatisiert.

10 Aktuelle Informationen zum Stand der Reformen in den einzelnen Bundesstaaten können von der Internetseite des Elektrizitätsministeriums bezogen werden: <http://powermin.nic.in>.

Regulierungsbehörden

Insbesondere um die dringend notwendige Tarifreform einzuleiten und den Finanzfluss von Subventionen transparent zu machen, wurde im April 1998 ein Gesetz zur Einrichtung von zentralen und bundesstaatlichen Stromregulierungskommissionen verabschiedet.¹¹ Die zentrale Regulierungsbehörde (Central Electricity Regulatory Commission – CERC) setzt die Tarife der staatlichen Stromerzeuger fest, reguliert die landesweite Stromübertragung und -verteilung und berät die Regierung in Fragen der Tarif- und Wettbewerbspolitik. Die auf Ebene der Bundesstaaten eingerichteten unabhängigen Regulierungsbehörden (State Electricity Regulatory Commissions – SERCs) sollen den Erzeugungs- und Verteilungsmarkt im regionalen Rahmen beaufsichtigen. Bisher haben 24 der 28 Bundesländer solche SERCs entweder schon eingerichtet oder deren Einrichtung angekündigt.

Central Electricity Authority (CEA)

Die zentrale Elektrizitätsbehörde CEA wurde im Rahmen der Energiereformen von 1948 gegründet. Sie arbeitet dem Elektrizitätsministerium in technischen und wirtschaftlichen Fragen zu. Darüber hinaus berät sie die Zentralregierung in den Bereichen, die in Verbindung mit der nationalen Elektrizitätspolitik stehen. Mit dem Ziel, die nationalökonomischen Interessen zu erfüllen und gleichzeitig allen Stromverbrauchern eine verlässliche und finanziell tragbare Elektrizitätsversorgung zu sichern, koordiniert die CEA außerdem die Aktivitäten der nationalen "Planning Agencies".

Elektrizitätsgesetz 2003

Das im Juni 2003 in Kraft getretene Elektrizitätsgesetz ersetzt entsprechende Vorgängergesetze. Es zielt auf die Abschaffung der monopolartigen Stellung der SEBs und visiert ein "multi buyer"- und "multi seller"- Marktmodell an. Indem es eine Reihe administrativer Hürden zur Entwicklung des Stromsektors abschafft, erleichtert es unter anderem auch Initiativen potentieller Investoren. Insbesondere Eigenerzeuger und Akteure in den ländlichen Regionen profitieren von dem Gesetz. So müssen Betriebe, die ihren Strombedarf durch Eigenerzeugung decken, nicht mehr die Zustimmung der relevanten Regulierungsbehörde zur Stromerzeugung und Einspeisung ins Netz einholen. Außer Industriebetrieben erlaubt das Gesetz jetzt auch kommerziellen Betreibern wie etwa Hotels oder Krankenhäusern sowie Kooperativen und Verbänden, Strom für den Eigenbedarf zu erzeugen.

Gegen Zahlung einer Gebühr können Stromerzeuger und -händler jetzt Zugang zu den Übertragungs- und Verteilungsnetzen erhalten.¹² Mit Ausnahme von Wasserkraft ist zur Stromerzeugung keine Lizenz mehr erforderlich. Für den Stromhandel und für Stromübertragung und -verteilung werden allerdings Lizenzen ausgestellt.

Vor Ort arbeitende Organisationen in ländlichen Gebieten (Gemeinden, Kooperativen, Konzessionäre, Nicht-Regierungs-Organisationen etc.) unterliegen weder bei Stromerzeugung noch bei Stromübertragung, -verteilung oder -handel einer Lizenzpflicht.

Aufgrund des Elektrizitätsgesetzes stehen die SEB unter beträchtlichem Anpassungsdruck, da es dazu führen kann, dass sie einen erheblichen Anteil ihres Kundenkreises verlieren. Letzteres hängt mit den zunehmenden Möglichkeiten für Selbsterzeuger zusammen und zudem mit der Tatsache, dass Stromerzeuger den selbsterzeugten Strom nicht mehr an die mit abbröckelnden Finanzen kämpfende SEB verkaufen müssen und jetzt stattdessen Verträge mit Privatkäufern schließen können.

¹¹ „Electricity Regulatory Commission Act“ vom 25. April 1998.

¹² Auf regionaler oder überregionaler Ebene arbeitende Übertragungsgesellschaften verlangen manchmal einen Zuschlag auf die Transportkosten für Stromübertragung. Ausgenommen davon ist die Stromübertragung zu anderen Standorten für den Eigenbedarf.

19.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Schon 1982 wurde im Energieministerium ein Amt für "nicht-konventionelle Energiequellen" eingerichtet. Im Jahr 1992 wurde daraus ein unabhängiges Ministerium für nicht-konventionelle Energiequellen (MNES) und im Oktober 2006 wurde das MNES in Ministerium für neue und erneuerbare Energien (MNRE) umbenannt. Der Aufgabenkreis des MNRE umfasst den gesamten Sektor erneuerbarer Energien, also Solar- und Windenergie, Wasserkraft, Energie aus Biomasse und Erdwärme sowie Gezeitenenergie.

Unter der Federführung des MNRE wurden folgende Behörden eingerichtet:

Die Agentur für die Entwicklung erneuerbarer Energien (Indian Renewable Energy Development Agency, IREDA), eine Finanzbehörde, die den Sektor erneuerbarer Energien damit unterstützt, dass sie finanzielle Mittel zu günstigen Bedingungen zur Verfügung stellt.

Das Zentrum für Solarenergie, ein nationales Institut für erneuerbare Energien sowie ein Zentrum für Windkrafttechnologien (C-WET "Centre for Wind Energy Technology"), errichtet mit dem Ziel, Forschung und Entwicklung sowie Tests und Zertifizierungen in den betreffenden Bereichen voranzutreiben.

Eine Vielfalt an Projekten und Programmen auf Basis von erneuerbaren Energien konnten durch ein landesweit gespanntes Netzwerk an Institutionen bereits implementiert werden. Zu diesem Netzwerk gehören die State Nodal Departments, die State Nodal Agencies, unabhängige Organisationen, NROs, Institutionen für Forschung & Entwicklung, Finanzinstitutionen und Privatunternehmen.

Neun Regionalbüros des MNRE wurden in den Hauptstädten einzelner Bundesstaaten errichtet, um Monitoring, Supervision und Aufklärung zu betreiben. Sie arbeiten u.a. mit NGOs und Projektleitern zusammen und stellen Erfahrungswerte aus der Praxis zur Verfügung.

Nach dem Elektrizitätsgesetz von 2003 sind die Bundesstaaten verpflichtet, Regeln zur Festlegung der Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien aufzustellen. Die Bundesstaaten Karnataka, Uttatanchal und Uttar Pradesh führten 2005 spezielle Einspeisetarife für erneuerbaren Strom ein und erhöhten die Zahl der Staaten mit derartigen Vergütungsregelungen damit von 3 auf 6. In Maharashtra sind die bestehenden Einspeisetarife für Strom aus Windkraft, Biomasse, Bagasse und Kleinwasserkraft ausgedehnt worden. Anfang 2006 verkündete die indische Regierung die Einführung einer neuen Tarifpolitik, die darauf abzielen soll, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weiter voranzutreiben. Bestandteile sollen Elemente wie Quotenregelungen, Vorzugstarife sowie Richtlinien zur Preisregelung im Fall ungesicherter Leistung sein.

Renewable Energy Plan 2012

Nach einem Entwurf der Regierung beinhaltet der so genannte "Renewable Energy Plan 2012", der vorwiegend auf die Grundversorgung in ländlichen Gebieten ausgerichtet ist, unter anderem folgende Ziele:

- Erreichen eines 10%igen Anteils (ca. 12 GW installierte Leistung) an der nationalen Stromversorgung durch erneuerbare Energiequellen;¹³
- Elektrifizierung von wenigstens 4.500 ländlichen Ansiedlungen (25 % der 18.000 nicht elektrifizierten Dörfer) auf Basis erneuerbarer Energien;
- Installation von 5 Mio. solarbetriebenen Leuchten und 2 Mio. Solar-Home-Systemen.

13 Anteile der einzelnen Sektoren: Windkraft 6.000 MW, Biomasse 3.500 MW, Kleinwasserkraft 2.000 MW, Energieerzeugung aus Müll 400 MW, thermische Solaranlagen 250 MW und Photovoltaik 30 MW.

Finanzielle und steuerliche Förderungen von erneuerbaren Energien

Im Rahmen diverser Förderprogramme unterstützt das MNRE im Strombereich Ausbauvorhaben für Windkraft, Kleinwasserkraft, Biomasse, Biogas und Photovoltaik. Hierbei wird auf ein Bündel von Fördermaßnahmen der Zentral- und Bundesregierungen zurückgegriffen. Mit Zuschüssen, Krediten und fiskalischen Anreizen wurden die Forschung und Entwicklung, die Durchführung von Demonstrationsvorhaben und der Einstieg in kommerzielle Investitionsprojekte ermöglicht. Zu den finanziellen und steuerlichen Förderungen gehören auf zentraler Ebene folgende:

- Befreiung der meisten "Erneuerbare Energien-Produkte" von der Mehrwertsteuer;
- zollbegünstigter Import bestimmter Komponenten;
- befristete Einkommensteuerbefreiungen von Projekten zur Stromerzeugung;
- beschleunigte Abschreibung zu Steuerzwecken im ersten Jahr nach der Installation von Systemen;

- Investitions-/Zinssubventionen in Form zinsbegünstigter Kredite für Hersteller und Nutzer gewerblicher und halb-gewerblicher Technologien;
- Möglichkeiten, bzw. Erleichterungen von Stromdurchleitungen sowie dem Stromverkauf an Dritte;

und auf Ebene der Bundesstaaten:

- Ermöglichung des Stromverkaufs an die staatlichen Stromversorger;
- Ermöglichung des vergünstigten Stromtransports über das Verbundnetz;¹⁴
- Begünstigte Berücksichtigung bei der Nachfrage zu Spitzenlastzeiten (Befreiung von Stromabschaltungen);
- Möglichkeiten des "banking";¹⁵
- Begünstigungen bei Verkaufssteuern (z.B. durch Aufschub);
- Ausnahme von der Stromsteuer bei Eigenversorgern;
- Kapitalsubventionen.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die verschiedenen staatlichen Förderungsmaßnahmen für Windenergie.

		Andra Pradesh	Karnataka	West Bengal	Madhya Pradesh	Maharashtra	Rajasthan	Tamil Nadu	Gujarat	Kerala
Wheeling ¹⁶	%	2	20	2	2	2	2	5	4	5
Banking	Monate	12	2% p. Million für 12 Monate	6	-	12	12	5% (12 Monate)	6	9 (Juni-Feb.)
Tarif	Rs/kWh	2,25	2,25	Fallspezifisch	2,25	2,25	2,89	2,70	2,60	2,80
Jährliche Tarifanpassung	%	5	5,2	Fallspezifisch	-	(0,15 Rs/kWh über 13 Jahre)	5	-	0,05 Rs/kWh	5 und über 5 Jahre von 2000-01 an
Verkauf an Dritte		nicht erlaubt	erlaubt	nicht erlaubt	erlaubt	erlaubt	erlaubt	nicht erlaubt	nicht erlaubt	nicht erlaubt
Kapitalsubventionen		max. 20% (2,5 Mio. Rs)	(max. 2,5 Mio. Rs)	-	wie bei anderen Industriezweigen	max. 30% (max. 2 Mio. Rs)	-	-	-	-
Andere wirtschaftliche Anreize		Gewerbestatus ¹⁷	Befreiung von Stromsteuer für 5 Jahre	-	-	-	Befreiung von Stromsteuer für 5 Jahre	-	Befreiung von Stromsteuer auf 30% der installierten Kapazität	-

Tab. 5: Staatliche Unterstützungsleistungen für Strom aus Windenergie in Indien¹⁸

14 Dies wird in Indien als „wheeling“ bezeichnet. Als Transportentgelt wird ein bestimmter Prozentsatz des Stroms physisch in Rechnung gestellt. Beträgt der "wheeling"-Satz z.B. 5%, so sind 100% der vertraglichen Menge einzuspeisen, der Netzbetreiber übergibt aber nur 95% an den Empfänger.

15 Beim "banking" wird (Überschuss-)Strom an den lokalen Stromversorger zum Weiterverkauf geliefert. Der Lieferant darf innerhalb eines bestimmten Zeitraums nach Bedarf eine genauso große Energiemenge aus dem Netz beziehen.

16 Prozent der eingespeisten Strommenge.

17 Der Gewerbestatus berechtigt zum Erhalt bestimmter anderer Vergünstigungen.

18 Sources: MNES, Annual Report 2002/2003, Wind Power Monthly, 11/2003.

Indian Renewable Energy Development Agency

Die Agentur für die Entwicklung erneuerbarer Energien (Indian Renewable Energy Development Agency – IREDA) wurde 1987 als Gesellschaft des öffentlich-privaten Rechts (public limited government company) gegründet; ihre Aufgabe ist es, auf erneuerbare Energieträger bezogene Forschungs- und Implementierungsprogramme finanziell zu unterstützen.¹⁹ Als öffentliche Finanzbehörde vergibt sie auch auf gemeinnütziger Grundlage Kredite an Projekte. Das Gegenstück auf Bundesstaatenebene sind die State Nodal Agencies, deren Aufgabenstellung sich auf Auswahl, Förderung und Verbreitung von Informationen über erneuerbare Energien konzentriert.

Bis 31.3.2006 hatte IREDA Bewilligungen über zinsbegünstigte Kredite im Umfang von rund 1,3 Mrd. € (73,1 Mrd. Rs) erteilt. 650 Mio. € (37,9 Mrd. Rs) waren bis zu diesem Zeitpunkt an Investitionsvorhaben ausgezahlt, davon flossen etwa 240 Mio. € (13,9 Mrd. Rs) in den Windenergiesektor. Die Mittel entstammen nationalen wie auch internationalen Finanzierungsquellen, darunter auch ein Kredit der Weltbank für Windenergieprojekte in Höhe von 78 Mio. US\$. Auch die deutsche Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) unterstützt die IREDA mit langfristigen Verbundkrediten²⁰ in Höhe von 61 Mio. €.

Clean Development Mechanism

Indien hat im August 2002 das Kyoto-Protokoll offiziell ratifiziert. Als nationale zuständige Institution (DNA) für den "Clean Development Mechanism" (CDM) ist 2003 die National CDM Authority (NCA) im "Ministry of Environment and Forests" (MoEF) eingerichtet worden. 227 Projekte hat die NCA bis Ende Februar 2006 bereits genehmigt, davon allein 118 auf Basis von erneuerbaren Energien. Beim CDM Executive Board (EB) wurden bis Ende Dezember 2006 141 Projekte aus Indien registriert. Hinsichtlich aller beim EB registrierten Projekte nimmt Indien damit zurzeit mit etwa 30% die Spitzenposition ein. Hinsichtlich der mit den Projekten tatsächlich erzeugten Emissionszertifikate rangiert Indien mit 12% im weltweiten Vergleich an vierter Stelle.

Zu den jüngsten CDM-Projekten, die beim EB registriert wurden, gehören zwei Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Biomasse – eine netzgebundene 8-MW-Anlage mit einem jährlichen CO₂-Einsparungspotenzial von rund 21.000 Tonnen - und eine Selbstversorgungsanlage für ein Textilunternehmen mit einem jährlichen CO₂-Einsparungspotenzial von rund 19.400 Tonnen.

Durch eine gemeinsame Absichtserklärung zwischen der Industrial Development Bank of India (IDBI) und der International Finance Corporation (IFC) Ende 2006 ist den indischen Unternehmen die Unterstützung bei der Durchführung von CDM Projekten zugesichert worden. Dazu gehört unter anderem die Förderung des Verkaufs der national erzeugten Zertifikate auf dem globalen Markt, um den nationalen Unternehmen die Erlöse aus CDM-Projekten auf einfache und schnelle Weise zugänglich zu machen.

Im Rahmen des "Indo-German Energy Programme" (IGEN) startete die GTZ gemeinsam mit dem Bureau of Energy Efficiency im Elektrizitätsministerium das bilaterale Vorhaben CDM IGEN. Es sieht unter anderem die Durchführung konkreter Emissionsreduktionsprojekte mit Partnern in Indien vor. Derzeit unterstützt die GTZ zehn Projekte durch Personal- und Organisationsentwicklung, darunter einen 300-MW-Windpark in Tamil Nadu sowie zwei Kleinwasserkraftprojekte von 6 bzw. 9 MW.²¹

19 Die IREDA ist jetzt auch für die Finanzierung von Projekten zuständig, die Energiehaushalten und Energiesparen beinhalten.

20 Bundesmittel der finanziellen Zusammenarbeit in Kombination mit Eigenmitteln der KfW.

21 Weitere Informationen zur deutsch-indischen Zusammenarbeit bei CDM: www.cdmindia.com.

19.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Die installierte Stromerzeugungskapazität von Anlagen auf Basis regenerativer Energien belief sich im September 2006 auf 9.100 MW (ohne Großwasserkraft). Die Windkraft konnte sich in den vergangenen Jahren als wichtigste Technologie nach der Wasserkraft etablieren und wird voraussichtlich in den kommenden Jahren ihre Stellung weiter ausbauen. Die in Indien insgesamt vorhandenen Potenziale zur Nutzung von erneuerbaren Energien sind allerdings erst zu einem Bruchteil ausgeschöpft. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die vorhandenen Potenziale und den kumulativen Ausbaustand (laut Angaben des MNRE):

Energiequelle/ Stromerzeugungsanlagen	Geschätztes Potenzial	Kumulativer Ausbaustand (per 30.09.2006)
Strom aus erneuerbaren Energiequellen		
Netzgekoppelte erneuerbare Energiequellen		
Strom aus Biogas (landwirtschaftliche Reststoffe & Plantagen)	61.000 ¹ MW	466 MW
Windenergie	45.000 ² MW	6.070 MW
Kleinwasserkraftwerke (bis 25 MW)	15.000 MW	1.850 MW
Kraft-Wärme-Kopplung mit Bagasse	5.000 MW	572 MW
Stromerzeugung aus Müll	7.000 MW	35 MW
Sonnenenergie	50.000 ³ MW	2,7 MW
Zwischensumme	183.000 MW	8.996 MW
Dezentrale erneuerbare Energien		
Biomasse/Kraft-Wärme- Kopplung (nicht-Bagasse)	-	11,5 MW
Biomassenvergaser	-	76 MW
Energierückgewinnung aus Müll	-	11 MW
Zwischensumme	-	98,5 MW
Gesamt (A + B)	-	9.094,5

Energiequelle/ Stromerzeugungsanlagen	Geschätztes Potenzial	Kumulativer Ausbaustand (per 30.09.2006)
Elektrifizierung entlegener Dörfer	-	2.237/594 (Dörfer/Weiter)
Dezentralisierte Energieanlagen		
Häusliche Biogasanlagen	12 Millionen	3,9 Millionen
Gemeinde-/einrichtungsg- bundene/Schwarzwasser- Biogasanlagen	-	3.902 Anlagen
Verbesserte chulha (Kochherde)	120 Millionen	35,2 Millionen
Photovoltaikanlagen	20 MW/km ²	
I. Solaranlagen für Straßenbeleuchtung	-	54.659 Stück
II. Hausbeleuchtungs- systeme	-	301.603 Stück
III. Solarleuchten	-	463.058 Stück
IV. Solarkraftwerke	-	1.860 kW _p
Solaranlagen zur Warmwasserbereitung	140 Mio. m ² Kollektorfläche	1,5 Mio. m ² Kollektorfläche
Windgenerator-/ Hybridanlagen	-	520 kW
Solar-Photovoltaik-Pumpen	-	7.068 Stück

Tab. 6: Geschätzte mittelfristige (bis 2032) Potenziale und kumulativer Ausbaustand per 30. September 2006

Quelle:

- Ministerium für neue und erneuerbare Energien (Ministry of New and Renewable Energy)
- 1: 16.000 MW aus landwirtschaftlichen Reststoffen und 45.000 MW aus ca. 20 Mio. ha Ödland mit einem Ertrag von 10 MT Holzbiomasse /ha/Jahr, woraus bei einer Systemeffizienz von 30 % und 75 % Lastfaktor 4000 kcal/kg gewonnen werden. Zur Einbringung von Ödland für den Anbau von Biomasse wären größere Anstrengungen seitens einer ganzen Reihe von Ministerien erforderlich, u.a. Landwirtschaftsministerium, Ländliche Entwicklung, Panchayati Raj, Umwelt und Forstwirtschaft, und Biotechnologie als wichtigste Partner.

- 2: Abhängig von zukünftigen Entwicklungen, mit deren Hilfe die Solartechnologie kostenwettbewerbsfähig im Hinblick auf Netzstromanwendungen werden könnte.
- 3: Die Angaben werden derzeit noch abgesichert.

Wasserkraft

Im Bilanzjahr 2005/06 lag der Beitrag von Wasserkraft zur Gesamtstromerzeugung in Indien bei etwa 16%. Obwohl die installierte Leistung der Wasserkraft bis heute beständig zugenommen und 2006 33 GW – 22% des Gesamtpotenzials – erreicht hat, ist ihr Anteil an der Gesamtkapazität in den vergangenen 40 Jahren von über 50% im Zeitraum zwischen 1962-63 auf knapp 26% Ende des Jahres 2005/06 gesunken. Um diesem Trend entgegenzuwirken, wurde Ende 1999 die Zuständigkeit für Kleinwasserkraftprojekte (3-25 MW) vom Elektrizitätsministerium auf das MNRE verlagert, das bereits seit 1989 für Miniwasserkraft (< 3 MW) zuständig war. Das Elektrizitätsministerium ist heute nur noch bei Großprojekten (> 25 MW) involviert. Im Bilanzjahr 2004/05 kamen 1,435 GW Leistung durch Großkraftwerke hinzu.

Wasserkraftpotenziale

Das gesamte Wasserkraftpotenzial Indiens wird bei einem Lastfaktor von 60% auf 84 GW geschätzt. Ende März 2006 waren 19,1% der Potenziale (etwa 16 GW bei 60% Lastfaktor) bereits erschlossen und ca. 5,6% befanden sich im Entwicklungsstadium, was bedeutet, dass 75,3% der Wasserkraftpotenziale noch nicht ausgenutzt werden. Für 162 Wasserkraft-Projekte in 16 Bundesstaaten mit einer Gesamtkapazität von fast 48 GW sind bereits Machbarkeitsstudien erstellt worden. Das Potenzial von Kleinwasserkraftwerken (< 25 MW) wird nach Untersuchungen des MNRE und der CEA alleine auf über 15 GW geschätzt, das von Mini- (< 3 MW) und Kleinstwasserkraftwerken (< 100 kW) auf zusammen 10 GW. In einer Datenbank des MNRE sind rund 4.400 potenzielle Standorte mit einer Leistung von fast 10,5 GW erfasst. Realisiert wurden bis Ende 2005 Vorhaben mit einer Gesamtkapazität von circa 1.750 MW.

Ausbau bei Miniwasserkraft und Anreizsysteme

Kleinst- und Miniwasserkraftwerke sind für die Stromerzeugung in abgelegenen und gebirgigen Regionen abseits der überregionalen Versorgungsnetze eine wirtschaftliche Option. Dank einer guten staatlichen Förderung sind in Indien Miniwasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von über 1.250 MW (Stand September 2006) realisiert worden. Damit hat sich die Stromerzeugung aus derartigen Anlagen in den letzten 10 Jahren vervierfacht. In der Vergangenheit hat vorwiegend der Staat den Bau von kleinen Wasserkraftwerken betrieben. Fördermaßnahmen für private Investoren haben dazu geführt, dass diese mittlerweile die meisten Zubauten an Kapazitäten selbst stemmen. Neben unterschiedlichen Anreizsystemen auf bundesstaatlicher Ebene²² kommen durch den Zentralstaat unter Federführung des MNRE und IREDA folgende Förderkomponenten zum Zuge:

- finanzielle Unterstützung von Studien und Gutachten;
- finanzielle Unterstützung von detaillierten Projektauswertungen und -berichten;
- Investitionsförderungen;
- Zinsförderung für kommerzielle Projekte;
- Zuschüsse für die Revision und Modernisierung sowie die Sanierung und den Ausbau von Anlagen.

Hersteller und Händler

Indien verfügt über ein gut ausgebautes Hersteller- und Händlernetz, das dem Markt komplette Systeme sowie Bau- und Ersatzteile zur Verfügung stellen kann. Allein für Turbinen von Kleinwasserkraftwerken gibt es 8 Hersteller.

22 16 Bundesstaaten haben Verordnungen zur Förderung von Kleinwasserkraftprojekten mit zum Teil erheblichen Vergünstigungen erlassen bzw. angekündigt und damit eine große Nachfrage bei privaten Investoren ausgelöst. In diesen Bundesstaaten sind bereits über 760 Standorte mit etwa 2.500 MW potenzieller Leistung angeboten und zum großen Teil schon vergeben worden.

Windenergie

Die Windbranche erfährt in Indien seit einigen Jahren ein rasantes Wachstum. Mit einem Zuwachs von 1.430 MW in 2005 lag die installierte Windkraftkapazität Ende 2005 bei 4.435 MW (davon 4.336 MW aus Privatsektorprojekten) und damit weltweit an vierter Stelle. In den ersten neun Monaten 2006 erhöhte sich die installierte Windkapazität Indiens auf 6.070 MW, wobei die Verfügbarkeit einiger Anlagen aufgrund technischer Schäden eingeschränkt sein dürfte.²³ Allein im Rahmen des durch das MNRE implementierten Programms für Kleinwindkraftanlagen "Small Wind Energy and Hybrid Systems" sind bis Ende September 2006 1.141 Anlagen in Kombination mit Wasserpumpensystem installiert worden. Hinzu kommen 464 kW installierter Leistung durch elektrische Windanlagen mit maximal 5 kW sowie Hybridsysteme mit maximal 10 kW. Bis 2010 sollen sich die installierten Windkraftkapazitäten nach aktuellen Schätzungen auf 12 GW erhöhen.

Bundesstaat	Gesamtpotenzial	Technisches Potenzial	Installierte Kapazität 2003	Installierte Kapazität Ende 2005
Andhra Pradesh	8.275	1.750	93	126
Gujarat	9.675	1.780	173	288
Karnataka	6.620	1.120	141	487
Kerala	875	605	2	2
Madhya Pradesh	5.500	825	23	35
Maharashtra	3.650	3.020	401	655
Rajasthan	5.400	895	73	313
Tamil Nadu	3.050	1.750	1.004	2.527
West Bengal	450	450	1	1
Andere	2.990	-	2	2
Gesamt	45.195	12.875	1.912	4.435

Tab. 7: Windkraftpotenzial und installierte Kapazität nach Bundesstaaten; Indien; 2003 und 2005; MW²⁴

Untersuchung der Windressourcen

Das Gesamtpotenzial der indischen Windressourcen wird auf 45 GW geschätzt. Eine umfangreiche Untersuchung erfolgte mit Hilfe des "Wind Resource Assessment Programme" (WRAP) unter Federführung des MNRE und unterstützt durch das Centre for Wind Energy Technology (C-Wet), das gleichzeitig das zentrale Institut für Forschungs- und Entwicklungsaufgaben in der indischen Windbranche ist. Eine Auswertung der in ca. 1.000 Messstationen gewonnenen Daten führte bis 2004 zu einer Identifizierung von 208 geeigneten landgebundenen Standorten.²⁵ Die als geeignet befundenen Standorte werden von den Elektrizitätsgesellschaften der Bundesstaaten ausgewiesen und üblicherweise an private Investoren verkauft oder verpachtet. 2005 und 2006 sind weitere 22 Windmessstationen eingerichtet worden – weitere 47 sind in Planung. Zur Nutzung der Offshore-Windkraft an den Küsten Indiens liegen bislang keine Daten vor. Um eine detaillierte Gesamtübersicht über die Windressourcen Indiens zu gewinnen, entsteht derzeit ein landesweiter Windatlas.

Förderung der Windenergie

Zur Förderung und Weiterentwicklung der Windkraftnutzung in Indien gibt es unter anderem ein vom MNRE koordiniertes Windkraftprogramm, das z.B. Windpotenzialuntersuchungen, Forschungs- und Entwicklungsprojekte sowie Demonstrations-Windfarmen umfasst. Letztere erhalten Zuschüsse von bis zu 60 %, wobei maximal 6 MW pro Bundesstaat gefördert werden. Über die staatliche Agentur IREDA werden darüber hinaus Kredite für private Projekte vergeben. Neben Verbrauchssteuererleichterungen und niedrigen Importzöllen für einzelne Komponenten von Windenergieanlagen bietet insbesondere eine steuerliche Regelung Anreiz zur Investition in Windenergie, nach der Windkraftanlagen im Jahr der Betriebnahme mit 80 % abgeschrieben werden können.

23 Eine Kehrseite bestehender Anreizsysteme: Von technischen Schäden sind mit der Zeit oftmals Anlagen betroffen, deren laufender Betrieb für ihre Investoren – ganz im Gegensatz zur ihrer Errichtung – nur noch unbedeutende Profite einspielt.

24 Quellen: Indian Wind Energy Association, 2003; Ministry of New and Renewable Energy – Annual Report 2005/2006.

25 Das Auswahlkriterium für geeignete Standorte ist eine Winddichte von mehr als 200 W/m² in 50 m Höhe. Eine Karte zu Windpotenzialen in Indien findet sich unter www.inwea.org/map.html.

Eine ganze Reihe bundesstaatlicher Regulierungsbehörden (SERC) haben in den jeweils zugehörigen Bundesstaaten Vorzugstarife für Windenergie eingeführt. Der Vergütungspreis für Windstrom liegt je nach Bundesstaat derzeit zwischen 3,9 und 6 €-ct/kWh (2,25 und 3,5 Rs/kWh). In einigen Bundesstaaten wird zusätzlich ein jährlicher Aufschlag gewährt. Im Wesentlichen dient dieser zur Anpassung der Tarife an die Inflation – in einigen Bundesstaaten geht dieser Aufschlag auch darüber hinaus. Mit einem Grundpreis von 6 €-ct und einem jährlichen Aufschlag von 0,26 €-ct über einen Zeitraum von 13 Jahren bietet Maharashtra derzeit die besten Bedingungen zur Einspeisung von Windstrom. Die Attraktivität der Vergütungssätze – und damit auch ihre Nutzung durch private Investoren – unterscheidet sich zwischen den Bundesstaaten zum Teil erheblich. Fast 90% der bis 2003 installierten Windkraftanlagen wurden beispielsweise in nur vier Bundesstaaten errichtet.

Insgesamt sehr attraktiv gestaltet sich die Situation für Firmen, die für den Eigenbedarf produzieren. Einerseits können sie sich von den Strompreisen, die für Gewerbetriebe gelten und mit 6,3 €-ct im internationalen Vergleich als hoch einzustufen sind, unabhängig machen. Firmen, die ihren Strom gleichzeitig in das nationale Netz einspeisen²⁶, genießen andererseits das Privileg, bei Stromengpässen als Letzte vom Netz genommen zu werden. Etwa 80% der zurzeit durch Windkraft erzeugten Energie entfallen auf Eigenerzeuger – vornehmlich Unternehmen, die die überhöhten Strompreise der bundesstaatlichen Stromversorger vermeiden wollen.

Technische Hemmnisse für den Ausbau der Windkraft

Dem errechneten Windpotenzial von 45 GW steht ein technisches Windpotenzial von etwa 13 GW gegenüber. Dass die beiden Zahlen so weit auseinander gehen, hängt u.a. mit dem schlecht ausgebauten Stromnetz zusammen, das an vielen Standorten eine Einspeisung unmöglich macht. Überlastungen und Reparaturen des Netzes sorgen dafür, dass selbst angeschlossene Windkraftanlagen in guten Windzeiten stillstehen. Ein weiteres Hindernis zum Ausbau der Windkraft stellt vielerorts die Situation des Straßennetzes dar.

Vor diesem Hintergrund scheiden einige Standorte mit Potenzial zur Windkraftnutzung, derzeit insbesondere für Anlagen der Megawattklasse, von vornherein aus.

Heimische Anlagenfertigung

Indien konnte sich in den vergangenen Jahren als wichtiger Produktionsstandort von Anlagen- und Komponentenherstellern etablieren. Inzwischen sind die etwa 15 Unternehmen, die teilweise mit internationalen Unternehmen als Joint-Venture oder im Rahmen einer Lizenzfertigung kooperieren, zunehmend auch im Exportgeschäft tätig. Allerdings bieten nur acht dieser Unternehmen Windgeneratoren über 250 kW an, sodass der Importanteil für größere Anlagen entsprechend hoch ist.

Das indische Unternehmen Suzlon ist mit einem globalen Marktanteil von 6% fünftgrößter Windkraftanlagenhersteller weltweit und marktführend in Indien. 2005 produzierte und verkaufte Suzlon Energy allein Anlagen mit einer Gesamtleistung von 758 MW für den indischen Markt. Das Unternehmen stellt Anlagen mit einer Kapazität von 350 bis 2.100 kW her. Auf Platz zwei rangiert das deutsch-indische Jointventure Enercon India, das seit seiner Gründung im Jahr 1994 bereits rund 750 MW installiert hat, davon 225 MW alleine im Jahr 2005. Hinter Vestas RRB erreichte der nationale Hersteller NEPC India, der sich auf kleine Anlagen spezialisiert hat, Platz 4.

Unabhängige Planungsbüros und Wartungsfirmen gibt es in Indien bislang kaum, so dass die Hersteller von Windkraftanlagen zumeist auch für Wartung und Betrieb ihrer Anlagen zuständig sind.

26 Wer abseits seines industriellen Standortes für den Eigenbedarf produziert und den Strom durch das öffentliche Netz leitet, verpflichtet sich gleichzeitig je nach Bundesstaat, zwischen 4% und 18% des durchgeleiteten Stroms abzugeben.

Biomasse

Die für energetische Zwecke jährlich verfügbare Biomasse aus land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen wird auf 120-150 Mio. Tonnen geschätzt, was einem Stromerzeugungspotenzial von 16 GW entspricht. Rund 5 GW ließen sich laut MNRE allein über mit Bagasse gefeuerte Heizkraftwerke in Zuckerfabriken gewinnen. Biomassekraftwerke auf Basis von Bagasse und landwirtschaftlichen Reststoffen hatten Ende 2005 eine Gesamtkapazität von etwa 970 MW. Weiterhin liegt ein erhebliches Potenzial zur Gewinnung von Biomasse in der Bepflanzung ungenutzter Flächen. Geschätzte 62 GW ließen sich so für netzgebundene Lösungen erschließen und weitere 15 GW für netzferne Einsätze. Um die verfügbaren Ressourcen genauer beziffern und lokalisieren zu können, wurde im neunten Fünfjahresplan (1998–2002) mit einer detaillierten Untersuchung in fast allen Bundesstaaten begonnen. Die gewonnenen Daten sollen in einen umfangreichen Ressourcen-Atlas einfließen.

Im Rahmen des "Biomass Power/Co-Generation Programme" des MNRE werden netzgekoppelte Anlagen sowie Anlagen industrieller Eigenerzeuger mit einer Mindestkapazität von 1 MW gefördert. Ebenso werden Forschung und Entwicklung beispielsweise von modernen Vergasungsanlagen und Motoren unterstützt. Die Förderung erfolgt durch Zinssubventionen, Zuschüsse, fiskalische Anreize, Machbarkeitsstudien und Weiterbildungsangebote. In einer Reihe von Bundesstaaten werden weitere Anreizmechanismen angeboten, wie z.B. Wheeling, Banking, erhöhte Einspeisetarife und die Möglichkeit des Stromverkaufs an Dritte.

Mit diesen Initiativen wurde bis Ende 2005 ein Kapazitätsausbau von 118 MW durch Kraft-Wärme-Kopplungsprojekte auf Basis von Biomasse in fünf Bundesländern erreicht, wobei das angestrebte Ziel allerdings bei 160 MW lag. Im Laufe des Jahres 2004 wurden in den Zuckerfabriken in Privatbesitz die Dampfparameter von 67 ata Dampfdruck auf 87 ata und 515 °C hochgestuft, was die Nettoenergieerzeugung um 5 % bis 6 % erhöht. Derzeit sind in vier Bundesstaaten bereits 12 Anlagen in Betrieb und etwa 15 weitere Projekte werden derzeit realisiert.

Biomasse-Vergasungsanlagen

In Indien werden größere Biomasse-Vergasungsanlagen mit einer Kapazität von 3 bis 500 kW hergestellt. Über 1.800 Vergasungssysteme mit einer Kapazität von 70 MW sind bislang zur netzfernen Stromversorgung im Einsatz. Vermehrten Einsatz finden Biomassevergasungsanlagen auch durch diverse "Village Energy Security Test Projects", die im Rahmen eines ländlichen Elektrifizierungsprogramms des MNRE durchgeführt werden. In einem partizipativen Prozess, bei dem insbesondere auch Frauen einbezogen werden, entstehen dabei dörfliche Versorgungsstrukturen, welche die verschiedenen Energiebedarfe innerhalb eines Dorfes auf Basis der lokal verfügbaren Energieressourcen decken. Ein weiterer Verwendungszweck dieser Anlagen ist der Betrieb von Wasserpumpen und die Deckung des bislang noch offenen Strombedarfs in den Dörfern. Als Partner bei der Realisation dieser Anlagen fungieren meistens ländliche Entwicklungsbehörden auf Distriktebene und Dorf-Panchayats, die diese Anlagen betreiben und instand halten.

Das MNRE subventioniert die Einrichtung von Biomassevergasungsanlagen. Die Subventionen belaufen sich auf 1,5 Mio. Rs pro 100 kW anteilig für zu 100 % erzeugereigene Vergasungsanlagen auf Basis von Biomasse, die der Deckung des Strombedarfs in elektrifizierten Dörfern dienen, sowie für netzgekoppelte Anlagen. Für die darüber hinausgehenden Kosten müssen die Nutzervertretungen/Unternehmer aufkommen.

Biogasanlagen

Auf dem Land sind insbesondere Kleinbiogasanlagen²⁷ weit verbreitet. Zurzeit sind 3,89 Mio. solcher Anlagen in Betrieb. Sie werden zumeist mit organischen Abfällen von Tieren und Haushalten bestückt. Das Gesamtpotenzial für Biogas schätzt das MNRE auf über 12 Mio. Anlagen. Für den Zeitraum 2005/2006 legte das Ministerium ein "National Biogas and Manure Management Programme" auf mit dem Ziel der Neuinstallation von 66.000 Kleinbiogasanlagen. Unterstützt wurde das Programm von der Reserve Bank of India (RBI) sowie der National Bank for Agriculture and Rural Development. Bis Ende 2005 wurde ein Zwischenziel von 33.700 installierten Anlagen erreicht.

Solarenergie

Mit einer durchschnittlichen täglichen Sonneneinstrahlung zwischen 4,4 und 6,6 kWh/m² und einer jährlichen Sonnenstrahlungsdauer zwischen 2.300 und 3.200 Stunden verfügt Indien über ein großes Potenzial zur Nutzung von Solarenergie. Die Solar-Photovoltaiktechnologie bietet einzigartige Möglichkeiten zur netzfernen Stromerzeugung direkt am Verbrauchsort. Mittlerweile kommen in Indien etwa 1,3 Mio. Photovoltaiksysteme mit einer Gesamtkapazität von ca. 85 MW zum Einsatz, wobei 342.000 Solaranlagen für Hausbeleuchtungszwecke, 560.000 Solarleuchten²⁸ sowie 7.000 PV-Systeme für Bewässerungszwecke in Form von Pumpen oder für Telekommunikationseinrichtungen den größten Anteil stellen. Die meisten Anlagen werden in ländlichen, netzfernen Regionen eingesetzt, doch auch in urbanen Zentren kommen solarelektrische Systeme zum Einsatz. So soll bis 2012 die gesamte Straßenbeleuchtung indischer Städte über PV-Module betrieben werden. Landesweit sind außerdem mehr als 20 netzgekoppelte PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 2,74 MW_p in Betrieb.

Besonders beliebt sind Solarleuchten, die sich durch geringe Kosten und flexible Einsatzmöglichkeiten auszeichnen. Darüber hinaus besteht Nachfrage nach Produkten, die mehrere Zwecke erfüllen, wie z.B. Beleuchtung und Fernsehen. Den finanziellen Zugang zu diesen Produkten erleichtern Mikrokredite und Darlehen, die z.B. über nationale Banken, aber auch durch Selbsthilfegruppen auf Dorfebene vergeben werden. Weitere unterstützende Maßnahmen bestehen in Form verschiedener finanzieller und fiskalischer Anreize. Hersteller profitieren beispielsweise von zinsvergünstigten Krediten und Steuerbefreiungen.

Solarthermie

Warmwasserbereitung mit Solartechnik

Ende September 2006 war in Indien eine Kollektorfläche zur solarthermischen Warmwasserbereitung von etwa 1,5 Mio. m² installiert. Die Marktaktivitäten bewegten sich in den letzten Jahren in einer Größenordnung von jährlich 100.000 m². Der größte Anteil liegt beim häuslichen Einsatz solarthermischer Systeme mit 2 bis 10 m² Kollektorfläche. Wachsende Bedeutung erlangen auch der gewerbliche Sektor, in dem Kollektorflächen zwischen 10 und 100 m² zum Einsatz kommen, sowie der industrielle Bereich. Über 70 Hersteller solarthermischer Systeme wurden vom "Bureau of Indian Standards" (BIS) bereits zertifiziert.

Das MNRE hat 2005 ein "Programme on Solar Water Heating" aufgelegt, mit dem bis März 2007 ein Zuwachs von 1 Mio. m² Kollektorfläche erreicht werden sollte. Das Programm ermöglicht Nutzern solarthermischer Systeme im häuslichen, institutionellen und kommerziellen Sektor den Zugang zu zinsgünstigen Darlehen mit flexiblen Rückzahlungszeiträumen von bis zu 5 Jahren. 19 Banken und Mikrofinanzinstitutionen nehmen an dem Programm teil.

27 In Indien kommen vor allem Anlagengrößen zwischen 1 m³ (für Koch- und Beleuchtungszwecke eines 3-4 Personen Haushalts) und 6 m³ (für Koch- und Beleuchtungszwecke eines 18-24 Personen Haushalts) zum Einsatz.

28 Besonders gefragt sind SHS beispielsweise aufgrund ihrer breiten Einsetzbarkeit. Die geringen Kosten in Verbindung mit flexibler Einsatzmöglichkeit sind Kriterien, die zu einer wachsenden Beliebtheit von Solarleuchten beigetragen haben.

Geothermie

Geothermie wird in Indien bislang für thermische Zwecke, aber nicht für die kommerzielle Stromerzeugung eingesetzt. Das Stromerzeugungspotenzial wird auf 10.000 MW beziffert.

Das Institut Geological Survey of India²⁹ hat über 300 mögliche Standorte für mit Erdwärme betriebene Kraftwerke identifiziert und seine Untersuchungen in einem Ressourcenatlas veröffentlicht. Ein Netzwerk von Forschungsinstituten erforscht seitdem die Ausschöpfungsmöglichkeiten der Potenziale und hat kleine Demonstrationsanlagen zur Stromerzeugung installiert. Geographisch konzentrieren sich die Untersuchungen vorerst auf geothermische Felder in Chhattisgarh, Jammu und Kashmir. Aber auch in den Bundesstaaten Himachal Pradesh, Uttaranchal und Jharkhand wurden hohe, zur Stromerzeugung geeignete Temperaturen in Erdschichten festgestellt.

19.6 Ländliche Elektrifizierung

Die zentralstaatlichen Übertragungs- und Verteilungsnetze erreichen längst nicht alle indischen Dörfer und Haushalte. Etwa 79% der Dörfer in Indien haben Zugang zu Stromversorgung,³⁰ wobei allerdings beträchtliche Unterschiede zwischen den einzelnen Bundesländern bestehen: die Prozentsätze liegen zwischen 100% in den Bundesstaaten Andhra Pradesh, Goa, Haryana, Kerala, Maharashtra, Nagaland, Punjab und Tamil Nadu und unter 60% in den Bundesstaaten Bihar (47%), Jharkand (22%), Meghalaja (50%) und Uttar Pradesh (58%). Im Bezug auf einzelne Haushalte liegt die Elektrifizierungsrate bei etwa 44%, d.h. ca. 78 Millionen Haushalte – von mehr als 138 Millionen in der Volkszählung von 2001 erfassten Haushalte – haben keinen Zugang zu Stromversorgung.

Im Elektrizitätsgesetz von 2003 verpflichtete sich der indische Staat, alle ländlichen Siedlungen zu elektrifizieren. In Kooperation mit den Bundesstaaten sollen entsprechende Richtlinien aufgestellt werden.³¹ Insbesondere für solche Dörfer, die aufgrund ihrer Lage in schwer zugänglichen Gebieten auch in Zukunft nicht mit einem Netzanschluss rechnen können, bieten sich aus erneuerbaren Energien gespeiste dezentrale Energiesysteme an. Neben kleinen individuellen Systemen (z.B. Solar-Home-Systeme) kommen auch kommunale Inselnetze zum Einsatz.

Nationale Aktivitäten

Das MNRE trägt durch mehrere sektorspezifische Programme zur ländlichen Elektrifizierung bei. Das "Remote Village Energy Programm" ist auf Dörfer ausgerichtet, die in absehbarer Zeit keine Aussicht auf einen Anschluss an das nationale Verbundnetz haben. 2001 wurde unter Federführung des MNRE das "Village Electrification Programme" gestartet mit dem Ziel, den Grundbedarf an Beleuchtungsanlagen in den in der Volkszählung erfassten, nicht elektrifizierten Dörfern zu decken. Hierbei sollten 5.000 solcher Dörfer Beleuchtungsanlagen erhalten, wobei nicht berücksichtigt wurde, ob dort ein Netzanschluss in Frage käme oder nicht. In der Folge wurde das Vorhaben dahingehend modifiziert, dass nur solche nicht elektrifizierte Dörfer eingeschlossen wurden, die nicht mit einem Netzanschluss rechnen können. Ende September 2006 waren 2.237 in der Volkszählung erfassten Dörfer und 594 Weiler mit Beleuchtungsanlagen versorgt worden. Das MNRE fördert Installationen von verschiedenen erneuerbaren Energiesystemen zu 90%. Nachdem das Elektrifizierungsprogramm anfänglich SPV-Hausbeleuchtungssysteme mit 1-4 Anschlüssen für Lichtquellen vorsah, wurde die Subventionierung von 2004-05 an auf Modelle mit nur zwei Lichtanschlüssen begrenzt.

²⁹ Siehe auch www.gsi.gov.in

³⁰ Seit Februar 2004: "Ein Dorf gilt dann als elektrifiziert, wenn Stromversorgung zu öffentlichen Stellen wie z.B. Schulen, Panchayat-Büros, Kliniken, Apotheken, Dorfgemeinschaftsräumen etc. gewährleistet ist und die Anzahl der elektrifizierten Haushalte mindestens 10% der Gesamtzahl der Haushalte im Dorf beträgt."

³¹ Das "Discussion Paper on Rural Electrification Policies" des Ministry of Power vom November 2003 beschreibt die anstehenden Reformaufgaben, bietet einen kurzen Überblick über die ländliche Elektrifizierung in Indien und erläutert alternative Versorgungsmodelle auf kommunaler Ebene.

Diese Beleuchtungsanlagen produzieren etwa 0,1 kWh Energie pro Haushalt/Tag. Eine geringe Anzahl von Dörfern wurde außerdem mithilfe von dezentralisierten SPV-Kraftwerken, Biomassevergasungsanlagen und Kleinwasserkraftwerken elektrifiziert.

Das "Integrated Rural Energy Programme" (IREP) richtet sich sowohl an bereits elektrifizierte Dörfer als auch an solche, deren Elektrifizierung noch aussteht. Es zielt darauf ab, nichtelektrische Energiesysteme auf Basis von erneuerbaren Energien bereitzustellen, wie beispielsweise solarthermische Systeme für Koch- und Trocknungszwecke. In diesem Zusammenhang werden auch Zuschüsse für Pilotanlagen und technische Hilfe gewährt. Weiterhin will IREP auf lokaler Ebene personelle und organisatorische Kapazitäten stärken, um die Akteure vor Ort in die Planung der Energieversorgung einzubeziehen.

Anlässlich dieser Strategie hat das Elektrizitätsministerium im April 2005 das Programm "Electricity Infrastructure and Household Electrification" eingeführt. Dem REC obliegt im Rahmen dieses Programms die Aufgabe, dafür zu sorgen, dass innerhalb von 4 Jahren alle Dörfer, die nicht über Programme des MNRE abgedeckt werden, entweder an das nationale Stromnetz angeschlossen werden oder ein eigenes Inselnetz auf Basis konventioneller Energien erhalten.³² Bis Ende 2006 sollten auf diese Weise 10.000 Dörfer neu mit Strom versorgt werden.

Die Rural Electrification Corporation (REC) untersteht dem Elektrizitätsministerium. Sie gewährt finanzielle Unterstützung für alle Maßnahmen der Verbesserung der ländlichen Stromversorgung, inklusive erneuerbarer Energien. Nach der nationalen Strategie "Mission 2012 – Strom für alle" sollen Ende 2007 alle Dörfer eine Basisstromversorgung besitzen und im Jahr 2012 alle Haushalte elektrifiziert sein.³³

Wechselkurse (28.12.06):

1 Indische Rupie (INR) = 0,01717 Euro (EUR)

19.7 Literatur

- ADB – Asian Development Bank:
Report and recommendation of the president to the board of directors on a proposed loan to the Power Finance Corporation Limited, India, for the state power sector reform project, November 2002
- BP:
Electricity Generation Data: 1995-2005
- Cameron, A. (BTM):
Changing winds: BTM's world market update, in: Renewable Energy World, July 2006
- Chandrasekar, B. & Kandpal, T.C.:
An opinion survey based assessment of renewable energy technology development in India, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews 11 (2007) 688-701
- DENA:
Länderprofil Indien, 22.03.2006
- Garud, S. (TERI):
Presentation on "Photovoltaic and Solar Thermal Technologies in India", International Symposium New Energy Markets 2006 – Focus on India, Gelsenkirchen, 6.-8. November 2006
- Hayes, David:
India progresses power sector reform alongside private power initiative, Energy Economist, Issue 261, July 2003
- Fossil Energy International:
An Energy Overview of India, March 2003
- Hirshman, William P.:
Solare Diaspora – Indiens Solarindustrie leidet unter Behördengleichmut und chaotischer Förderpolitik, in: PHOTON Juni 2006, 79-99

32 Quelle: MoP, Annual Report 2005/2006. Allen Haushalten unterhalb der Armutsgrenze wird für ihre Elektrifizierung eine 90%-Finanzierung durch das MoP zuteil.

33 Weitere Informationen siehe www.recindia.com.

- International Energy Agency (IEA):
Electricity Data 2004
- International Energy Agency (IEA):
India Power Sector, 2002
- Loikala, Jukka et al.:
Opportunities for Finish Environmental
Technology in India, in : Sitra Reports 63.
Helsinki 2006
- Ministry of Power:
Annual Report 2004/2005
- Ministry of Power:
Annual Report 2005/2006
- Ministry of Power:
The Electricity Act 2003, Background and salient
features of the Act
- Ministry of Power:
Discussion Paper on Rural Electrification Policies,
November 2003
- MNRE – Ministry of New and Renewable Energy:
Renewable Energy in India, Business Opportunities,
February 2004
- MNRE – Ministry of New and Renewable Energy:
Annual Report 2005/2006
- National Development Council:
10th Five Year Plan (2002–2007)
- Padmanabhan, S.:
Electricity Act – Winners and Losers, 2003
(www.renewingindia.org)
- Planning Commission India:
Integrated Energy Policy, Report of the Expert
Committee, New Delhi, August 2006
- REN 21 – Renewable Energy Policy Network for
the 21st Century:
Renewables Global Status Report – Update 2006
- Singh, Anoop:
Power sector reform in India: current issues and
prospects, Department of Industrial and Management
Engineering, Indian Institute of Technology, in:
Energy Policy September 2004
- Sieg, Klaus:
Der Elefant wird zum Tiger, in: Neue Energie
4/2006
- Sunil Saraf:
New Indian power law changes the ground rules for
renewables, Renewable Energy Report, Issue 52,
June 2003
- Winrock International:
Renewable Energy State of the Industry Report,
No. 9, April – June 2003
- World Bank/GEF:
Assessment of the World Bank/ GEF Strategy for
the Market Development of Concentrating Solar
Thermal Power, Washington 2006

19.8 Kontakte

Deutsche Botschaft in Indien

No. 6/50G, Shanti Path
Chanakyapuri
New Delhi 110 021
Tel. +91 (11) 44 19 91 99
Fax +91 (11) 26 87 31 17
E-Mail: info@new-delhi.diplo.de
www.germanembassy-india.org

Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH

Frau Dr. Gisela Hayfa
21, Jor Bagh
New Delhi 100 003
Tel. +91 (11) 460 38 32-36
Fax +91 (11) 460 38 31
E-Mail: gtz-indien@in.gtz.de
www.gtz.de/india

Indische Botschaft in Deutschland

Tiergartenstr. 17
10785 Berlin
Germany
Tel. +49 (30) 2579-50
E-Mail: commercial@indianembassy.de
www.indianembassy.de

Indo-German Chamber of Commerce

Maker Tower 'E', 1st floor, Cuffe Parade
Mumbai (Bombay) 400 005
Tel. +91 (22) 66 65 21 21
Fax +91 (22) 66 65 21 20
E-Mail: bombay@indo-german.com
www.indo-german.com

Ministry of Power

Shram Shakti Bhavan
New Delhi 110 001
Fax +91 (11) 23 71 00 65
powermin.nic.in

MNRE (Ministry of New and Renewable Energy)

Block 14, C.G. O. Complex
Lodhi Road
New Delhi 110 003
Tel. +91 (11) 436 16 04
Fax +91 (11) 436 27 72
E-Mail: secymnes@hub.nic.in
mnes.nic.in

IREDA

(Indian Renewable Energy Development Agency Ltd.)

India Habitat Centre Complex
Core- 4A, East Court, 1st Floor
Lodhi Road
New Delhi 110 003
Tel. +91 (11) 24 68 22 14-21
Fax +91 (11) 24 68 22 02
E-Mail: contact@iredaltd.com
www.iredaltd.com

Central Electricity Regulatory Commission – CERC

Core 3, 6/7th Floor, Scope Complex,
7 Institutional Area
Lodhi Road
New Delhi 110 003
Tel. +91 (11) 24 36 11 45/24 36 02 16
Fax +91 (11) 24 36 00 10
E-Mail: cerc@cercind.org
cercind.gov.in

State Electricity Regulatory Commissions – SERC

Die Adressen der SERCs können über die Internetseite
der CERC bezogen werden unter www.cercind.org

State Electricity Boards – SEB

Die Adressen der SEBs können über die Internetseite
der CERC bezogen werden.

UNDP Office India

Post Box No. 3059
55 Lodhi Estate
New Delhi 110 003
Tel. +91 (11) 24 62 88 77
Fax +91 (11) 24 62 76 12
www.undp.org.in

TERI – The Energy and Resources Institute
Darbari Seth Block
IHC Complex
Lodhi Road
New Delhi 110 003
Tel. +91 (11) 24 68 21 00/41 50 49 00
Fax +91 (11) 24 68 21 44/24 68 21 45
E-Mail: mailbox@teri.res.in
www.teriin.org

Central Electricity Authority
Sewa Bhavan, R.K.Puram
New Delhi 110 066
Tel. +91 (11) 610 84 76
E-Mail: cea-edp@hub.nic.in
www.cea.nic.in

Winrock International India
7 Poorvi Marg, Vasant Vihar
New Delhi 110 057
Tel. +91 (11) 26 14 29 65
Fax +91 (11) 26 14 60 04
E-Mail: wii@winrockindia.org
www.renewingindia.org

Rural Electrification Corporation Limited
Core-4, SCOPE Complex
7 Lodhi Road
New Delhi 110 003
Tel. +91 (11) 436 51 61
Fax +91 (11) 436 06 44
www.recindia.com

Indian Wind Energy Association
4th Floor, PHD House
Siri Fort Road
New Delhi 110 016
E-Mail: info@inwea.org
www.inwea.org

Centre for Wind Energy Technology
Valechery – Tambaram High Road
Pallikaranai, Chennai 601 302
Tel. +91 (44) 22 46 39 82/39 83/39 84
Fax +91 (44) 22 46 39 80
E-Mail: info@cwet.res.in
www.cwet.tn.nic.in

20 Indonesien

20.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Ende 2005 beliefen sich die installierten Erzeugungskapazitäten im Rahmen der öffentlichen Stromversorgung Indonesiens auf rund 28 GW. Die Kraftwerke des staatlichen Stromversorgers Perusahaan Listrik Negara (PLN), die allein 87% der Stromerzeugungskapazitäten stellten, basierten zu einem Großteil auf Erdöl (42%). Wichtige Pfeiler der Erzeugungskapazitäten bildeten außerdem Kraftwerke auf Basis von Kohle (PLN: 20%), Gas (PLN: 22%) und Wasserkraft (PLN: 14%).

Energieträger	GW
Öl	10,04
Kohle	4,78
Gas	5,26
Wasserkraft	3,35
Geothermie	0,48
Gesamt	23,9

Tab. 1: Kraftwerkskapazitäten des staatlichen Stromversorgers PLN nach Energieträgern; Indonesien; 2005¹

Indonesien verfügt über zahlreiche Energieressourcen, die bislang eine weitgehende Unabhängigkeit der nationalen Energieversorgung sichern. Heimische Lagerstätten an Erdöl, Erdgas und Kohle bilden dabei die Basis² und ermöglichen darüber hinaus Exporte dieser Energieträger.³ Die Elektrizitätsnachfrage deckt das Land zurzeit sogar vollständig selbst. Elektrische Energie wird nicht exportiert.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung hat sich in den letzten Jahren kontinuierlich erhöht und lag in 2005 mit einem Anstieg von 4% gegenüber dem Vorjahr bei 123 TWh.

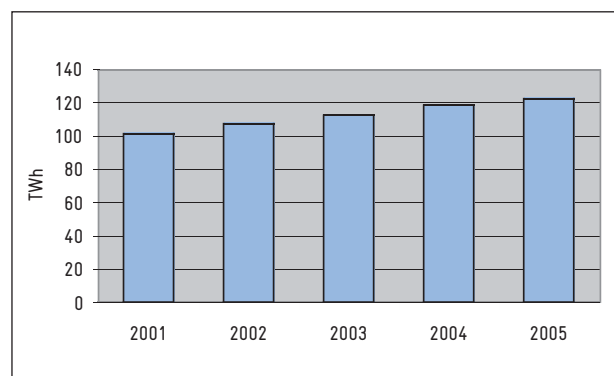


Abb. 1: Stromerzeugung in TWh; Indonesien; 2001-2005⁴

Stromübertragung und -verteilung

Angesichts des stark zergliederten indonesischen Staatsgebietes, das aus 6.000 bewohnten Inseln besteht, gestaltet sich die Elektrizitätsversorgung sehr unterschiedlich. Während die dicht besiedelten Hauptinseln Java und Bali fast vollständig elektrifiziert sind, weisen die abgelegeneren Inseln große Versorgungslücken auf. Die zwei voneinander unabhängigen Haupt-Elektrizitätsnetze in Indonesien teilen sich auf in das Übertragungsnetz von Java und Bali – ein Hochspannungsnetz – und das „äußere“ Elektrizitätsnetz der übrigen Inseln – ein Mittelspannungsnetz. Niedrige technische Standards führen einerseits zu periodischen Zusammenbrüchen der Netze, andererseits zu Ineffizienzen und Stromverlusten von bis zu 12% des insgesamt erzeugten Stroms in einem Kostenumfang von jährlich 600 bis 800 Mio. US\$.

1 Quelle: Association of the Electricity Supply Industry of East Asia and the Western Pacific; 2007.

2 Das OPEC-Mitglied hat noch Erdöllagerstätten von über 4,5 Milliarden Barrel (die größten Vorkommen finden sich auf Sumatra), nachweisbare Erdgasreserven von rund 32 Milliarden m³ (hauptsächlich in Aceh, East Kalimantan und vor der Küste Javas) und Kohleressourcen von 38 Mrd. Tonnen.

3 Indonesien ist der weltweit größte Exporteur von verflüssigtem Erdgas.

4 Quelle: BP Statistical Review of World Energy Full Report 2006.

Die Elektrizitätsnetze Indonesiens erreichten 2004 über 30 Millionen Haushalte, das entspricht einem Elektrifizierungsgrad Indonesiens von 53%.⁵ Zwei Drittel der Haushalte ohne Elektrizitätsanschluss befinden sich in den ländlichen Gebieten.⁶ Die Elektrifizierungsrate Indonesiens ist eine der niedrigsten in ganz Südostasien.

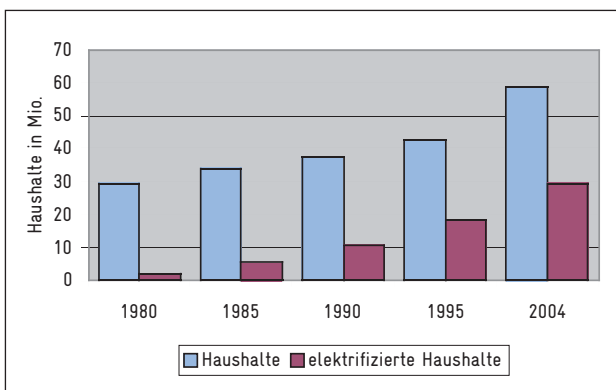


Abb. 2: Anstieg der Elektrifizierung Indonesiens; Haushalte in Mio.; 1980-2004⁷

Trotz der Netzlücken und Ineffizienzen ist die Elektrifizierung Indonesiens eine Erfolgsgeschichte, da die Anschlussrate 1980 erst bei 7% lag.

Stromverbrauch

Fast 80% des erzeugten Stroms wird auf den Hauptinseln Java und Bali verbraucht. Im Jahr 2004 bestand dort eine Energienachfrage von insgesamt rund 90 TWh, auf die restlichen Inseln entfielen 24 TWh. Im Jahr 2006 hat sich der gesamte Stromverbrauch auf 122 TWh erhöht. Zur Deckung des Strombedarfs in Spitzenzeiten reichen Indonesiens Stromkapazitäten derzeit nicht aus. Bis 2010 rechnet das indonesische Energieministerium mit einem Anstieg der Nachfrage nach Elektrizität auf 122 TWh für Java und Bali sowie mit einem Anstieg auf 36 TWh für die restlichen Inseln. Prognosen sehen für den Zeitraum bis 2012 ein jährliches durchschnittliches Wachstum der Elektrizitätsnachfrage von 9% voraus.

Der Stromverbrauch pro Kopf lag in Indonesien 2006 bei rund 500 kWh. Dies ist trotz eines erheblichen Anstiegs in den letzten Jahren eine der niedrigsten Raten aller Länder in der Region. Nach Zahlen von 2004 verbrauchte der industrielle Sektor mit 42% an der gesamten erzeugten Elektrizität den größten Anteil. Auf Privathaushalte entfallen rund 40%, auf den Dienstleistungssektor 13% und auf den öffentlichen Sektor 5%.

Strompreise

Die weitreichende Monopolstellung des staatlichen Energieversorgers PLN bestimmt die Strompreise im Land. Nach einem erheblichen Preiseinbruch der Strompreise durch die Abwertung des indonesischen Rupiah in Folge der Asienkrise von ca. 7 US-ct/kWh auf 2,5 US-ct/kWh Ende der 1990er Jahre, liegen sie nach stufenartigen Erhöhungen derzeit bei 6,2 US-ct. Mit Hilfe staatlicher Substitution ist die Preisstruktur der PLN so angelegt, dass die hohe Anzahl finanziell schwacher Haushalte, Strom zu einem vergünstigten Stromtarif bezieht.

Trotz großer heimischer Energieressourcen und staatlicher Subventionen im Elektrizitätssektor liegen die Strompreise in Indonesien höher als in Staaten wie z.B. Thailand oder Vietnam. Die Wirtschaftsweise des staatlichen Stromversorgers PLN wird dafür maßgeblich verantwortlich gemacht. Sie äußert sich unter anderem in dessen Produktions- und Bereitstellungskosten, die mit ca. 6,5 US-ct/kWh die Preise an die Endabnehmer übertreffen und deren Deckung von staatlichen Subventionen abhängig ist.⁸ Die PLN wirtschaftet mittlerweile mit einem Schuldenberg von rund 5 Mrd. US\$, der mit den aktuellen Strompreisen kaum zu tilgen sein dürfte.⁹ Gleichzeitig ist ihr Spielraum für den Erlass von Preiserhöhungen minimal – in einem Land, in dem fast die Hälfte der Bevölkerung, d.h. über 110 Mio. Menschen, von weniger als 2 US\$ pro Tag leben.

⁵ Quelle: National Committee on Infrastructure Policy and Investment, 2004.

⁶ Eine Ausnahme bilden die beiden dicht besiedelten Inseln Java und Bali, auf denen 96% aller Dörfer elektrifiziert sind.

⁷ Quelle: Center of Energy Resources Development Technology, 2006.

⁸ Angesichts der Subventionskürzungen von Treibstoffsubventionen beginnt auch dieser Spielraum zu schwinden.

⁹ Die finanzielle Situation der PLN lässt darüber hinaus wenig Raum für Neuinvestitionen, was sich derzeit in ihren erheblichen Schwierigkeiten niederschlägt, Neukunden aufzunehmen.

Um den existierenden Stromengpässen entgegenzuwirken, zahlen Großabnehmer in der Industrie seit 2006 in den Spitzenzeiten von 18 bis 22 Uhr höhere Tarife. Nichtsdestotrotz sind überlastete Netze immer wieder Ursache regionaler oder großräumiger Stromausfälle, insbesondere in abgelegenen ländlichen Gebieten, aber auch in den Metropolen.

Ausbauplanung

Die Ausbaupläne im Elektrizitätssektor werden momentan u.a. von einem merklichen Schwinden der ehemals reichen Ölvorkommen im Land bestimmt.¹⁰ Im Zusammenspiel mit der steigenden Nachfrage nach Energie, der Ölabhängigkeit der nationalen Stromerzeugung, den hohen Weltmarktpreisen für Erdöl und erheblich subventionierter Brennstoffpreise im eigenen Land besitzt das Abwenden einer sich immer wieder anbahnenden nationalen Energiekrise¹¹ absolute Priorität.

Die Energiestrategie Indonesiens, festgehalten im "National Energy Management Blueprint", sieht bis 2025 einen Abbau des Erdölanteils an der Stromerzeugung von derzeit 55% auf 15 bis 20% vor. Als Ersatz sollen vor allem die einheimischen Kohle- und Erdgasressourcen¹² dienen. Auch die Nutzung erneuerbarer Energien soll im Rahmen dieser anstehenden Transformation des Elektrizitätssektors ausgebaut werden.¹³

Als Reaktion auf die landesweit steigende Nachfrage nach Elektrizität sowie auf wachsende Versorgungsgpässe plant die indonesische Regierung einen Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten um 14 GW bis 2012. Die Investitionskosten für die Bereitstellung neuer Kapazitäten werden auf 12 Mrd. US\$ geschätzt und sollen vornehmlich durch den Privatsektor aufgebracht werden.

20.2 Marktakteure

Der staatliche Elektrizitätsversorger PLN

Der Elektrizitätsmarkt Indonesiens wird von dem staatlichen¹⁴ Stromversorger Perusahaan Listrik Negara (PLN) dominiert. Auf das Unternehmen entfallen knapp 87% der Kraftwerke zur öffentlichen Stromversorgung. Bezogen auf die Gesamtkapazität aller Kraftwerke, d.h. inklusive der Selbstversorger, erreicht die PLN einen Besitzanteil von über 50%. Als einziger zugelassener Betreiber von Transmissions- und Distributionsnetzen hat die PLN über ihre Tochtergesellschaften ein Monopol, sodass die durch die Teilprivatisierung des Elektrizitätsmarktes zugelassenen unabhängigen Stromproduzenten völlig von der Infrastruktur des staatlichen Unternehmens abhängig sind.

Das staatseigene Unternehmen befindet sich in einem Transformationsprozess mit Ausgründungen von Tochtergesellschaften zur Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung. Das Gesamtunternehmen gliedert sich derzeit in PLN Pusat – eine Holdinggesellschaft – und zwei 100%ige Tochtergesellschaften, die Elektrizitätserzeuger Indonesia Power (IP) und Pembangkit Jawa Bali (PJB)¹⁵, sowie insgesamt sechs so genannte Strategic Business Units (SBUs). Eine der SBUs (P3B) ist verantwortlich für das Übertragungsnetz, während die fünf anderen für die Verteilung der Elektrizität an die Endverbraucher zuständig sind.

Zur Holding PLN gehört außerdem eine Handelsgesellschaft, um die Stromabnahmeverträge zwischen privaten Anbietern und den Tochterunternehmen bzw. SBUs zu verwalten. Eine sich derzeit gründende dritte Tochtergesellschaft – ein Gemeinschaftsunternehmen von PLN und Privatinvestoren – soll zukünftig für den Bau neuer Kraftwerke zuständig sein.

10 Seit einigen Jahren sieht sich das OPEC-Mitglied aufgrund unzureichender Förderung gezwungen, Erdöl zu importieren. 2004 erlangte Indonesien erstmals den Status eines Netto-Importeurs und gefährdet seither regelmäßig seine OPEC-Mitgliedschaft.

11 Rund ein Drittel der Staatsausgaben fließt in Fördermaßnahmen der heimischen Energieversorgung. Kürzungen der Treibstoffsubventionen im Oktober 2005 ließen die Brennstoffpreise über Nacht um durchschnittlich 120% ansteigen, was landesweite Proteste auslöste.

Die Kürzungen beendeten weitgehend die Subventionierung der Elektrizitätserzeugung aus Erdöl.

12 Zurzeit ist die indonesische Regierung bemüht, die nationale Stromerzeugung auf Erdgas umzustellen, stößt dabei aber v. a. bei der erforderlichen Infrastruktur auf Probleme. Gegen eine erhebliche Ausweitung der Braunkohleförderung spricht, dass sich ein Großteil (40%) der bestehenden Vorkommen nur mit überdurchschnittlich hohem Kostenaufwand fördern lässt.

13 Siehe Abschnitt "Förderpolitik für erneuerbare Energien".

14 Die PLN ist als staatliches Unternehmen gegenüber drei Ministerien verantwortlich: dem Ministerium für staatseigene Unternehmen als Eigentümer der Körperschaften der PLN; dem Ministerium für Energie und Mineralische Ressourcen, das Energiepolitik und Regulierungen des Energiesektors bestimmt, und dem Finanzministerium als finanziellem Eigentümer der PLN.

15 PJB produziert Strom zur Speisung des Hochspannungsnetzes auf Java und Bali. IP produziert den Strom zur Speisung des "äußeren" Mittelspannungsnetzes.

Private Akteure

Die Öffnung des Elektrizitätssektors für private Aktivitäten Ende der 1980er Jahre, hat – beeinflusst durch die Unzuverlässigkeit der zentralen Stromversorgung – zunächst für einen erheblichen Entwicklungsschub im Bereich der Selbstversorgung mit Strom gesorgt. Mittlerweile gibt es in vielen Sektoren der Wirtschaft über 10.000 Unternehmen, die ihre Stromversorgung selbst bewerkstelligen. Zur nationalen Stromversorgung tragen die gewerblichen und industriellen Selbstversorger bislang nicht bei. Vor allem die infrastrukturellen Mängel des Stromnetzes außerhalb von Java und Bali, die nur unter hohem Kostenaufwand zu beseitigen sind, schränken diese Möglichkeiten stark ein. Die Selbstversorgung in der Stromerzeugung durch nicht-staatliche Akteure (z.B. ländliche Kooperativen) spielt außerdem in netzfernen Gebieten eine Rolle.

Eine Reihe von Verträgen Mitte der 1990er Jahre zwischen der PLN und internationalen Stromkonzernen sollten der Einstieg für private Stromerzeuger sein, in das nationale Netz einzuspeisen. Dieser Prozess der Einbindung von unabhängigen Stromproduzenten hat sich – beeinflusst durch die Asienkrise – erheblich verzögert. Die PLN konnte ihre vertraglich eingegangenen Verpflichtungen zur Stromabnahme nicht mehr einhalten.¹⁶ Durch die Bindung Indonesiens an einen Strukturanpassungskredit der Weltbank im Jahr 1998 ist die PLN verpflichtet, den Verträgen so bald wie möglich nachzukommen. Insgesamt ist das internationale Interesse privater Akteure, in Indonesien zu investieren, bislang nicht sehr ausgeprägt. Unabhängige Stromproduzenten tragen derzeit mit rund 13% zur nationalen Stromversorgung bei. Private Akteure im Bereich der Strom-übertragung und -verteilung gibt es bisher nicht.

Weitere Akteure

Energiepolitische Akteure

Die primäre Verantwortung für die legislative Ausgestaltung des indonesischen Energiesektors und die energiepolitischen Entscheidungen fällt dem Ministerium für Energie und Mineralische Ressourcen (MEMR) zu. Die Abteilung "Directorate General of Electricity and Energy Utilization" (DGEEU) ist speziell für Ausbau und Weiterentwicklung des Energiesektors verantwortlich. Das DGEEU:

- reguliert und lizenziert unabhängige nicht-staatliche Stromproduzenten;
- stellt jährlich den National Electricity General Plan (NEGP) auf;
- veröffentlicht jährlich die Elektrizitäts- und Energiestatistiken des Landes.

Die Verantwortung für die Einbindung unabhängiger Stromerzeuger in die nationalen Stromnetze übertrug das MEMR der PLN.

20.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Reform des Elektrizitätssektors

Der Energiesektor Indonesiens ist im Anfangsstadium einer Transformation. Eingeleitet wurde der Reformprozess mit dem Electricity Law 20/2002 aus dem Jahr 2002. Es hielt fest, dass

- im Elektrizitätssektor eine schritt- und gebietsweise Einführung von Wettbewerbsmechanismen stattfinden soll;
- eine Regulierungsbehörde Electricity Market Supervisory Authority (EMSA) zur Überwachung unabhängiger Stromproduzenten in den durch das neue Gesetz eingerichteten "Wettbewerbsregionen" und zur Kontrolle der Stromtarife eingerichtet wird;
- die Stromtarife in den Wettbewerbsgebieten kostendeckend sein müssen und unter der Aufsicht der EMSA stehen;
- für die Stromübertragung und -verteilung in Wettbewerbsgebieten Gebühren erhoben werden sollen, um den Ausbau von Netzen in weniger entwickelten Gebieten zu finanzieren;
- die Zuständigkeit für die Ausgabe von Betriebslizenzen dezentralisiert, d.h. auf die lokale bzw. regionale Ebene verlagert wird;
- die Bereiche der Stromübertragung und -verteilung natürliche Monopole darstellen, die den privatwirtschaftlichen Unternehmen in nicht-diskriminierender Weise zugänglich zu machen sind;
- sich privatwirtschaftliche Aktivitäten im Energiesektor¹⁷ u.a. auf folgende Bereiche beziehen können: Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung, Verkauf;
- jährlich ein nationaler Elektrizitätsplan "National General Electricity Plan" aufgestellt werden soll, der die im "National Energy Management Blueprint" festgehaltenen Ziele – sowohl regional wie auch national – konkretisiert.

Im Dezember 2004 wurde dieses erste Reformgesetz durch das Verfassungsgericht wieder aufgehoben.¹⁸ Bis zur Verabschiedung eines neuen Elektrizitätsgesetzes¹⁹ gilt das wieder in Kraft gesetzte Elektrizitätsgesetz von 1985. Gültigkeit besitzen darüber hinaus einige seit Ende 2004 erlassene Vorschriften, wie die Government

Regulation 3/2005 aus dem Jahr 2005, die diverse Bestimmungen aus dem Elektrizitätsgesetz 20/2002 übernommen hat. Nichtsdestotrotz haben die gesetzlichen Änderungen den Reformprozess erheblich beeinflusst. So haben sich privatwirtschaftliche Aktivitäten zurzeit auf den Bereich der Stromerzeugung zu beschränken. Die politischen Schritte von 2002 zur Einführung von Wettbewerbsgebieten, zur Entflechtung des staatlichen Stromversorgers PLN und zur Errichtung einer unabhängigen Regulierungsbehörde sind vorerst auf Eis gelegt.

National Energy Management Blueprint

Im "National Energy Management Blueprint" sind ambitionierte kurz- und langfristige Ziele zur Entwicklung des Elektrizitätssektors festgehalten. In der aktuellen Fassung 2005-2025 sind folgende Ziele aufgeführt:

- Befriedigung der Elektrizitätsnachfrage: Erhöhung der Elektrifizierungsrate auf 90% aller Haushalte bis 2020 und 100% aller Dörfer bis 2010;
- Abbau von Subventionen: Steigerung der Stromtarife auf ein Niveau, das Erzeugungskosten abdeckt und einen angemessenen Gewinn ermöglicht;
- Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsversorgung: Implementierung eines limitierten Wettbewerbs in der Stromerzeugung in Batam (ab 2004), Java-Madura-Bali (JAMALI; ab 2007) und der übrigen Inseln ab 2008 und damit verbunden eine starke Partizipation des Privatsektors (unabhängige, nicht-staatliche Stromerzeuger und gemischtwirtschaftliche Unternehmen) an der Stromversorgung Indonesiens;
- Ausbau der Elektrizitäts-Infrastruktur: Die Zentral- und Regionalregierungen stellen verstärkt Mittel für die Erweiterung der Übertragungs- und Verteilungsnetze zur Verfügung;
- Erneuerbare Energien: Indonesiens Potenziale an erneuerbaren Energien sollen besser genutzt werden.

17 Privatwirtschaftliche Aktivitäten im Bereich der öffentlichen Stromversorgung wurden erstmals 1989 durch eine gesetzliche Ergänzung des Elektrizitätsgesetzes von 1985 zugelassen.

18 Bestimmungen zur Einführung von Wettbewerb im Elektrizitätsmarkt sowie zur Entflechtung des Stromversorgers wurden als verfassungswidrig beurteilt.

19 Angesetzt ist dafür das zweite Quartal 2007.

Ausländisches Engagement im Elektrizitätssektor

Mit Unterstützung der Weltbank hat das MEMR begonnen, den Elektrizitätssektor auf Java und Bali von Erdöl auf Erdgas umzustellen. Im Mittelpunkt steht dabei die Einbindung des staatlichen Gasversorgers Perusahaan Gas Negara (PGN) in die Stromerzeugung. Im Oktober 2003 erhielt Indonesien einen Weltbank-Kredit in Höhe von 141 Millionen US\$ zur Durchführung damit verbundener Maßnahmen.

Im Rahmen des Energy Partnership Program (EPP) von US-Energy Association (USEA) und der amerikanischen Entwicklungsagentur USAID besteht seit 1999 ein Partnerschaftsvertrag zwischen PLN und dem US-amerikanischen Energieunternehmen Portland General Operations Co. Inc. (PGO) zur Sanierung der PLN-Wasserkraftwerke. Die Asian Development Bank (ADB) fördert den Energiesektor seit 1971 mit Krediten von insgesamt 3,4 Mrd. US\$.

20.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Im Zuge der politischen Zielsetzungen, die Abhängigkeit von Erdöl in der Elektrizitätserzeugung zu mindern und gleichzeitig den Elektrifizierungsgrad der Haushalte zielstrebig zu erhöhen, gewinnt der Ausbau der erneuerbaren Energien an zunehmender Bedeutung. Ein Hauptaugenmerk richtet sich dabei auf die Nutzung von Geothermie zur Stromerzeugung.²⁰ Die erneuerbaren Energien – Großwasserkraft und Geothermie ausgenommen – sollen nach Presidential Decree Nr. 5/2006 bis 2020 mit 5% zur öffentlichen Stromversorgung beitragen.

Zentrale Akteure

Die Förderung der erneuerbaren Energien durch gesetzliche Rahmenbedingungen als Beitrag zur nationalen Stromversorgung Indonesiens fällt hauptsächlich in den Zuständigkeitsbereich des Ministeriums für Energie und Mineralische Ressourcen (MEMR).

Die DGEEU im MEMR ist unter anderem für die konkrete Ausgestaltung staatlicher Förderprogramme im Bereich erneuerbarer Energien, Verbesserung der Energieeffizienz und CO₂-Emission sowie ländlicher Elektrifizierung zuständig.

Für die Ausweitung der Energiegewinnung aus geothermalen Ressourcen ist die Abteilung "Directorate General of Mineral, Coal and Geothermal" (DGMCG) im MEMR zuständig. Das Direktorat entwarf das "Geothermal Barrier Removal Program" zur Analyse und Überwindung politischer Hemmnisse bei der Entwicklung geothermaler Kraftwerke in Indonesien.

Für die Ausbildung von Humanressourcen einer künftigen Erneuerbare-Energien-Industrie Indonesiens engagiert sich insbesondere die Nicht-Regierungsorganisation Indonesian Renewable Energy Society (METI).

Fördermechanismen

Die Förderung der erneuerbaren Energien in der nationalen Energiegesetzgebung wird durch eine Reihe spezifischer Gesetzgebungen unterstützt, z.B. durch das Geothermiegesetz²¹ oder das Ministerialdekret zu erneuerbaren Energien und Energieeinsparungen.²²

20 Weitere große Hoffnungen setzt die indonesische Regierung in den Ausbau der Biokraftstoffe, wodurch langfristig die schwindenden Mineralölressourcen ersetzt werden sollen.

21 Das Geothermiegesetz Nr. 27/2003 verfolgt die Ausweitung der Nutzung geothermaler Energiequellen zur Förderung der nachhaltigen Entwicklung, Steigerung der Staatseinnahmen sowie zur Förderung der ökonomischen Entwicklung des Landes.

22 Das Ministerialdekret Nr. 002/2004 verfolgt Ziele wie die Optimierung und Effizienzsteigerung erneuerbarer Energien-Nutzung, die Sicherung nachhaltiger und umweltfreundlicher Energieerzeugung und die Steigerung der öffentlichen Wahrnehmung und des Konsumentenverhaltens bei Energieeinsparungen.

Konkrete Anreizmechanismen, die alle erneuerbaren Energien betreffen, umfassen:

- Verpflichtung zur Stromabnahme für den Netzbetreiber PLN;
- Förderung netzgebundener Anlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen: Betreiber kleiner (< 1 MW) und mittlerer Kraftwerke (1 bis 10 MW) erhalten 60% bzw. 80% ihrer Stromerzeugungskosten über einen Zeitraum von mindestens 10 Jahren;²³
- Steuerliche Förderung von gemischtwirtschaftlichen Unternehmen;
- Finanzierungsoptionen erneuerbarer Energieprojekte durch den Clean Development Mechanism (CDM);
- Etablierung einer Institution zur finanziellen Förderung der Entwicklung erneuerbarer Energien.

Clean Development Mechanism

Im Jahre 1997 unterzeichnete Indonesien das Kyoto-Protokoll, das am 28.07.2004 durch das Gesetz No. 17/2004 ratifiziert wurde. Als Entwicklungsland kann Indonesien vom Emissionshandel mit Industrieländern auf Basis des Clean Development Mechanism (CDM) partizipieren. Laut der "National Strategy Study on CDM in Energy Sector in Indonesia" des Umweltministeriums (Kementerian Lingkungan Hidup – KLH) hat das Land das Potenzial für einen zweiprozentigen Anteil am globalen Emissionshandel, was dem Land theoretisch Einnahmen zwischen 81,5 Mio. und 1.260 Mio.²⁴ US\$ ermöglichen würde.

Die Designated National Authority (DNA) Indonesiens wurde 2005 unter dem Namen National Commission on CDM oder Komisi Nasional Mekanisme Pembangunan Bersih (KN-MPB) ins Leben gerufen. CDM-Projektaktivitäten in Indonesien werden seit 2001 durch die ASEAN gefördert. Im Jahr 2005 unterzeichnete das Land bilaterale Abkommen zum Emissionshandel mit Holland, Dänemark, Österreich und Kanada.

Beim CDM Executive Board (EB) wurden 2006 acht CDM-Projekte aus Indonesien registriert, die insgesamt rund 1,1 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr einsparen. Die Projektaktivitäten beziehen sich auf Geothermie, Biomasse und Solarthermie in Kooperation mit Unternehmen aus Großbritannien, Finnland, Holland, Japan und Deutschland.²⁵

20.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Zur installierten Stromerzeugungskapazität Indonesiens von insgesamt 28 GW Ende 2005 trugen die erneuerbaren Energien mit einem Anteil von knapp 5% (1.345 MW) bei. Nicht darin enthalten ist der Anteil der Großwasserkraft, der allein rund 15% (ca. 4.100 MW) ausmachte.

Erneuerbare Energien	Potenzial	2005	„Blueprint 2025“
Geothermie	27.000 MW	807 MW	9500 MW
Mini- und Kleinwasserkraft	75.000* MW	84 MW	500 MW (on Grid) 330 MW (off Grid)
Solarenergie	4,8 kWh/m ²	8 MW	80 MW
Biomasse (Stromerzeugung)	50.000 MW	445 MW	810 MW
Windenergie	9.290 MW	0,6 MW	250 MW (on Grid) 5 MW (off Grid)

Tab. 2: Potenziale (*bezieht sich auf das gesamte Wasserkraftpotenzial), installierte Kapazitäten und Ausbauplan erneuerbarer Energien in MW; Indonesien²⁶

23 60% bei Einspeisung in Niederspannungsnetze bzw. 80% bei Einspeisung in Netze mittlerer Spannung.

24 ausgehend von 125–300 Mio. Tonnen CO₂ bei einem CER-Erlös von 1,5–5 US\$/tCO₂, abzüglich der Projektkosten.

25 weiterführende Informationen zu den CDM-Aktivitäten in Indonesien im CDM-Länderführer unter www.iges.or.jp/en/cdm/pdf/countryguide/indonesia.pdf.

26 Quelle: bfai 2006, MEMR 2006, Center for Energy Resources Development 2006.

Die Ausbaupläne für die einzelnen erneuerbaren Energieträger sind im nationalen Energieausbauplan, dem "National Energy Management Blueprint" von 2005 des MEMR, festgeschrieben.

Lokal in Indonesien hergestellt oder montiert werden folgende Komponenten von Erneuerbaren-Energien-Anlagen:

- Kleinwasserkraftwerke: Turbinen, Drehzahlregler, elektrische Bauteile (hoher lokaler Anteil), z.B. durch CV Sampurna Energy;
- Photovoltaik: lokale Montage der Module, z.B. durch Microtech Indonesia;
- Solarthermie: solare Wassererhitzer und Solar-trockner werden komplett lokal hergestellt;
- Biomasse: Biomassevergaser werden in Indonesien hergestellt; Zuverlässigkeit und Effizienz reicht aber nicht an Technologien aus anderen Ländern heran;
- Kleine Windenergieanlagen: bis auf die Generatoren werden alle Komponenten lokal hergestellt, z.B. durch die Firma Contained Energy.

Wasserkraft

Insgesamt besteht in Indonesien ein theoretisches Potenzial für Wasserkraft von 75.000 MW. Kleinwasserkraftwerke, die sich gegenüber größeren Anlagen in der Regel an die natürlichen Bedingungen von Flusslandschaften anpassen lassen, werden bislang durch 84 MW installierte Leistung genutzt. In Indonesien wird im Wesentlichen zwischen Mikrowasserkraft mit Anlagen-größen bis 25 kW und Kleinstwasserkraft mit Anlagen-größen bis zu 500 kW unterschieden.

Die PLN führt derzeit 12 Mikro-Wasserkraftprojekte in den Landesteilen Papua, Nusa Tenggara, Sulawesi und Kalimantan durch, die von der Asiatischen Entwicklungsbank finanziert und 2006/07 abgeschlossen werden. Zwischen 2008 und 2010 will die PLN 8 weitere Vorhaben in den betreffenden Regionen starten.

Bislang sind bereits über 200 Kleinstwasserkraftwerke installiert, zumeist in netzfernen ländlichen Gebieten. Da sowohl Mikro- wie auch Kleinstwasserkraftwerke keine hohen Investitionen erfordern und die Funktionsweise relativ einfach ist, werden sie oftmals von einzelnen Investoren oder lokalen Kooperativen betrieben. Der Ausbau wird durch einen erleichterten Zugang zu Krediten von staatlicher Seite oder durch Projekte der Entwicklungszusammenarbeit unterstützt.

Zukünftig soll auch Wasserkraft in Form von Gezeiten- und Wellenenergie genutzt werden. Diesbezügliche theoretische Potenziale werden auf rund 240.000 MW geschätzt. Technologien zur Nutzung dieses Potenzials sind noch im Versuchsstadium: ein Pilotprojekt mit der Kapazität von 1,1 MW befindet sich in Baron Beach, Yogyakarta (Java).

Windenergie

Das Potenzial an Windenergie ist aufgrund des geringen Einflusses von Passatwinden in Indonesien relativ klein. Es liegt bei 9.290 MW. Im Durchschnitt beträgt die Windgeschwindigkeit 3-5 m/s, in östlichen Regionen liegt die Durchschnittsgeschwindigkeit über 5 m/s. Damit eignet sich das Land hauptsächlich für kleine (erforderliche Windgeschwindigkeit 2,5-4 m/s; Kapazität bis 10 kW) und mittlere Windenergieanlagen (Windgeschwindigkeit 4-5 m/s; Kapazität 10-100 kW). Der Betrieb von großen Windenergieanlagen (Windgeschwindigkeit > 5 m/s; Kapazität > 100 kW) ist nur an wenigen Standorten wirtschaftlich.

Das DGEEU hat drei Regionen mit jeweils 10 Standorten zur Nutzbarmachung des Windenergiepotenzials ausgewiesen:

- Nusa Tenggara Barat (NTB) – Region: Windgeschwindigkeit 3.4-5.3 m/s;
- Nusa Tenggara Timur (NTT) – Region: Windgeschwindigkeit 3.2-6.5 m/s;
- Sulawesi: Windgeschwindigkeit 2.6-4.9 m/s;

Das Windkraftpotenzial Indonesiens wird mit insgesamt 5 MW installierter Leistung erst zu einem Bruchteil genutzt. Kleine Windenergieanlagen werden in Indonesien zur ländlichen und/oder dezentralen Elektrifizierung, für Wasserpumpen, zum Laden von Batterien und für mechanische Zwecke, wie der Belüftung von Fischzucht-Teichen, genutzt. Der staatliche Energieversorger PLN baut Windenergie-Großanlagen in Bali (3 x 250 kW), Nusa Tenggara Barat (3 x 250 kW) und Nusa Tenggara Timur (6 x 250 kW), die 2007 ans Netz gehen sollen.

Biomasse

Indonesien hat ein großes theoretisches Potenzial zur Erzeugung von Energie aus Biomasse von insgesamt 50.000 MW. Es beruht auf dem energetischen Gehalt von jährlich über 200 Mio. Tonnen landwirtschaftlicher Biomasse, Forst- und Plantagenabfällen sowie städtischem Müll.

Nach offiziellen Schätzungen basieren 35 % des gesamten Energieverbrauchs, besonders in den ländlichen Gegenden, auf Biomasse – hauptsächlich nicht-nachhaltig bewirtschaftetem Feuerholz. Die installierte Kapazität von Biomasse zur Stromerzeugung erreichte Ende 2005 445 MW. Der Bau neuer Kraftwerke zur Stromerzeugung ist in Planung.

Energiequelle	Kapazität (MW)	Ort
Palmölrückstände	12,5	Nord-Sumatra
Palmölrückstände	10,5	Nord-Sumatra
Palmölrückstände	10,5	Riau
Palmölrückstände	15	Riau
Reisschalen	10	Lampung
Reisschalen	20	Bali
Bagasse	7	Lampung
städtischer Abfall	60	Jakarta

Tab. 3: Geplante Biomasse-Kraftwerke in Indonesien zur Stromerzeugung durch Privatunternehmen; MW; 2006²⁷

Neben Strom- und Wärmegeneration ist Biomasse in Indonesien vor allem zur Erzeugung von Biokraftstoffen wie Pflanzenöl und Biodiesel interessant – die entsprechenden Technologien sind im Land bereits verbreitet. Diesbezügliche Ausbaupläne reichen bis hin zur Gründung einer "Biofuel-OPEC" gemeinsam mit Thailand und haben bereits eine Reihe konkreter Förderanreize hervorgebracht. Die indonesische Regierung sieht in Biotreibstoffen einen potenziellen Ersatz für auf Mineralöl basierende Treibstoffe.

Deponiegasnutzung

Zwölf größere Städte Indonesiens haben nach Expertenschätzungen das Potenzial, Strom mit einer Leistung von 566 MW aus kommunalen Abfällen zu erzeugen.

Solarenergie

Als tropisches Land mit einer mittleren täglichen Sonneneinstrahlung von 4,8 kWh/m² und durchschnittlich 300 Sonnentagen im Jahr verfügt Indonesien über ein großes Potenzial an Solarenergie.

Photovoltaik

Photovoltaik – insbesondere Solar-Home-Systeme (SHS) – wird besonders im ländlichen Raum verwendet, z.B. zur Stromerzeugung für Beleuchtung, Wasserpumpen, Telekommunikation und Kühlung von Medikamenten in Krankenstationen. Seit Anfang der 1980er Jahren wurden um die 50.000 SHS installiert. Neben SHS sind auch größere Hybridanlagen, etwa im Verbund mit Dieselgeneratoren, verbreitet. Die installierte Kapazität lag Ende 2005 bei 8 MW, davon waren mehr als 1 MW an das zentrale Stromnetz angeschlossen.

Ausbaupläne

Seit den 1990er Jahren fördert die indonesische Regierung gezielt Photovoltaik-Inselsysteme, um die Elektrizitätsnachfrage in ländlichen, netzfernen Regionen zu bedienen. Seit 2004 bieten auch private Banken Kredite zum Kauf von PV-Anlagen an. Nationale Planungen sehen vor, weitere Schritte der Produktionskette von Solarsystem nach Indonesien zu verlagern, um die Abhängigkeit von Importen zu verringern. Die Nutzung von PV soll nicht nur für den ländlichen, dezentralen Einsatz gefördert werden, sondern über Netzeinspeisungs-Mechanismen auch im urbanen Raum. Eine nationale Institution, die die landesweite PV-Entwicklung in besonderem Maße fördert, ist die Solar Power Entrepreneur Association (APSURYA).

Für die zukünftige Entwicklung der Photovoltaik plant die Regierung in Jakarta, in Ost-Indonesien 15.000 Photovoltaikanlagen zu installieren, von denen jede 100 W besitzen soll. Jede Einheit kostet zwischen 500 und 600 US\$, die aus Mitteln des Staates und der PLN finanziert werden.

Geothermie

Der vulkanische Gürtel, der sich längs der Inseln Sumatra, Java, Nusa Tenggara, Sulawesi und Malaku erstreckt, verleiht Indonesien ein riesiges geothermisches Potenzial von 40% aller weltweit vorhandenen Ressourcen. Nach Schätzungen des MEMR gibt es insgesamt 217 geothermisch nutzbare Orte im Land, von denen die meisten auf Sumatra, Java und Sulawesi liegen. Insgesamt wird das theoretische Potenzial Indonesiens zur Nutzung von Geothermie auf 27.000 MW geschätzt. Ende 2004 wurden davon erst 807 MW, bzw. 3% des Gesamtpotenzials, genutzt.

Standort	Betreiber	installierte Kapazität in MW (2006)
Sibayak	Pertamina	2
Salak	Unocal	330
Kamojang Darajat	Pertamina	140
Kawah Cibuni	Yala Teknosa	110
Dieng	Geodipa	60

Tab. 4: Beispiele für in Betrieb befindliche Geothermiekraftwerke Indonesiens; MW; 2006²⁸

Nationale Ausbaupläne und Anreizsysteme

Gegenwärtig ist die staatliche PLN mit ihren Vertragspartnern Betreiberin der vorhandenen Geothermiekraftwerke. Zukünftig sollen unabhängige Stromerzeuger eine größere Rolle in der Erschließung und Nutzung neuer Thermalquellen spielen. Um diese Entwicklung zu unterstützen, bietet die indonesische Regierung potenziellen Investoren eine Reihe von Steuererleichterungen an, wie z.B. der Erlass der Grundbesitzsteuer für Kraftwerksstandorte oder die Befreiung zentraler Anlagenkomponenten von der Mehrwertsteuer. Außerdem sollen ausländische Investitionen erleichtert werden.

Die Regierung hat 2005 28 neue Standorte mit einer potenziellen Kapazität von 13.500 MW ausgewiesen und das Interesse einiger privatwirtschaftlicher Akteure geweckt. Anfang 2006 kündigte die Medco Holding den Bau eines neuen Kraftwerks mit einer Kapazität zwischen 10 und 20 MW in Tangkuban Perahu, Westjava an. Ein Joint Venture der japanischen Sumitomo mit der indonesischen PT Rekayasa erhielt den Auftrag für den Bau eines geothermischen Kraftwerkes mit 20 MW in Lahendong auf Nord-Sulawesi.

Ein Großteil der ausgewiesenen Standorte ist allerdings nach wie vor staatlichen Projekten vorbehalten. Die PLN plant allein den Bau von 16 Geothermiekraftwerken mit insgesamt 1.150 MW. Auch der staatliche Öl- und Gasversorger PT Pertamina ist in den Bau einer Reihe neuer Kraftwerke involviert.

Weitere Planungen für größere Geothermiekraftwerke beziehen sich auf die Standorte:

- Sarulla, Nord-Sumatra: das weltweit größte Geothermieprojekt mit einer Kapazität von 340 MW²⁹;
- Patuha, West-Java (3 x 60 MW);
- Dieng, Zentral-Java (2 x 60 MW).

20.6 Ländliche Elektrifizierung

Etwa 45% der gut 245 Mio. Indonesier leben im ländlichen Raum. Von den rund 29 Mio. ruralen Haushalten haben 41,5% (rund 12 Mio.) keinen Zugang zu Elektrizität, wobei die Rate der ländlichen Elektrifizierung zwischen den Regionen stark variiert.³⁰ Die politischen Ziele zum Ausbau der nationalen Elektrifizierung schließen eine erhebliche Erweiterung der Stromversorgung in den ländlichen Gegenden Indonesiens ein.

Bislang spielt bei der ländlichen Elektrifizierung Indonesiens der Anschluss an die zentralen Netze der PLN die größte Rolle – etwa 96% aller elektrifizierten Haushalte im ländlichen Raum wurden in der Vergangenheit durch Netzerweiterung an die bestehende Stromversorgung angeschlossen. Private Inselnetze und Inselsysteme nehmen bei der ländlichen Elektrifizierung nur rund 4% ein.

Akteure in der ländlichen Elektrifizierung sind das MEMR und die PLN, die auf dem Weg der öffentlich-rechtlichen Partnerschaft in Kooperation mit privaten Investoren, Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungskapazitäten für elektrische Energie ausbauen. Hinzu kommen Nicht-Regierungsorganisationen und Zusammenschlüsse auf kommunaler Ebene, private Akteure und internationale Geber.³¹

Nationale Aktivitäten

Die Strategie der PLN zur zukünftigen ländlichen Elektrifizierung richtet sich nach folgenden Prinzipien:

- Befähigung der ländlichen Bevölkerung, die Stromversorgung auf selbstständiger Basis zu gestalten;
- Nutzung lokaler Energieressourcen, besonders erneuerbarer Energien;
- Steigerung der Beteiligung des privaten Sektors und ländlicher Kooperativen.

Teil dieser Strategie ist das “Community-based rural energy development”-Konzept: Kooperativen, kommunale Institutionen, Nichtregierungsorganisationen oder private Akteure fungieren dabei als Stromversorger bzw. -erzeuger im ländlichen Raum – und werden von der PLN technisch unterstützt. Die Hilfestellung der PLN bezieht sich auf zwei Ebenen: entweder auf den Aufbau eines Inselnetzes, inklusive eigener Stromerzeugung oder den Aufbau eines an das zentrale Stromnetz der PLN angeschlossenen Dorfnetzes.

Zur finanziellen Unterstützung der ländlichen Elektrifizierung hat das MEMR (bzw. das DGEEU) das Programm “Trust Fund Facility for Rural Energy Services” geplant. Es zielt auf eine Einbindung lokaler Finanzinstitutionen in die ländliche Elektrifizierung. Die Regierung übernimmt entsprechende Garantien zur Kreditabsicherung.

Das Programm “Community Empowerment through Micro Hydro Power Plant (MHPP) – Development in Rural Villages” zielt auf die Förderung von Produktionsprozessen landwirtschaftlicher Produkte sowie auf kleingewerbliche Unternehmungen. In der Zuständigkeit des Ministry of Cooperative and Small Medium Scale Business wurden in den letzten Jahren 20 Mikro-Wasserkraftprojekte durchgeführt. Davon wurden 4 durch den indonesischen Staat und 16 durch internationale Geber finanziert. Alle diese Projekte werden von ländlichen Kooperativen betrieben.

29 Insgesamt sollen in das Vorhaben umgerechnet rund 470 Mio. Euro investiert werden. Das Projekt wird in drei Phasen von je 110–120 MW umgesetzt. Dabei soll die erste Kraftwerkseinheit nach 30 Monaten, die letzte innerhalb von 48 Monaten den Betrieb aufnehmen. Eingespeist wird der Strom in das Netz von Nord-Sumatra und Aceh. Nach Fertigstellung des letzten Anlagenteils rechnen die Betreiber mit jährlichen Stromerlösen von umgerechnet rund 86 Mio. Euro.

30 Nach Angaben der PLN erreichen Yogyakarta 94% und Bali 81%. Dagegen ist der ländliche Raum in Lampung nur zu 22% elektrifiziert – Nusa Tenggara sogar nur zu 13%. Naturgemäß nicht von Statistiken erfasst, ist der hohe Anteil der Strompiraterie im ländlichen Raum.

31 Zu den größten externen Akteuren zählt die Asian Development Bank (ADB), die Kredite für den Ausbau der Elektrizitätsversorgung vergibt.

Akteure und Programme der internationalen Zusammenarbeit

Ein wichtiger Akteur ist das ASEAN³² Centre for Energy (ACE), das besonders Projekte zur Nutzung kleiner Energiesysteme auf Basis erneuerbarer Energien für die ländliche Elektrifizierung und produktive Tätigkeiten fördert.

Die deutsche Gesellschaft für technische Zusammenarbeit (GTZ) hat in Kooperation mit dem MEMR und der niederländischen Organisation für Entwicklungszusammenarbeit "Directoraat generaal Internationale Samenwerking, DGIS" das Projekt "Mini-Hydropower Schemes for Sustainable Economic Development" initiiert. Ziel des Projekts ist neben der ländlichen Elektrifizierung der Aufbau von ländlichen Kleinunternehmen.³³ Dazu werden in Zusammenarbeit mit indonesischen Universitäten und Nicht-Regierungsorganisationen technische Kompetenzen in Planung, Konstruktion, Wartung und Betrieb von Kleinstwasserkraftwerken vermittelt. Seit 1999 konnten über 100 Stromerzeugungsanlagen mit Kapazitäten zwischen 7 und 250 kW installiert werden, die etwa 20.000 ländliche Haushalte, Kleinunternehmen und öffentliche Einrichtungen versorgen. Über 85% der Anlagenkomponenten werden lokal hergestellt.

Seit 2002 fördert das deutsche Bundesministerium für Bildung und Forschung das Verbundprojekt "Erschließung und Bewirtschaftung unterirdischer Karstfließgewässer". Im Fokus des Projekts steht die Trinkwasserversorgung der Bevölkerung während der Trockenzeit durch Nutzung erneuerbarer Energien. Durch Aufstauen eines unterirdischen Wasserlaufs wird in einem unterirdischen Wasserkraftwerk Strom erzeugt, das zur Förderung von Wasser genutzt wird.

Die Weltbank und die Global Environment Facility (GEF) unterstützen mit einem "Solar Home Systems Project" die Verbreitung von Photovoltaik zur dezentralen Elektrizitätsversorgung im ländlichen, netzfernen Raum Indonesiens. Das Projekt fördert die Installation von 200.000 SHS in vier Regionen. Zusätzlich soll die "Indonesian Agency for the Assessment and Application of Technology (BPPT)" in ihren Maßnahmen zur Etablierung der Photovoltaik im Energiesektor bestärkt werden.

Wechselkurs (7.2.07):

1000 Indonesischer Rupiah (IDR) =

0,08548 Euro (EUR)

1 IDR = 0,0001106 US Dollar (USD)

³² Association of Southeast Asian Nations.

³³ Im Vordergrund steht die Generierung zusätzlichen Einkommens durch Nutzung der Wasserkraft in Kombination mit dem Aufbau eines Marktes für ländliche Energiedienstleistungen.

20.7 Literatur

- **ADB – Asian Development Bank:**
Proposed Technical Assistance – Republic of Indonesia: Support for Infrastructure Development, 11/2005 (www.adb.org/Documents/TARs/INO/39386-INO-TAR.pdf)
- **Atmojo, J.P.:**
Development of Geothermal Resources in Indonesia, Center of Energy Resources Development Technology. Presentation at “Working Group Meeting for Dialogue on Climate Change, Clean Energy and Sustainable Development, 7.-9.6.2006, Mexico City
- **bfai – Bundesagentur für Außenwirtschaft:**
Erneuerbare Energien rücken auf Jakartas Prioritätenliste vor, Artikel, 19.8.2005
- **bfai – Bundesagentur für Außenwirtschaft:**
Indonesien will bei erneuerbaren Energien aufschließen, Artikel, 3.10.2006
- **bfai – Bundesagentur für Außenwirtschaft:**
Indonesiens Regierung verspricht Incentives für Geothermie, Artikel, 8.12.2006
- **bfai – Bundesagentur für Außenwirtschaft:**
Indonesien – Energiewirtschaft 2006, Broschüre, 20.12.2006
- **CO₂-Handel:**
Solarkocher aus Deutschland vermeiden Treibhausgase in Indonesien, 23.2.2006 (www.co2-handel.de)
- **EC-ASEAN COGEN Programme:**
National Energy Policy Review Indonesia, 3/2004 (www.cogen3.net/doc/policyreview/nationalenergypolicyreviewindonesia.pdf)
- **EIA – Energy Information Administration:**
Country Analysis Briefs, 10/2005 (www.eia.doe.gov/erneu/cabs/indonesia.pdf)
- **Girianna, M.:**
A way Forward for RI Electricity Industry, in: Jakarta Post, 31.07.2006
- **Hutapea, M. (MEMR):**
Country plans and Policies for developing and implementing Renewable Energies, Presentation of Directorate General of Electricity and Energy Utilization at “International Grid Connected Renewable Energy Policy Forum”, 1.-3.2.2006, Mexico City
- **Madon, G. (Worldbank):**
Impacts of Rural Electrification on Poverty and Gender in Indonesia, Studie, 1. Auflage, 4/2003, (www.worldbank.org/astae/enpogen/index.htm)
- **MEMR – Ministry of Energy and Mineral Resources:**
Energy Poverty Workshop Indonesia Project Concept Notes, 4.-6.5.2005, Phnom Penh Kambodscha
- **NEDO – New Energy and Industrial Technology Development Organization:**
CDM Development in Indonesia – Enabling Policies, Institutions, Programmes, Issues and Challenges, hrsg. Kobayashi, M. et al. Studie, Jakarta, 2006
- **Parinussa, B.J. (Bank Indonesia):**
Barriers and Issues to project financing in Indonesia, Presentation, 13.9.2006
- **Pratomo, Y. (MEMR):**
Renewable Energy Development in Indonesia, Ministry of Energy and Mineral Resources Indonesia, Presentation of Director General for Electricity and Energy Utilization at “Seminar on Renewable Energy and Energy Efficiency”, 17.-22.4.2004, Berlin
- **Worldbank:**
Indonesia – Averting an Infrastructure Crisis: A Framework for Policy and Action, 6/2004
- **World Bank/GEF:**
Solar Home Systems Project (www.gefweb.org/Outreach/outreach-Publications/Project_factsheet/Indonesia-sola-2-cc-wb-eng-ld.pdf)

20.8 Kontakte

Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR)

Jalan Medan Merdeka Selatan No. 18
Jakarta-10110
Tel. +62 (21) 380 42 42/381 32 33
Fax +62 (21) 384 74 61
www.setjen.dpe.go.id

Directorate General of Electricity and Energy Utilization (DGEEU)

Jl. H.R. Rasuna Said Blok X-2 Kav. 7-8, Kuningan
Jakarta-12950
Tel. +62 (21) 522 51 80
Fax +62 (21) 525 60 44

Directorate General for Geology and Mineral Resources (DGGMR)

Jalan Prof. Dr. Soepomo, SH No. 10, Tebet
Jakarta-12870
Tel. +62 (21) 828 07 73/829 56 08
Fax +62 (21) 829 76 42

Perusahaan Listrik Negara (PLN)

Jl. Trunojoyo Blok M I/135
Jakarta-12160
Tel. +62 (21) 725 12 34 ext. 4000/722 23 28
Fax +62 (21) 720 49 29

PT Pertamina Geothermal Upstream Directorate

Kwarnas Pramuka Building, 6th Floor, Jalan Medeka
Timur 6
Jakarta-10110
Tel. +62 (21) 352 15 76
Fax +62 (21) 350 80 33

Indonesian Renewable Energy Society (IRES) Masyarakat Energi Terbarukan Indonesia (METI)

Jalan Duren Tiga No. 101, Pancoran
Jakarta-12760
Tel. u. Fax +62 (21) 791 98 58
E-Mail: metiirex@centrin.net.id
www.meti.or.id

Mini Hydro Power Project – Indonesia (MHPP)

Jl. Cisatu 193, Ciumbuleuit
Bandung, 40142
Tel. /Fax +62 (22) 203 21 28
E-Mail: office@mhpp.org
www.mhpp.org

Asia Development Bank Indonesia Resident Mission (ADB)

Country Director's Office
Gedung BRI II, 7th Floor
Jl. Jend. Sudirman Kav. 44-46
Jakarta-10210
Tel. + 62 (21) 251 27 21
Fax + 62 (21) 251 27 49
INMARSAT-A 00 872 154 5201
E-Mail: adbirm@adb.org
www.adb.org/IRM/

ASEAN Centre for Energy (ACE)

ASEAN Centre for Energy Building, 6th Floor
Directorate General for Electricity and
Energy Utilization Complex
Jl. HR. Rasuna Said Blok X-2, Kav. 07-08
Kuningan, Jakarta-12950
Tel. +62 (21) 527 93 32
Fax. +62 (21) 527 93 50
E-Mail: info@aseanenergy.org

21 Pakistan

21.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Die installierte Kraftwerkskapazität in Pakistan lag Mitte 2006 bei 19.450 MW und hat sich somit seit 1990/91 (8.776 MW) mehr als verdoppelt. Der Anteil thermischer Kraftwerke betrug 64%, Wasserkraft hatte einen Anteil von 34% und die beiden pakistanischen Kernkraftwerke trugen 2% zur installierten Gesamtkapazität bei.¹

	Wasserkraft		Thermisch		Kernkraft		Gesamt
	MW	%	MW	%	MW	%	
2001/02	5.051	28,4	12.286	69,0	462	2,6	17.799
2002/03	5.051	28,4	12.285	69,0	462	2,6	17.798
2003/04	6.496	33,7	12.299	65,4	462	2,4	19.257
2004/05	6.499	33,5	12.423	64,1	462	2,4	19.384
2005/06	6.499	33,4	12.489	64,2	462	2,3	19.450

Tab. 1: Stromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern; Pakistan; 2001/02-2005/06; MW, %²

Stromerzeugung

Der pakistanische Elektrizitätsmarkt ist in den letzten Jahren durch eine deutliche Veränderung der zur Stromproduktion eingesetzten Primärenergieträger geprägt. Betrug der Anteil der Wasserkraft an der Stromproduktion im Abrechnungsjahr 1990/91 noch knapp 45%, so lag dieser Wert 2005/2006 bei nur noch 33%, nachdem er 2001/02 bereits auf 26% gesunken war. Im gleichen Zeitraum erhöhte sich der Anteil thermisch erzeugten Stroms von 54 auf 64%. Dieser Zuwachs ist vor allem Ergebnis der Kapazitätserweiterung seit Anfang der 90er Jahre, die als Antwort auf die herrschenden Engpässe und die daraus resultierenden häufigen Stromabschaltungen vorgenommen wurde.

Pakistan verfügt nur über geringe eigene kommerziell verwertbare Ölvorkommen. Daher wurden im Haushaltsjahr 2005/06 bereits 75% des pakistanischen Ölbedarfs durch Importe abgedeckt. Diese dienten unter anderem zur Befuerung thermischer Kraftwerke. Die mit Erdgas betriebenen Kraftwerke werden dagegen ausschließlich mit heimischen Vorräten betrieben, was für die wenigen Kohlekraftwerke ebenso zutrifft.³

2005/06 hatten die teilweise in staatlicher Hand befindlichen Unternehmen WAPDA und KESC einen Anteil von 57% bzw. 10% an der Stromerzeugung. Die beiden staatlichen Kernkraftwerke steuerten 3% bei, während die unabhängigen Erzeuger einen Anteil von 30,5% hatten. Im Abrechnungszeitraum 2005/2006 erhöhte sich die Stromerzeugung gegenüber der Vorjahresperiode um 9,3% auf rund 94 TWh.

	Wasserkraft		Thermisch		Kernkraft		Gesamt
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
2001/02	18.941	26,1	51.174	70,7	2.291	3,2	72.406
2002/03	22.351	29,6	51.591	68,2	1.740	2,3	75.682
2003/04	26.944	32,1	52.122	64,5	1.760	2,1	80.827
2004/05	25.671	30,0	57.162	66,8	2.795	3,3	85.629
2005/06	30.862	33,0	60.283	64,4	2.484	2,7	93.629

Tab. 2: Stromerzeugung nach Energieträgern; Pakistan; 2001/02-2005/06; GWh, %⁴

Stromübertragung und -verteilung

Das pakistanische Übertragungsnetz besteht aus 500 kV- und 220 kV-Leitungen.⁵ Nach einem Bericht des pakistanischen Übertragungsnetzbetreibers vom Januar 2007 ist das Übertragungsnetz nicht in der Lage, die Last zu decken. Im Jahr 2006 waren 77% der 500-kV- und 69% der 220-kV-Leistungstransformatoren überlastet. Für den Netzausbau wurde von der Asian Development Bank (ADB) im Januar 2007 ein Kredit in Höhe von 226 Mio. US\$ bereitgestellt.

1 Seit 1971 ist in Pakistan ein Kernkraftwerk in Karatschi im Einsatz, seit 2001 ein weiteres in Chashma.

2 Quelle: HDIP (Pakistan Energy Yearbook). Das pakistanische Haushaltsjahr endet jeweils am 30. Juni.

3 Pakistans kommerziell verwertbare Gasreserven wurde 2006 auf rund 32,6 Mrd. Kubikfuß geschätzt. Aufgrund neuer erheblicher Funde von Braunkohle in der Thar-Wüste in der Provinz Sindh ist geplant, den Anteil der Kohle an der Stromproduktion weiter auszubauen.

4 Quelle: HDIP.

5 Eine Karte mit den bestehenden Übertragungsleitungen ist auf der Homepage des Verteilungsnetzbetreibers NTDC zu finden. Siehe: www.ntdc.com.pk/TransmissionLines.asp.

Die vorhandenen staatlichen Stromübertragungs- und -verteilungssysteme erreichen bislang etwa 55 % der pakistanischen Bevölkerung. Ein großes Problem stellt nach wie vor die sichere Übertragung und Verteilung des Stroms in Pakistan dar. Aufgrund einer schwachen Netzinfrastruktur und erheblicher Stromdiebstähle lagen die Gesamtverluste im Übertragungs- und Verteilungsnetz 2005 bei 26,5 %. Ziel der Regierung ist die Reduktion der Verluste auf 21,5 % bis zum Jahr 2010.

Im Haushaltsjahr 2004/05 ist die Stromnachfrage um 6,6 % gegenüber der Vorperiode gestiegen. 2005/06 lag der Zuwachs sogar bei mehr als 10 %. Auch in den kommenden Jahren wird mit einem weiteren Anstieg des Strombedarfs gerechnet. Da das Nachfragewachstum den kurzfristig vorgesehenen Zubau neuer Kapazitäten übersteigt – für die Jahre 2006 bis 2009 wird von einem Anstieg von mehr als 4 % pro Jahr ausgegangen – sind in den kommenden Jahren Engpässe in der Elektrizitätsversorgung möglich, die durch private Investitionen in Erzeugungskapazität gemindert werden soll.

	Haushalte		Industrie		Landwirtschaft		Staatliche Institutionen		Handel/Gewerbe		Straßen-Beleuchtung		Gesamt
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	
2001/02	23,2	46,0	15,1	29,8	5,6	11,0	3,4	6,7	3,0	5,9	0,2	0,6	50,6
2002/03	23,6	44,8	16,2	30,7	6,0	11,3	3,3	6,3	3,2	6,0	0,2	0,4	52,7
2003/04	25,8	44,9	17,4	30,2	6,7	11,7	3,6	6,3	3,7	6,4	0,3	0,5	57,5
2004/05	27,6	45,0	18,6	30,3	7,0	11,4	3,7	6,0	4,1	6,7	0,3	0,5	61,3
2005/06	30,7	45,4	19,8	29,3	7,9	11,7	4,0	5,9	4,7	7,0	0,4	0,6	67,6

Tab. 3: Stromverbrauch nach Endabnehmern; Pakistan; 2001/02-2005/06; TWh, %⁶

Stromverbrauch

Der Stromverbrauch Pakistans ist in den letzten Jahren – außer während des Haushaltsjahres 1998/99 – stetig gewachsen. Zwischen 2001/02 und 2005/06 nahm der Gesamtverbrauch von 50,6 auf 67,6 TWh und somit um über 33 % zu. Den größten Anteil unter den Verbrauchergruppen hatte dabei – mit Ausnahme des Haushaltsjahres 1990/91 – stets der Haushaltssektor, gefolgt von der Industrie und der Landwirtschaft.

Strompreise

Die Strompreise werden von der Regulierungsbehörde NEPRA für jedes der acht Verteilungsunternehmen einzeln festgelegt. Die Tarife unterscheiden dabei u.a. zwischen Haushalten, Gewerbe, Landwirtschaft, Industrie und öffentlicher Beleuchtung. Neben einer fixen monatlichen Rate, die unabhängig vom Stromverbrauch entrichtet werden muss, ist das Tarifsystem progressiv gestaltet. Zudem variieren die Stromtarife in Abhängigkeit von Spitzenlast- und Niedriglastzeiten.⁷ Im Januar 2007 wurde bekannt gegeben, dass die Stromtarife um durchschnittlich 20 % erhöht werden sollen.

⁶ Quelle: HDIP.

⁷ Detaillierte Tabellen befinden sich auf der Homepage der Regulierungsbehörde: www.nepa.org.pk

Ausbauplanung

Aufgrund der prognostizierten Zunahme des Leistungsbedarfs um rund 10.000 MW bis 2010 hat die pakistanische Regierung langfristig ein groß angelegtes Programm zum Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten gestartet. Um zukünftige Versorgungsdefizite zu minimieren, plant Pakistan mit dem Ausbauplan "Vision 2025" einen langfristigen Kapazitätswachstum bis 2025 von zusätzlich rund 35.000 MW. Die Planungen für den Ausbau der Erzeugungskapazität wurden im mittelfristigen Entwicklungsplan der Regierung für die Jahre 2005 bis 2010 aktualisiert. Die Planungskommission der Regierung gibt darin als Zielsetzung für 2030 vor, den Anteil heimischer Wasserkraft weiter zu steigern (knapp 33.000 MW), die heimische Kohle vermehrt für die Stromerzeugung zu nutzen (20.000 MW), die installierte Leistung der Kernenergie von heute 400 MW auf 8.800 MW auszubauen und erneuerbare Energien verstärkt zu nutzen (9.700 MW, d.h. mindestens 5 % Anteil ohne Wasserkraft). Damit soll die Versorgungssicherheit des Landes erhöht und die Importabhängigkeit insbesondere von Erdöl gesenkt werden.

21.2 Marktakteure

Die Elektrizitätsunternehmen WAPDA und KESC

In Pakistan dominieren zwei noch teilweise in staatlicher Hand befindliche Elektrizitätsunternehmen den Strommarkt: WAPDA (Water and Power Development Authority) und KESC (Karatschi Electric Supply Corporation). Das pakistanische Wasser- und Elektrizitätsunternehmen wurde 1958 gegründet, um so die beiden Bereiche besser koordinieren zu können. Zu den Aufgaben zählten neben der Elektrizitätsproduktion, -übertragung und -verteilung u.a. auch die Wasserversorgung, das Flutmanagement und die Binnenschifffahrt. WAPDA ist der mit Abstand größte Stromerzeuger Pakistans und verfügte im Juni 2006 über 58% aller Erzeugungskapazitäten, KESC über 9% der Gesamtkapazität. Das Übertragungs- und Verteilungsnetz von WAPDA erstreckt sich über weite Landesteile, während KESC für die Versorgung des Einzugsgebietes von Karatschi verantwortlich ist, die Hauptstadt der Provinz Sindh.

Neben den staatlichen Betreibern der beiden Kernkraftwerke Karatschi Nuclear Power Plant (KANUPP) und Chashma Nuclear Power Plant (CHANUPP) haben sich seit 1994 im Bereich der Stromerzeugung eine Reihe privater Betreiber als unabhängige Stromproduzenten etabliert.

Vertikale Entflechtung und Privatisierung von WAPDA und KESC

Im Rahmen der eingeleiteten Umstrukturierung und Liberalisierung des pakistanischen Strommarktes wurde im Jahr 2000 mit der vertikalen Desintegration von WAPDA begonnen. Das Unternehmen wurde in 13 Einheiten untergliedert: vier Erzeugungsunternehmen, acht Verteilungsunternehmen und das nationale Unternehmen für Übertragung und Lastmanagement NTDC. Für die Abwicklung der Entflechtung und Privatisierung wurde 1998 die Pakistan Electric Power Company (PEPCO) gegründet.

Bis Ende 2006 wurde lediglich das Erzeugungsunternehmen KAPCO privatisiert. Das Unternehmen, das im April 2005 an die Börse ging, ist nunmehr mit einer installierten Leistung von 1.600 MW der größte nicht-staatliche Erzeuger des Landes. Als nächstes sollen die Verteilungsunternehmen FESCO und GESCO und die Erzeugungsunternehmen Jamshoro Power Co. und National Power Construction Corporation Pvt. Ltd. privatisiert werden.⁸ Im Dezember 2005 gingen 73% der Unternehmensanteile des regionalen staatlichen Energieversorgungsunternehmens KESC an ein pakistanisch-saudiarabisches Konsortium.⁹

8 Die zur Privatisierung freigegebenen Unternehmen werden auf der Homepage der nationalen Privatisierungskommission vorgestellt (www.privatisation.gov.pk).

9 Das Konsortium besteht aus Hasan Associates, Al-Jimeih Holding Co. und Premier Mecantile Services.

Die angestrebte Privatisierung der eigenständigen Erzeugungs- und Verteilungsgesellschaften gestaltet sich allerdings als ein schwieriger Prozess, da diese oftmals aufgrund unbezahlter Rechnungen und nicht kostendeckender Tarife im Verlustbereich operieren. WAPDA und KESC schrieben trotz Schuldentilgung in den vergangenen Jahren weiterhin rote Zahlen. Zudem stellen sich die nationalen Gewerkschaften gegen die Privatisierung der Elektrizitätsunternehmen. Der Bereich Wasserkraft, der einen gesonderten Bereich innerhalb von WAPDA bildet, ist von der Privatisierung vorerst ausgeschlossen und wird somit weiterhin im Besitz von WAPDA verbleiben.

Unabhängige Stromerzeuger

Insgesamt wurden bis Ende 2006 19 größere unabhängige Stromerzeuger von der Regulierungsbehörde mit Lizenzen ausgestattet.¹⁰ Die beiden größten privaten Stromerzeugungsunternehmen sind die HUB Company (HUBCO) und die Kot Addu Power Company (KAPCO). HUBCO gehört einem Konsortium, bestehend aus den Unternehmen National Power (Großbritannien), Xenal (Saudi-Arabien) und der Mitsui Corporation (Japan), und verfügt über knapp 1.300 MW Erzeugungskapazität.

Neben Ausschreibungswettbewerben haben private Erzeuger die Möglichkeit, die Projektumsetzung aufgefördert bei NEPRA zu beantragen. Anstatt die Stromabnahmeverträge bilateral mit dem jeweiligen Stromabnehmer zu verhandeln, legt NEPRA die Tarife unter Absprache mit dem unabhängigen Stromerzeuger und dem Stromabnehmer fest.

Ende 2006 wurden von der staatlichen Beratungsinstitution für private Investoren Private Power and Infrastructure Board PPIB, die u.a. für Verhandlungen zur Durchführung von Vorhaben verantwortlich ist, 50 Projekte mit einer Gesamtleistung von mehr als 13.000 MW bearbeitet, die bis Januar 2016 nach und nach in Betrieb gehen sollen. Die zusätzliche Kapazität verteilt sich relativ gleichmäßig auf Wasser- und thermische Kraftwerke. Das Ministerium für Wasser und Elektrizität hat 2005 festgelegt, dass die Regulierungsbehörde NEPRA Vergütungstabellen für unabhängige Stromerzeuger nach Technologietyp erstellen soll, um so die Transparenz zu erhöhen und die Lizenzvergabe zu vereinfachen. Diese lagen bis Januar 2007 noch nicht vor.

Weitere Akteure

Private Power and Infrastructure Board (PPIB)

Zur Verbesserung der Investitionsanreize im pakistanischen Stromsektor wurde 1994 eine neue staatliche Beratungsinstitution etabliert, das "Private Power and Infrastructure Board" (PPIB). Diese Einrichtung soll vor allem privaten Investoren im pakistanischen Strommarkt als zentrale Anlaufstelle dienen, die bei der Realisierung von Kraftwerksprojekten beratend zur Seite steht. Die Hauptaufgabe des PPIB besteht in der Aushandlung der Durchführungsvereinbarung sowie in der Beratung bei den Verhandlungen über Verträge für Primärenergielieferungen und Stromabnahme. Des Weiteren bürgt PPIB für die Erfüllung der Verpflichtungen staatlicher Akteure im Strommarkt gegenüber privaten Investoren, es überwacht etwaige Rechtsstreite und internationale Schlichtungsverfahren für und im Namen der pakistanischen Regierung und unterstützt die Regulierungsbehörde bei der Festlegung und Verabschiedung der Vergütungstarife für neue private Kraftwerksprojekte. PPIB ist mit Vertretern der vier Provinzen und aus dem teilautonomen Gebiet Asad Kaschmir besetzt.

Regulierungsbehörde NEPRA

Im Dezember 1997 wurde die sektorale Regulierungsbehörde (National Electric Power Regulatory Authority, NEPRA) durch Gesetz geschaffen. NEPRA soll insbesondere einen fairen Wettbewerb sowie den Schutz der Verbraucher sicherstellen. Die wichtigsten Befugnisse der Behörde sind die Ausstellung von Lizenzen zur Stromproduktion, -übertragung und -verteilung (inkl. Festlegung der Lizenzgebühren) und die Festlegung der Stromtarife. Da die Verbraucher bisher nicht die Möglichkeit haben, über bilaterale Verträge den Strom vom Produzenten ihrer Wahl zu beziehen, ist NEPRA auch für die Festlegung des Stromverkaufs der Produzenten an NTDC verantwortlich. Darüber hinaus kann NEPRA Bußgelder bei Nichteinhaltung der entsprechenden Bestimmungen verhängen.

Alternative Energy Development Board (AEDB)

Im Mai 2003 wurde das "Alternative Energy Development Board" (AEDB) gegründet, das unmittelbar dem Premierminister untersteht. Ziel der Institution ist die Förderung und Nutzung der erneuerbaren Ressourcen des Landes und die Erreichung der von der Regierung festgesetzten Ausbauziele von 10% bis 2015 (ohne Wasserkraft). Außerdem ist AEDB für die Entwicklung der mittel- und langfristigen nationalen Förderpolitik für erneuerbare Energien zuständig, die im Maßnahmenpaket "Policy Development of Renewable Energy for Power Consumption" festgeschrieben wurde. Darüber hinaus obliegt dem Gremium die Koordinierung von Joint-Ventures mit dem Ziel, ausländische Technologien im Bereich der Alternativenergien in Pakistan fertigen zu lassen. AEDB ist zudem für die Abwicklung von Projekten im Bereich erneuerbare Energien zuständig.

21.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Für die Ausarbeitung der pakistanischen Energiepolitik ist das Ministerium für Wasser und Elektrizität (Ministry of Water and Power) zuständig. Insbesondere die in den 80er und Anfang der 90er Jahre vorhandene Unterversorgung mit Strom führte 1992 zur Verabschiedung eines Strategieplans mit dem Ziel einer Restrukturierung des pakistanischen Stromsektors.

Stromgesetz für den privaten Sektor von 1994

1994 wurde ein Energiegesetz verabschiedet ("Policy Framework and Package of Incentives for Private Sector Power Generation Projects in Pakistan"). Es sollte private Investitionen im pakistanischen Stromsektor fördern und die Investitionsbedingungen für unabhängige Stromerzeuger standardisieren. Es beinhaltet insbesondere folgende Maßnahmen:

- Vorabfestsetzung eines einheitlichen Vergütungssatzes in Höhe von 5,7 US-ct/kWh mit Kopplung an das Wechselkursverhältnis zwischen pakistanischer Rupie und US-Dollar inkl. der Berücksichtigung der US-Inflationsrate und möglicher Schwankungen der Rohstoffpreise;¹¹
- Überlassung der Entscheidungsbefugnis über Größe, Technologie, Energieträger und Standort eines Kraftwerks an den Träger des Projekts;
- garantierter Netzanschluss und Stromabnahme im Rahmen von Standardverträgen;
- Garantie hinsichtlich Lieferung der benötigten Primärenergieträger, solange ein Liefervertrag mit einer staatlichen Institution besteht;
- Befreiung unabhängiger Stromerzeuger von zahlreichen Steuern (Körperschafts-, Einkommen- und Umsatzsteuer) und Zöllen.

11 Zusätzlich wurde ein Bonus von 0,25 US-ct/kWh für Kraftwerksprojekte offeriert, die bis Ende 1997 in Betrieb gingen.

Stromgesetz von 2002

Im Jahre 2002 wurde ein neues Stromgesetz verabschiedet, das in seinen Grundzügen dem Vorgängergesetz von 1994 folgt, in seinem Anwendungsbereich jedoch breiter angelegt ist. So begünstigt das neue Stromgesetz mit dem Titel "Policy for Power Generation Projects – Year 2002" neben privaten Investitionsprojekten auch gemischtwirtschaftliche Partnerschaften (PPP) und eröffnet privaten Investoren die Möglichkeit, neben öffentlich ausgeschriebenen Projekten selbst Kraftwerksprojekte vorzuschlagen.

Für die Genehmigung von Anlagen mit einer Leistung unter 50 MW ist nun die jeweilige Provinzregierung zuständig. Für die Vergütung des Stroms wurde ein System festgelegt, das sich aus zwei Komponenten zusammensetzt: Ein Teil der Vergütung ist von der Leistung der jeweiligen Anlage abhängig ("Capacity Purchase Price" – CPP), ein anderer Teil von den zur Stromproduktion eingesetzten Energieträgern ("Energy Purchase Price" – EPP). Letzterer soll nach dem Gesetz von 2004 mindestens 34-40% der gesamten Vergütung ausmachen.

Neu an den Regelungen aus dem Jahr 2002 ist die Bevorzugung von Projekten, die mit heimischen Energieressourcen arbeiten, d.h. hauptsächlich mit Wasser, Kohle oder Erdgas und erneuerbaren Energien. Dies manifestiert sich insbesondere in der Ausnahme aller derartigen Kraftwerksprojekte von der Einkommen- und Umsatzsteuer sowie der Kapitalertragsteuer auf Importe (eine Ausnahme bilden Ölkraftwerke). Außerdem wurden reduzierte Zölle von nur 5% des Standardsatzes auf importierte Anlagenkomponenten festgesetzt.

Großhandelsmarkt

Hinsichtlich der Entstehung eines Großhandelsmarktes wurde im Juli 2002 zunächst ein so genanntes "single buyer plus"-Modell etabliert, in dem die NTDC als alleiniger Käufer des von allen Produzenten generierten Stroms fungiert. Ab Mitte 2009 soll es Großverbrauchern gestattet werden, durch bilaterale Lieferverträge Strom von Produzenten ihrer Wahl zu beziehen. Ab Mitte 2012 ist die Einführung eines Großhandelsmarktes vorgesehen.

21.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Seit Beginn der 1980er Jahre wurden in Pakistan erste Fördermaßnahmen im Bereich erneuerbare Energien implementiert. So wurden im sechsten pakistanischen Energieplan (1983-1988) rund 14 Mio. € für die Bereiche nachwachsende Energiepflanzen, Biogas und für eine Machbarkeitsstudie zur kommerziellen Nutzung der Solarenergie bereitgestellt.

Pakistan Council for Renewable Energy Technology (PCRET)

In den 70er und 80er Jahren wurden erste Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien durch das 1975 gegründete "Pakistan Council of Appropriate Technology" (PCAT) und das "National Institute of Silicon Technology" (NIST) vorangetrieben. Im Mai 2001 kam es zur Fusion der beiden Forschungseinrichtungen, die nun unter dem Namen "Pakistan Council for Renewable Energy Technology" (PCRET) firmieren. Mit diesem Schritt sollen die Forschungsaktivitäten besser koordiniert und Überschneidungen vermieden werden.

Policy for Development of Renewable Energy for Power Generation

Im Dezember 2006 veröffentlichte die pakistanische Regierung das erste nationale Maßnahmenpaket für die Förderung erneuerbarer Energien. Die Regelungen gelten für Wasserkraftwerke bis zu einer Kapazität von 50 MW, Solarthermie, Photovoltaik und Windenergie. Kurzfristig, d.h. bis Mitte 2008, sollen durch attraktive Stromabnahmeverträge und teilweise Risikodeckung international bereits kommerziell genutzte Technologien erprobt werden. Mittelfristig, d.h. bis 2030, sollen so mindestens 9.700 MW Regenerativstrom installiert werden.

Im Rahmen dieser Regelungen ist der Netzbetreiber zur Stromabnahme verpflichtet und muss bis zu einer gewissen Länge Anschlußleitungen errichten.¹² Die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien haben im Gegensatz zu konventionellen Stromerzeugern die Möglichkeit, ihren Strom zum Teil oder vollständig im Rahmen von bilateralen Verträgen an Endkunden zu veräußern. Besondere Anreize werden für solche Erzeuger erneuerbarer Energien gewährt, die den Strom gänzlich in das nationale Netz einspeisen. Dazu zählt, dass das Risiko von variierenden Windgeschwindigkeiten vom Stromabnehmer getragen wird. Falls der zuvor ermittelte Referenzwert am Projektstandort vom Erzeuger aufgrund von Faktoren, die außerhalb seiner Einflussmöglichkeiten liegen (z.B. eine nicht absehbare Windflaute), nicht erreicht wird, erfolgt die Vergütung auf Grundlage des zuvor festgelegten Referenzwertes. Die Vergütung sinkt jedoch, wenn die Mindereinspeisung vom Erzeuger zu verantworten ist (z.B. aufgrund ausbleibender Wartungsarbeiten). Als Referenzwert wird die monatliche Durchschnittsgeschwindigkeit am Projektstandort herangezogen. Der Mittelwert wird auf Grundlage der Daten von mindestens drei Jahren ermittelt. Für Stromerzeugung, die über den Referenzwert hinausgeht, werden 10% der Vergütung gezahlt. Somit werden die zusätzlichen Einnahmen zwischen dem Erzeuger und dem Abnehmer geteilt. Gleiches gilt bei der Stromgewinnung aus Wasserkraft.¹³

Der Ausbau von Übertragungsleitungen liegt generell im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber. Die Festsetzung der Vergütung erfolgt entweder über öffentliche Bieterverfahren, bilaterale Verhandlungen zwischen dem unabhängigen Erzeuger und NEPRA oder ex-ante festgelegten Vergütungssätzen (Einspeisungsvergütungsmodell). Von NEPRA werden derzeit präzise Vergütungstabellen erstellt, um so die Festlegung der Tarife abzukürzen. Die dafür getroffenen Annahmen und Methoden sollen veröffentlicht werden.

Die Betreiber von Regenerativanlagen zur Selbstversorgung haben die Möglichkeit, Überschussstrom an den Netzbetreiber zu verkaufen¹⁴ und zusätzlich benötigte Elektrizität zum jeweiligen Standardtarif nachzukaufen. Im Rahmen des Maßnahmenpakets werden Erzeugern von erneuerbaren Energien weitere fiskalische und finanzielle Anreize eingeräumt. Dazu zählen die zollfreie Einfuhr von Anlagenteilen und die Ausnahme von der Einkommensteuer.

Für netzferne Erzeugungsanlagen, insbesondere kleine Wasserkraftanlagen, sollen die Installationsbedingungen deutlich vereinfacht werden. Entsprechende Regelungen sollen von AEDB und den zuständigen Provinzregierungen erarbeitet werden. Kleinwasserkraftprojekte, die an Inselnetze von bis zu 11 kV angeschlossen sind, sollen dann von jedermann unter Rücksprache mit der lokalen Behörde in Betrieb genommen werden können, ohne dabei die Zustimmung von AEDB, den provinziellen Behörden oder der Umweltschutzbehörde einholen zu müssen. Die Tarife werden auf bilateraler Ebene zwischen den Erzeugern und den Nutzern ausgehandelt. Für die Umsetzung von kleinen Wasserkraftprojekten von bis zu 5 MW gewährt die pakistanische Regierung einen einmaligen Investitionskostenzuschuss in Abhängigkeit von der Anlagenleistung. Ähnliche Regelungen sollen für netzferne Wind- und Solaranlagen etabliert werden.

Für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, die nach Juli 2008 zugelassen werden, soll der Wettbewerb innerhalb der Technologiegruppen erhöht, Subventionen abgebaut und die Risikodeckung minimiert werden. Langfristig,¹⁵ sollen erneuerbare Energien ein integrierter Bestandteil der nationalen Energieplanung werden und im Wettbewerb mit konventionellen Energieträgern stehen. Weitere Regelungen für die Nutzung von Biomasse und anderer erneuerbarer Energieträger werden vom AEDB und der Regierung erarbeitet.

12 Die Garantie gilt, solange sich die Anlage in einer Entfernung von höchstens 70 km zur nächsten 220-kV-Übertragungsleitung befindet. Mit sinkender Spannungsebene nimmt die maximale Entfernung ab (50 km für 132 kV, 5 km für 11 kV und ein 1 km für 400 V). Der Erzeuger hat zudem die Möglichkeit, neue Stromleitungen für die Verbindung zum nationalen Elektrizitätsnetz auf eigene Kosten zu legen. Der Stromabnahmetarif wird in Abhängigkeit von diesen Determinanten angepasst.

13 Im Rahmen von Wasserkraftprojekten ist eine Wassernutzungsgebühr von 0,15 Rupien je kWh zu entrichten. Diese wird jährlich entsprechend der Inflationsrate angepasst.

14 Bemessungsgrundlage bei Anlagen mit mehr als 1 MW Leistung sind die von NEPRA vierteljährlich festgelegten Tarife für Ölkraftwerke abzüglich 10%. Diese Regelung gilt für alle Regenerativtechnologien.

15 Als langfristig gelten solche Projekte, die nach Mitte 2012 abgeschlossen werden und dann Elektrizität einspeisen.

Clean Development Mechanism

Das Kyoto-Protokoll wurde von Pakistan im Januar 2005 unterzeichnet. Die pakistanische Designated National Authority (DNA) ist dem Umweltministerium untergeordnet. Sie setzt sich aus dem nationalen CDM-Steering Komitee, dem technischen Komitee und dem CDM-Sekretariat zusammen und wird vom Klimawandel-Komitee beraten. Letzteres besteht aus zahlreichen Ministern und wird vom Premierminister geleitet. Das Steering-Komitee ist unter Vorsitz des Umweltministeriums für die politische Beratung, die interministerielle Koordination und die Überwachung der Durchführung von CDM-Projekten verantwortlich. Das technische Komitee ist in drei Einheiten unterteilt: Erneuerbare Energien/Energieeffizienz, Abfallmanagement und Landwirtschaft/Forstwirtschaft/Viehbestand. Das CDM-Sekretariat ist Hauptansprechpartner für CDM-Angelegenheiten und stellt im Auftrag der Regierung Lizenzen für CDM-Projekte aus.

Das erste CDM-Projekt wurde im November 2006 beim UNFCCC registriert. Nach dem Maßnahmenpaket für erneuerbare Energien vom Dezember 2006 sollen alle qualifizierten Erneuerbare-Energie-Projekte (in der Anfangsphase sind das Projekte im Rahmen der Windkraft und der kleinen Wasserkraft) dazu ermutigt werden, sich als CDM-Projekt registrieren zu lassen, um so Emissionsreduktionszertifikate handeln zu können. Die Einnahmen aus dem Handel mit Emissionszertifikaten sollen bei der Tariffestlegung berücksichtigt werden und der Regulierungsbehörde gegenüber offen dargelegt werden. In Kooperation mit internationalen Entwicklungsorganisationen will die pakistanische Regierung die Umsetzung von CDM-Projekten fördern und hat dafür 2006 rund 500.000€ (39 Mio. Rupien) zur Verfügung gestellt.

21.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Neben der zunehmenden Erforschung und Ermittlung der tatsächlichen Nutzungspotenziale erneuerbarer Energieträger in Pakistan mehren sich auch die Planungen und Aktivitäten zu deren Erschließung. Forciert wird zurzeit insbesondere der Ausbau der Wasser- und Windkraft im Groß- und Kleinanlagenbereich.

Wasserkraft

Das gesamte theoretische Wasserkraftpotenzial Pakistans ist noch nicht vollständig evaluiert worden. Konservative Schätzungen gehen von etwa 45.000 MW Leistung aus. Aufgrund des erwarteten Nachfragewachstums und der Tatsache, dass nicht einmal 20% des Wasserkraftpotenzials genutzt werden, plant die Regierung, die Wasserkraft in mehreren Stufen weiter auszubauen. Ende 2006 waren insgesamt 6.608 MW Wasserkraft, zumeist im nördlichen Landesteil, installiert. Davon entfielen 5.928 MW auf große Wasserkraft (> 250 MW), 437 MW auf mittelgroße Kraftwerke (von 50 MW bis 250 MW) und 253 MW auf kleine Wasserkraft (< 50 MW).

Ein wichtiges Großprojekt, das 2003 in Betrieb genommen wurde, ist das Laufwasserkraftwerk Ghazi-Barotha am Oberlauf des Indus mit einer Gesamtleistung von 1.450 MW. Durch den Zubau konnte der Anteil der Wasserkraft an der installierten Leistung wieder deutlich erhöht werden. Finanziert wurde das Projekt von der Weltbank, der ADB, dem japanischen JBIC, der Europäischen Investitionsbank, der Islamischen Entwicklungsbank sowie aus Mitteln der deutschen Finanziellen Zusammenarbeit (KfW). WAPDA übernahm mit rund einer Milliarde US\$ 47% der Gesamtkosten.

Neben diesem Großprojekt wurden von der GTZ in den Jahren 2002 bis 2005 weitere Wasserkraftwerke mittlerer Größe im Rahmen des nationalen Programms zur Förderung der Wasserkraft installiert. 2006 hat die pakistanische Regierung einen Kredit bei der ADB für Projekte im Bereich erneuerbare Energien beantragt. Die erste Tranche des Kredits in Höhe von 510 Millionen US\$ wurde im Dezember von der ADB zugesichert und soll unter anderem zur Umsetzung von mittelgroßen und kleinen Wasserkraftprojekten im Nordwesten des Landes verwendet werden. Dazu zählen acht netzgebundene Wasserkraftwerke in der Größenordnung von 2,6 MW bis 36 MW. Im Bereich von Wasserkraftprojekten mit einer Leistung von 1 MW bis 50 MW wurden in den vergangenen Jahren 570 Standorte mit einer Gesamtleistung von 2.166 MW identifiziert.

Kleinstwasserkraft

Im Bereich der Kleinstwasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von unter 100 kW je Anlage wird allein in Nordpakistan das Potenzial auf 300 MW geschätzt. Das Potenzial im Kanalsystem Punjabs liegt bei weiteren 350 MW. Bis 2006 wurden von PCRET in der bergigen Nordwestprovinz 300 Kleinwasseranlagen mit einer Gesamtleistung von 3 MW installiert. Die Anlagen haben eine Leistung zwischen 5 kW und 50 kW. Alle Anlagenkomponenten stammen aus heimischer Produktion.

Windenergie

In Pakistan gibt es viele Regionen, die sich für die kommerzielle Nutzung der Windenergie eignen. Dazu zählen insbesondere der Süden der Provinz Sindh und die Küstenregion der Provinz Belutschistan. Zu Beginn der 90er Jahre wurden erste Windmessungen an Standorten im gesamten Land und insbesondere in der Provinz Belutschistan durchgeführt, auf deren Grundlage erste Windkarten angefertigt wurden.¹⁶ Für die konkrete Planung von Windparks wurden in den vergangenen Jahren Windmessungen in der Region um Gharo-Keti Bandar durchgeführt.

UNDP/GEF-Projekt "Commercialization of Wind Power Potential in Pakistan"

Im November 2000 kam es zu einer ersten staatlichen Initiative, die Windkraftnutzung in Pakistan voranzutreiben. Mit finanzieller Unterstützung durch UNDP und GEF initiierte das pakistanische Umweltministerium das Projekt "Commercialization of Wind Power Potential in Pakistan". Dieses beinhaltete eine Studie, die bestehende Hindernisse für die Nutzung erneuerbarer Energien in Pakistan identifizierte und Vorschläge zu deren Überwindung aufzeigte. Die Vorschläge wurden im Rahmen des Maßnahmenpakets für erneuerbare Energien vom Dezember 2006 weitgehend umgesetzt.

Im Rahmen des Nachfolgeprogramms "Sustainable Development of Utility-Scale Wind Power Production: Phase 1", das im Januar 2004 für einen Zeitraum von fünf Jahren gestartet wurde, soll Windkraft in Pakistan Fuß fassen, indem politische, institutionelle, rechtliche, fiskalische und technische Barrieren beseitigt werden und Windkraft insbesondere in abgelegenen Regionen in das pakistanische Stromnetz integriert wird.

Windenergie-Projekte

Die Planung für kommerzielle Windkraftparks in Pakistan konzentriert sich auf die Gegend um Gharo-Keti Bandar in der Provinz Sindh im Südosten des Landes. AEDB hat in dieser Region einen Windkorridor ausgemacht, der aufgrund ausgezeichneter Standortbedingungen ein Potenzial von 50.000 MW Windenergiekapazität verspricht. Die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten liegen in einer Höhe von 65 Metern bei 7 bis 8 m/s. Die Landnutzung wird von AEDB zu günstigen Pachtbedingungen von ungefähr 15€ pro Hektar und Jahr ermöglicht. NTDC wird für die zusätzliche Kapazität in der Region neue Übertragungsleitungen von Mirpur Sakro nach Thatta errichten.

16 Siehe Nasir/Raza/Raja, 1992 und Nasir/Raza/Abidi, 1991.

AEDB hat bereits 2004 das private Unternehmen New Park Energy autorisiert, die ersten 45 MW im Rahmen eines letztlich 400 MW umfassenden Windparks in Koti-Kun nahe Gharo zu errichten. Das Projekt soll in weiteren Tranchen von je 45 MW umgesetzt werden. General Electrics wird für den ersten Abschnitt 30 Turbinen mit einer Leistung von je 1,5 MW liefern. Die Windenergie soll in das Netz von KESC eingespeist werden. Vor der physischen Realisierung stand im Frühjahr 2007 noch die Abgabe einer Verfügbarkeitsgarantie (Performance Guarantee) durch den Investor aus, die AEDB vor der Ausstellung eines abschließenden Letters of Support (LOS) verlangt.

Die Machbarkeitsstudie (pre-feasibility study) in der Region wurde von AEDB realisiert. Bis Dezember 2006 hat das AEDB 59 Vereinbarungen zur Zusammenarbeit durch so genannte "Letters of Intent" (LoI) mit nationalen und internationalen Unternehmen getroffen. Bis zum Jahr 2010 sollen so 700 MW Windkraft, bis zum Jahr 2030 sogar insgesamt 9.700 MW installiert werden. Sechs Unternehmen haben Ende 2006 bei der Regulierungsbehörde NEPRA Anträge auf Stromerzeugung aus Windenergie gestellt, von denen drei mit je 50 MW genehmigt wurden. AEDB hat Land an zwölf Investoren verpachtet. 13 private Investoren haben bis Ende 2006 AEDB feste Zusagen für die Installation von je 50 MW für die nächsten zwei Jahre gegeben.

Die Erzeuger haben die Wahl zwischen einem von NEPRA vorab festgelegten Standardvergütungssatz oder der Beantragung der Vergütung bei NEPRA. Die vorab festgelegte Vergütung liegt bei durchschnittlich 7,2 €-ct/kWh für einen Zeitraum von 20 Jahren. In den ersten 10 Jahren liegt die Vergütung bei 8,7 €-ct/kWh, in den folgenden 10 Jahren nur noch bei ca. 3,8 €-ct/kWh. Bisher hat nur das Unternehmen New Energy Park für sein Vorhaben eine Festsetzung der Vergütung beantragt und erhalten.

Für die lokale Produktion von einzelnen Anlagenteilen in Pakistan wurde ein internationales Konsortium gegründet. Allerdings wird erst dann mit der Herstellung einzelner Komponenten für Windkraftanlagen gerechnet, wenn sich ein entsprechendes Marktvolumen abzeichnet.

Kleinstanlagen

Bis Ende 2006 waren in Pakistan 140 Kleinstwindenergieanlagen (300-500 W) für die Elektrizitätsgewinnung und zum Pumpen von Wasser (ca. 30 Anlagen) installiert. In den Provinzen Sindh und Belutschistan konnten so 356 bzw. 111 Haushalte mit Elektrizität versorgt werden.

Biomasse

Insbesondere die ländliche Bevölkerung Pakistans, die gemäß der letzten Volkszählung von 1998 etwa zwei Drittel der Gesamtbevölkerung repräsentiert, verwendet noch fast ausschließlich Biomasse in Form von Feuerholz oder Holzkohle für Koch- oder Heizzwecke. 30% des landesweiten Energiebedarfs werden daher durch die Nutzung von Biomasse gedeckt. Die Biomassenutzung steigt weiter um durchschnittlich 5% pro Jahr.

Die pakistanische Regierung startete 1974 ein Programm zur Nutzung von Biogas. Bis 1987 wurden dadurch in mehreren Phasen mehr als 4.100 Biogasanlagen installiert. Da in der letzten Phase keine staatliche finanzielle Unterstützung mehr gewährt wurde, kam es auch nicht mehr zu weiteren Installationen. Seit Mai 2003 wurden im Rahmen eines neuen Biomasse-/Biogasprogramms von PCRET 1.200 weitere Anlagen installiert, die zu je 50% vom Staat finanziert wurden.

Das Stromerzeugungspotenzial im Rahmen der Bagasse-nutzung wird auf 400 MW geschätzt. Die Betreiber von Zuckermühlen haben die Möglichkeit, produzierten Überschussstrom ins Elektrizitätsnetz einzuspeisen. Diese Möglichkeit steht Kraft-Wärme-Kopplungen bis zu einer Leistung von 700 MW offen. Das noch nicht genutzte Potenzial durch die Stromgewinnung aus Abfällen wird auf 500 MW pro Großstadt geschätzt.

Solarenergie

Pakistan besitzt ein sehr gutes Potenzial an Solarenergie. Die durchschnittliche tägliche Sonneneinstrahlung liegt bei rund $5,3 \text{ kWh/m}^2$. Nahezu die Hälfte der Landesfläche hat das Potenzial für eine wirtschaftliche Nutzung der Solarenergie. Besonders die südwestliche Provinz Belutschistan verfügt über hervorragende Nutzungsbedingungen. Die Sonnenscheindauer liegt dort bei ca. 3.000 h/a . Das Potenzial des Landes wird auf etwas 70.000 MW geschätzt.

Trotz dieser guten Ausgangsvoraussetzungen ist die Nutzung der Solarenergie in Pakistan zur Stromgewinnung wie auch für thermische Zwecke nur in Ansätzen vorhanden. Die Photovoltaikleistung betrug Anfang 2006 etwa $0,8 \text{ MW}$ und wurde für ländliche Elektrifizierung, Gartenbeleuchtung und die Telekommunikation eingesetzt. Bereits zu Beginn der 80er Jahre wurden in verschiedenen Teilen Pakistans durch die Regierung 18 PV-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 440 kW installiert. Da es jedoch an technischem Know-how zu Betrieb und Wartung der Anlagen mangelte, wurden keine weiteren Anlagen installiert. Aus dem gleichen Grund sind weitere sieben PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 234 kW , die Ende der 80er Jahre im pakistanischen Teil des Hindukusch installiert wurden, heute nicht mehr in Betrieb.

Im Rahmen von Entwicklungsprogrammen der öffentlichen Hand wurden von AEDB mehrere "100 Solar Homes"-Programme in den Jahren 2005 und 2006 durchgeführt. Dadurch konnten insgesamt 991 Haushalte über netzferne Solar-Home-Systeme mit Modulen von jeweils 88 W mit Strom versorgt werden.

Die Nutzung der Solarthermie wird derzeit von AEDB im Rahmen von Pilotprojekten in den Provinzen Sindh und Belutschistan getestet. Das Potenzial wird auf $10.000 \text{ MW}_{\text{th}}$ geschätzt. Solarenergie soll zukünftig zudem zur Trinkwasseraufbereitung und Entsalzung genutzt werden. AEDB hat zu diesem Zweck ein Projekt initiiert, bei dem PV-Anlagen zur Trinkwasseraufbereitung und Solarthermieanlagen zur Entsalzung in fünf Dörfern des entlegenen Distrikts Tharparkar in der Provinz Sindh installiert werden sollen. In der Provinz Belutschistan werden bereits zwei solar betriebene Entsalzungsanlagen eingesetzt, die täglich 22.710 l Frischwasser bereitstellen können.

Geothermie

In verschiedenen Landesteilen Pakistans, wie etwa in der Nähe von Karatschi oder im pakistanischen Teil des Himalajas, gibt es zahlreiche heiße Quellen, deren Temperaturen von 30 bis 170°C reichen. Mögliche Nutzungsgebiete für Geothermieanlagen wurden bereits in den 80er Jahren identifiziert.¹⁷ Bisher wird die Geothermie in Pakistan jedoch nicht energetisch genutzt.

17 Siehe Tauquir, 1986.

21.6 Ländliche Elektrifizierung

Schätzungsweise 40.000 Dörfer hatten 2006 noch keinen Zugang zu Elektrizität. In der Provinz Belutschistan ist die Bevölkerungsdichte mit durchschnittlich nur 22 Einwohnern pro km² sehr gering, sodass 90 % der Dörfer der Provinz bislang keinen Stromzugang haben. Die Regierung hat eine Vielzahl von Projekten zur ländlichen Elektrifizierung in Kooperation mit internationalen Institutionen ins Leben gerufen. Mikrokredite werden von der Kushali Bank zur Verfügung gestellt. Das ambitionierte Ziel des so genannten Kushal-Pakistan-Programms der Regierung, das vorsah, bis Ende 2007 jeden Einwohner des Landes mit Wasser und Elektrizität zu versorgen, wird mit Sicherheit nicht erreicht werden. Das Programm für die ländliche Entwicklung wurde von der Regierung 2001 zuerst für einen Zeitraum von zwei Jahren ins Leben gerufen und danach um weitere fünf Jahre verlängert.

Programm Roshan Pakistan

Das Programm Roshan Pakistan ist wesentlicher Bestandteil der Gesamtstrategie der pakistanischen Regierung zur ländlichen Elektrifizierung. Insgesamt sollen 7.874 abgelegene Dörfer mit Strom versorgt werden, die mehr als 20 km vom nationalen Elektrizitätsnetz entfernt liegen und für die in den kommenden 20 Jahren keine Netzausbaupläne vorliegen. 906 Dörfer liegen in der Provinz Sindh und 6.968 in Belutschistan. AEDB, das in Kooperation mit den Provinzregierungen von Sindh und Belutschistan das Projekt leitet, sieht in der ersten Phase des Vorhabens die Elektrifizierung von 400 Dörfern in den Provinzen Sindh (100) und Belutschistan (300) vor. Diese soll bis 2009 abgeschlossen werden. Die GTZ hat AEDB bei der Planung der Elektrifizierungsstrategie unterstützt.

Für die Durchführung des Programms werden fünf PV-Systeme in unterschiedlichen Größen zur Verfügung gestellt. Die pakistanische Regierung subventioniert die Anschaffungskosten der Anlagen in Abhängigkeit von der Anzahl der Hausbewohner und der Raumzahl. Die Nutzer der Anlagen sollen lediglich für die Betriebs- und Instandhaltungskosten aufkommen. Deutsche und andere europäische Unternehmen nahmen Ende 2006 an der Projektausschreibung teil. 18.000 Solar-Home-Systeme sollen insgesamt installiert werden.

Währungskurs (19.02.2007):

100 Pakistanische Rupien (PKR) = 1,25 Euro (EUR)

21.7 Literatur

- AEDB:
Wind power generation projects in Pakistan,
Wind Status 8-2006, Islamabad
- AEDB/GTZ:
Power Sector Situation in Pakistan, Islamabad,
September 2005
- Bhattacharyya, S. C.:
Power sector reform in South Asia:
why slow and limited so far? in: Energy Policy,
35 (2007), S. 317-332
- Fraser, J.:
Lessons from the independent private power
experience in Pakistan, Energy and Mining Sector
Board, Discussion Paper No. 14, World Bank,
May 2005
- GoP – Government of Pakistan:
Policy for Development of Renewable Energy for
Power Generation (Small Hydro, Wind, and Solar
Technologies), Dezember 2006
- GoP – Government of Pakistan:
Economic survey 2005-2006, Islamabad

- **GoP – Government of Pakistan:**
Guidelines for determination of tariff for wind power generation, Ministry for Water and Power, Islamabad, 2006
- **GoP – Government of Pakistan:**
Medium Term Development Framework: 2005-10, Planning Commission, GOP, Islamabad, S. 403-440 (Energy Security), May 2005
- **HDIP – Hydrocarbon Development Institute of Pakistan:**
Pakistan Energy Yearbook 2006
- **Mirza et al.:**
Wind energy development in Pakistan, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews
- **Muneer, T. & Asif, M.:**
Prospect of secure and sustainable electricity supply for Pakistan, in: Renewable and Sustainable Energy Review, 11(2007), S. 654-671
- **Nasir, M.S., Raza, M.S. & Raja, I.A.:**
Distribution of wind power resource over Pakistan, in: Renew Energy 1992; 2(4-5), S. 411-420
- **Nasir, M.S., Raza, M.S. & Abidi, H.B.S.:**
Wind energy in Belutschistan (Pakistan), in: Renew Energy 1991, 1(3-4), S. 523-526
- **Sahir, M. S. & Qureshi, A. H.:**
Assessment of new and renewable energy resources potential and identifications of barriers to their significant utilization in Pakistan, in: Energy Policy (forthcoming)
- **Tauqir, S. A.:**
Geothermal areas in Pakistan, in: Geothermics 1986, 15 (5-6), S. 719-723

21.8 Kontakte

Alternative Energy Development Board (AEDB)
Prime Minister's Secretariat
Government of Pakistan
Constitution Avenue
Islamabad
Tel. +92 (51) 922 34 27/900 85 04
Fax +92 (51) 920 57 90
E-Mail: support@aedb.org
www.aedb.org

Botschaft der Islamischen Republik Pakistan in Deutschland
Schaperstraße 29
10719 Berlin
Tel. +49 (30) 212 44-0
Fax +49 (30) 212 442 10
E-Mail: pakemb.berlin@t-online.de

Designated National Authority (DNA)
Ministry of Environment
CDA Block-IV, Sector G-6, Civic Centre
Islamabad 44000
Kontaktperson: Mr. Khizar Hayat, Joint Secretary (International Cooperation)
Tel. +92 (51) 920 25 58/920 60 51
Fax +92 (51) 920 22 11
E-Mail: khizarjsic@yahoo.com.
cdmpakistan.gov.pk

Deutsche Botschaft in Pakistan
Ramna 5, Diplomatic Enclave,
Islamabad
Tel. +92 (51) 227 94 30 – 35
Fax +92 (51) 227 94 36
E-Mail: pregerem@isb.paknet.com.pk
www.german-embassy.org.pk

Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ)
Büro Pakistan
GTZ Office Islamabad F 8/3 Street 5, House 63-A
Tel. +92 (51) 226 41 61
Fax +92 (51) 226 41 59
E-Mail: gtz-pakistan@pk.gtz.de

Hydrocarbon Development Institute of Pakistan (HDIP)

Plot No.18, Street 6, H-9/1, P.O. Box 1308
Islamabad
Tel. +92 (51) 925 83 01/925 83 02
Fax +92 (51) 925 83 10
E-Mail: info@hdip.com.pk
www.hdip.com.pk

Ministry of Power and Water
A Block, Pak Sectt. Islamabad,
www.pakistan.gov.pk

National Energy Conservation Centre (ENERCON)

ENERCON building, G-5/2
Islamabad
Tel. +92 (51) 920 60 05
Fax +92 (51) 920 60 04
E-Mail: fertts@enercon.gov.pk
www.enercon.gov.pk

National Electric Power Regulatory Authority (NEPRA)

OPF Building, 2nd Floor
Shahrah-e-Jamhooriyat Sector, G-5/2
Islamabad
Tel. +92 (51) 920 52 94/920 72 00
Fax +92 (51) 921 02 15
E-Mail: info@nepra.org.pk
www.nepa.org.pk

Pakistan Council of Renewable Energy Technology (PCRET)

Street No. 25, H-9
Islamabad
Tel. +92 (51) 925 82 28
Fax +92 (51) 925 82 29
E-Mail: akhterp_dr@yahoo.com
www.pcret.gov.pk

Private Power and Infrastructure Board (PPIB)

50 Nazimuddin Road , F7/4
Islamabad
Tel. +92 (51) 920 54 21/920 54 22
Fax +92 (51) 921 57 23/921 77 35
E-Mail: ppib@ppib.gov.pk
www.ppib.gov.pk

Sustainable Development Policy Institute (SDPI)

3, UN Boulevard, Diplomatic Enclave 1, G-5
Islamabad
Postal Code: 44000
Tel. +92 (51) 227 81 34
Fax +92 (51) 227 81 35
E-Mail: main@sdpi.org
www.sdpi.org/

Water and Power Development Authority (WAPDA)

WAPDA House Sharah-e-Azam
Lahore
Tel. +92 (42) 920 22 11
Fax +92 (42) 920 24 54

22 Philippinen

22.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Die Stromerzeugungskapazität der Philippinen lag Ende 2005 bei 15.619 MW. Beeinflusst durch die langjährig vorhandenen Überkapazitäten, hat sie sich gegenüber dem Vorjahr nur geringfügig erhöht. Erforderliche Kapazitätserweiterungen zur Bedienung der steigenden Elektrizitätsnachfrage im Land werden bis 2016 auf 9 GW geschätzt. Ein leitungsgebundener Stromimport aus dem Ausland erfolgt nicht.

Gesamtleistung (MW)	2003		2004		2005	
	MW	%	MW	%	MW	%
Öl	3.604	24	3.669	24	3.663	23
Kohle	3.958	26	3.967	25	3.967	25
Wasserkraft	2.876	19	3.217	21	3.222	21
Geothermie	1.931	13	1.931	12	1.978	13
Erdgas	2.764	18	2.763	18	2.763	18
Sonne/Wind					26	0,002

Tab. 1: Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern in MW und %; Philippinen; 2003-2005¹

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung betrug im Jahr 2005 rund 57.000 GWh. Die wichtigsten heimischen Primärenergieträger waren dabei: Erdgas (30%), Geothermie (18%) und Wasserkraft (15%) und unter den importierten Energieträgern Kohle (27%) und Erdöl (11%). Damit hat sich der Beitrag der verschiedenen Energieträger zur nationalen Stromerzeugung zugunsten heimischer Energieträger in den letzten Jahren erheblich gewandelt und das Land nationalen Unabhängigkeitsbestrebungen in der Energieversorgung etwas näher gebracht.

Maßgeblich dazu beigetragen hat vor allem die Erschließung und der Ausbau heimischer Gasreserven², durch die sich der Grad an eigenständiger Energieversorgung allein von 2001 auf 2002 um 5,4% auf 50,9% erhöhte.³

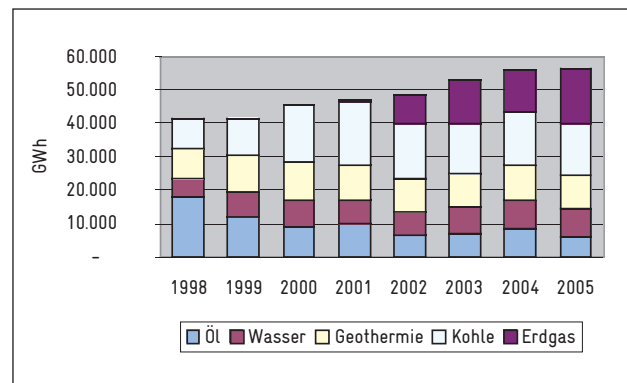


Abb. 1: Stromerzeugung in GWh; Philippinen; 1998-2005⁴

Dem "Philippine Energy Plan 2005-2014" zufolge soll die nationale Unabhängigkeit im Bereich der Energieversorgung bis 2010 bei 60% liegen.

Stromübertragung und -verteilung

Die Geographie der Philippinen, bestehend aus ca. 7.000 Inseln, beeinflusst entscheidend die leitungsgebundene Stromversorgung des Landes. Neben drei großen, voneinander unabhängigen nationalen Übertragungsnetzen (Luzon⁵, Visayas und Mindanao), existieren auf kleineren Inseln regionale Versorgungssysteme. Im Rahmen des "Transmission Development Plan" (TDP) sollen die Stromnetze in den kommenden Jahren erheblich erweitert werden.⁶ Allein zwei Dritteln der verbleibenden nicht elektrifizierten Dörfer⁷ auf den Philippinen soll auf diese Weise der Zugang zu einer Stromversorgung ermöglicht werden.

1 Quelle: Department of Energy 2006.

2 Den Startschuss zur Nutzung heimischer Gasreserven lieferte die Entdeckung und Erschließung des Offshore-Gasfeldes "Malampaya" im Nordwesten Palawans 2001/2002, das alleine drei Gaskraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 2,76 GW versorgt.

3 Während der Primärenergieverbrauch im Jahr 1973 noch zu 92% durch Importöl gedeckt wurde, liegt der Wert mittlerweile unter 50%. Bezogen auf den Anteil von Öl zur Stromerzeugung, ist dieser allein von 2004 bis 2005 um fünf Prozentpunkte auf knapp 11% zurückgegangen.

4 Quelle: Department of Energy 2006.

5 Das Luzon-Stromnetz – das größte der drei aufgeführten Netze – überträgt allein 72% des national erzeugten Stroms.

6 Der TDP ist Teil des Power Development Plan 2004-2013. DOE – Department of Energy: Highlights on the Implementation of Republic Act No. 9136, Electric Power Industry Reform Act of 2001 for the Period May 2003 – October 2003.

7 Knapp 6% der philippinischen Dörfer werden bislang nicht über die bestehenden Versorgungssysteme erreicht.

Eine mangelnde Verlässlichkeit der Übertragungsnetze für die nationale Stromversorgung spiegelt sich in ihren regelmäßigen Ausfällen wider, die sich für das Jahr 2003 auf insgesamt 52 Stunden beziffern lassen. Die größten Stromverluste hat die Verteilungsebene zu verzeichnen – sie erreichten 2005 insgesamt 6.817 GWh.

Stromverbrauch

Der Stromverbrauch im Jahr 2005 betrug rund 45.000 GWh. Davon entfielen 35,5% auf Haushalte, 34,8% auf industrielle Unternehmen und 27,1% auf gewerbliche Einrichtungen (Andere: 2,6%). Dieses Verhältnis hat sich in den vergangenen Jahren kaum verändert.

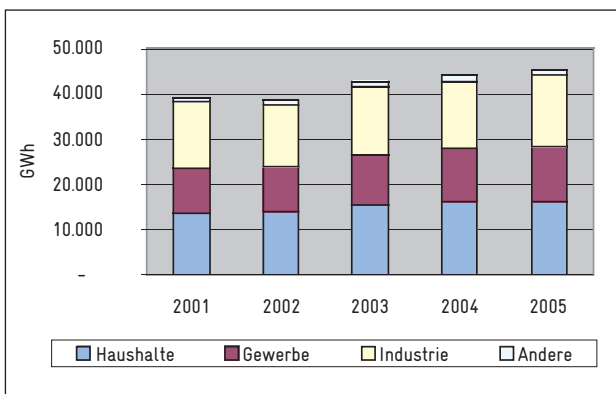


Abb. 2: Stromverbrauch nach Sektoren in GWh; Philippinen; 2001-2005⁸

Strompreise

Im Vergleich zu ausgewählten Nachbarländern, wie Malaysia, Thailand und Indonesien, weisen die Philippinen hohe Stromtarife auf. Gründe dafür liegen unter anderem in hohen Fremdkapitalkosten des staatlichen Stromversorgers National Power Corporation (NPC oder NAPOCOR), erheblichen Netzverlusten auf der Verteilungsebene und der für eine Stromversorgung ungünstigen dispersen Lage der vielen Inseln. Ein erneuter Anstieg der Tarife⁹ über alle Kundengruppen im Jahr 2005 ist auf die Abschaffung langjähriger Quersubventionen in vielen Versorgungsgebieten zurückzuführen. Die höchsten Tarife zahlen nach wie vor Stromkunden auf der Hauptinsel Luzon. Auf Kundenseite liegen die höchsten Tarife bei industriellen und gewerblichen Unternehmen.

	Haushalte	Gewerbe	Industrie
	€-ct/kWh		
Stromtarife	2,54-8,66	2,97-7,97	2,71-8,76

Tab. 2: Durchschnittliche Stromtarife; Philippinen; in €-ct/kWh; 2005¹⁰

8 Quelle: Department of Energy 2006.
 9 von durchschnittlich 8,9€-ct/kWh 2004 auf 10,8€-ct/kWh 2005.
 10 Quelle: ASEAN Centre for Energy, 2006.

22.2 Marktakteure

Seit dem Beginn zentraler Reformen im Stromsektor im Jahr 2001 ist die Struktur der Marktakteure einem Veränderungsprozess unterworfen, der das Gewicht privatwirtschaftlicher gegenüber staatlichen Akteuren wachsen lässt.

Stromerzeugungs- und Übertragungsgesellschaften

Der zentrale Akteur im Bereich der Stromerzeugung ist die staatlich organisierte National Power Corporation (NPC).¹¹ Derzeit liefert sie mit ihren Kraftwerken, die zu einem großen Teil von privaten unabhängigen Stromerzeugern betrieben werden, 75 % des national erzeugten Stroms. Die privaten Erzeuger betreiben neben Kraftwerken der NPC auch eine Vielzahl eigener Stromerzeugungsanlagen.¹² Für die Stromerzeugung in netzfernen Regionen ist vornehmlich die zur NPC gehörende "Small Power Utilities Group (SPUG)" zuständig. Seit Januar 2004 ist das philippinische Department of Energy (DOE) dabei, diese netzfernen Gegenden ebenfalls privatwirtschaftlichen Initiativen zugänglich zu machen.¹³

Besitz und Verwaltung der landesweiten Übertragungsnetze wurde nach den Reformen von 2001 an die National Transmission Corporation (TRANSCO) übertragen. Bislang agiert TRANSCO als 100%ige Tochtergesellschaft der Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation (PSALM). Die langjährigen Pläne, das Übertragungsnetz an private Konzessionäre bzw. Verteilungsgesellschaften zu veräußern, befinden sich mittlerweile in Umsetzung.¹⁴

Stromverteilungsgesellschaften

Das mit Abstand größte Unternehmen im Bereich der Stromverteilung ist die halbstaatliche (staatlicher Anteil von 26 %) Manila Electric Company (MERALCO), in deren Versorgungsgebiet allein ein Viertel der philippinischen Bevölkerung lebt. Ihr Anteil an der nationalen Stromverteilung liegt sogar bei 70 %, was sich unter anderem durch den hohen Anteil städtischer Kunden in ihrem Versorgungsgebiet begründet. Neben MERALCO regeln 141 Verteilungsgesellschaften die übrige Lieferung des Stroms bis zu den Endkunden. Sie verteilen sich auf 18 private Versorger, 4 kommunale Versorgungsunternehmen und 119 ländliche Kooperativen. Letztere haben verhältnismäßig kleine Kundenzahlen¹⁵, bedienen jedoch insgesamt rund 55 % aller Kunden im Land. Sowohl MERALCO als auch die sonstigen Verteilungsgesellschaften kaufen den zu verteilenden Strom entweder bei der NPC oder den unabhängigen Stromerzeugern.

Privatisierung von Kraftwerken

Die Privatisierung der NPC-Kraftwerke ist Aufgabe der staatlichen Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation (PSALM). Seit Herbst 2005 wurden 31 Kraftwerke mit insgesamt 4.337 MW zum Verkauf angeboten. 5 kleine Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 8,5 MW sind bereits veräußert worden.¹⁶ Bis Ende des ersten Quartals 2007 sollen 70 % der an die Übertragungsnetze von Luzon und Visayas angeschlossenen NPC-Kraftwerke in privatwirtschaftlicher Hand sein – bis 2008 insgesamt 25 aller staatlichen Kraftwerke. Neben den Privatisierungen bestehender Kraftwerke sollen auch der Zubau von Kraftwerken sowie die Erweiterung der Netze zukünftig vorwiegend durch private Akteure erfolgen.

11 Die NPC wurde bereits 1936 gegründet und war jahrzehntelang für die gesamte Stromerzeugung und -übertragung des Landes zuständig.

12 Die Vielzahl an unabhängigen Stromversorgern geht auf eine intensive Gründungsphase Ende der 80er Jahre zurück, nachdem die Philippinen von einer mehrere Jahre anhaltenden Stromversorgungskrise betroffen waren und mit energischen politischen Kampagnen zur Unterstützung privatwirtschaftlichen Engagements im Bereich der Stromerzeugung reagierte.

13 7 von insgesamt 14 Gegenden, die das NPC als "first wave" Gegenden identifizierte, wurden bis Ende 2005 für Aktivitäten des Privatsektors geöffnet.

14 Für die mehrjährige Verzögerung der Privatisierung der Transco wird unter anderem ein Mangel an qualifizierten Interessenten verantwortlich gemacht. Weitere Informationen hierzu im achten EPIRA (Electric Power Industry Reform Act) Status Report unter www.doe.gov.ph.

15 89 % der ländlichen Kooperativen haben weniger als 100.000 Kunden.

16 Der Verkauf eines der größten Kraftwerke der Philippinen, das 600 MW-Kraftwerk Masinloc, im Jahr 2004 an ein australisches Konsortium, musste durch die Zahlungsunfähigkeit des Unternehmens letztlich doch wieder zurückgenommen werden. Für den aktuellen Privatisierungsprozess bedeutete dies einen herben Rückschlag.

Weitere Akteure im Elektrizitätssektor

Die wichtigste Institution der Energiepolitik ist das Energieministerium (Department of Energy – DOE), da es für die Erstellung von Plänen, Gesetzen und Programmen verantwortlich ist. Im Rahmen der Stromsektorreform wurde im August 2002 eine Reorganisation des Ministeriums durchgeführt. Teil des DOE ist seitdem das neu geschaffene Electric Power Industry Management Bureau (EPIMB), das unter anderem den Reformprozess überwacht, eine verlässliche und effiziente Elektrizitätsversorgung sichert sowie Strategien und Pläne für die ländliche Elektrifizierung ausarbeitet.

Regulative Funktionen werden von der unabhängig agierenden Energy Regulatory Commission (ERC) wahrgenommen.¹⁷ Sie wurde im Rahmen des Reformgesetzes von 2001 – Electric Power Industry Reform Act (EPIRA) – geschaffen. Gleichzeitig ist sie für das Aufstellen und Durchsetzen von Implementierungsrichtlinien und –vorschriften dieses Reformgesetzes maßgeblich verantwortlich. In ihren Zuständigkeitsbereich fällt darüber hinaus:

- die Regulierung der 141 Stromverteilungsunternehmen;
- die Aufrechterhaltung des Wettbewerbs, inklusive des Steuerns und Kontrollierens von Maßnahmen gegen wettbewerbsfeindliches Verhalten;
- die Tarifaufsicht, inklusive des Aufstellens und Durchsetzens von Methoden für die Durchleitungstarife; und
- die Durchsetzung von Regeln im Verteilungs- und Übertragungsbereich sowie des Großhandelsmarktes sowie die Überwachung ihrer Einhaltung.

22.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Electric Power Industry Reform Act 2001

Ein Meilenstein in der Umstrukturierung des Elektrizitätssektors ist der im Juni 2001 in Kraft getretene “Electric Power Industry Reform Act” (EPIRA).¹⁸ Das Gesetz schafft einen neuen rechtlichen und regulativen Rahmen für den Stromsektor und ermöglichte bereits die Entflechtung (“unbundling”) von Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung. Wichtigste Zielsetzungen sind die Reduzierung der hohen Kosten im Stromsektor, die Privatisierung von Staatsbetrieben, die Anziehung ausländischen Kapitals und der Ausbau inländischer Ressourcen. Mit der baldigen Einführung eines Großhandelsmarktes soll der freie Zugang zu den Verteilungsnetzen und die freie Wahl der Stromversorger durch Endkunden mit einem monatlichen durchschnittlichen Spitzenbedarf von 1 MW gewährleistet werden.¹⁹

Neues Tarifsysteem

Das Reformgesetz EPIRA zielt zudem auf eine höhere Transparenz des Tarifsystems: Für jede Leistung der Strombereitstellungskette (Erzeugung, Transport, Verteilung, Verkauf) muss jeweils ein Preis angegeben werden. Die vorgesehene Prüfung und Genehmigung der disaggregierten Tarifstrukturen durch die Regulierungsbehörde ERC ist weitgehend umgesetzt worden.²⁰ Mit Verzögerung ist auch das Verfahren zur Abschaffung von Quersubventionen mittlerweile weit fortgeschritten.²¹

17 Insbesondere von der Asian Development Bank (ADB) wird im Rahmen der technischen Zusammenarbeit eine Unterstützung des Aufbaus der Regulierungsbehörde gewährleistet. Mit einem Gesamtbudget von 1,2 Mio. US\$ unterstützt sie gleichzeitig die Privatisierung der NPC.

18 Republic Act No. 9136. In halbjährlichem Abstand ist das DOE verpflichtet, über den Stand der Reformen zu berichten. Dies geschah zuletzt mit dem “8th Status Report on EPIRA Implementation: 11/2005–4/2006”, zugänglich auf der Internetseite des DOE: www.doe.gov.ph.

19 Diese Schwelle von 1 MW soll nach einer gewissen Laufzeit des Großhandelsmarktes herabgesetzt werden – langfristig soll durch die Regulierungsbehörde eine vollständige Marktöffnung erfolgen, sodass auch Haushalte ihren Stromversorger frei wählen können.

20 Im Februar 2006 waren von den 141 bei der Regulierungsbehörde eingereichten Anträgen zur Disaggregation der Tarife insgesamt 138 genehmigt, darunter auch diejenigen von NPC und NPC-SPUG.

21 Im Februar 2006 hatten bereits 119 der 120 “Electrical Cooperatives” und 14 der 18 “Private Utilities” mit der Abschaffung von Quersubventionen begonnen. Ursprünglich sollte die vollständige Abschaffung der Quersubventionen innerhalb von drei Jahren nach Verabschiedung des “Electricity Power Industry Reform Act” erfolgen.

Ein weiteres Element der Tarifreform ist die sogenannte "universal charge", eine für den Stromendkunden fixe Abgabe, die unter anderem dazu dient, Schulden des ehemaligen Stromversorgers NPC sowie Elektrifizierungsmaßnahmen zu finanzieren. Finanzschwachen Bevölkerungsgruppen sollen sozial ausgewogene Tarife zugestanden werden.

Großhandelsmarkt

Um den Wettbewerb auf Erzeugerebene zu verstärken, wurde im Rahmen der Reformen der Aufbau eines Großhandels-Strommarktes (Wholesale Electricity Spot Market – WESM) beschlossen, dessen Gestaltung auf den Prinzipien der Elektrizitätsmärkte in Australien und Neuseeland basiert. Im Vordergrund steht dabei die Abwicklung sämtlicher Stromflüsse über einen für alle Beteiligten verbindlichen Strompool. Mit Unterstützung der Asian Development Bank wird zurzeit das dafür notwendige computergestützte System aufgebaut. Ein erster großer Testlauf des Systems, der gleichzeitig zur Vorbereitung der 53 beteiligten Unternehmen auf den WESM diente, erfolgte in Luzon von April bis Dezember 2005. Im März 2006 begann der Testlauf in Visaya.²²

Sobald die ERC die Preisbestimmung sowie die Struktur und Ebenen der Marktgebühren für den WESM bewilligt hat, soll sein kommerzieller Betrieb beginnen. Die Philippine Electricity Market Corporation (PEMC), die Ende 2003 als für den WESM zuständige Agentur durch das DOE eingerichtet wurde und für die Entwicklung eines effizienten, wettbewerbsreichen, transparenten und verlässlichen Elektrizitätsmarktes Sorge tragen soll, ist nach Aussage des DOE startbereit.

Einer der kritischen Punkte, der bislang zu Verzögerungen des Programmstarts beigetragen hat, betrifft die hohen Anforderungen, die ein funktionierender Lauf des WESM an alle Marktakteure hinsichtlich ihrer finanziellen Ressourcen und Möglichkeiten, stellt. Inwieweit das Modell in der Umsetzung alle Marktakteure tatsächlich einzubinden vermag, ist in diesem Zusammenhang noch unsicher.

22.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Wichtige politische Beweggründe der Philippinen für die Unterstützung erneuerbarer Energien liegen in der Reduktion von Energieimporten sowie in der Energieversorgung der ländlichen Bevölkerung.

Executive Order 462

Durch die Verabschiedung der Verordnung EO 462 im Jahr 1997 wurde das "New & Renewable Energy Programme" des Energieministeriums initiiert. Es zielt auf ein verstärktes Engagement privater Akteure im Bereich der erneuerbaren Energien und spezifiziert damit gleichzeitig die Executive Order 215²³, die bereits den Weg zur Kommerzialisierung von erneuerbaren Energieprojekten ebnete. Es schließt die Förderung großer Anwendungssysteme mit ein.

Nach der Verordnung EO 462 wird privaten Akteuren das Recht zugestanden, alternative Energieprojekte zu lancieren.²⁴ Ähnlich wie bei Explorationsrechten für fossile Energieträger muss auch im Falle erneuerbarer Energien mit dem Staat ein Vertrag abgeschlossen werden, womit ein Anteil des Nettogewinns an den Staat abgeführt wird ("production sharing contract"). Die Höhe dieser Steuer wird durch Ausschreibungen oder direkte Verhandlung ermittelt. Kritik an der Verordnung hat im Jahr 2000 zu einer Modifikation geführt, sodass nun Projekte unter einer Leistung von 1 MW von der Steuer befreit sind und die Steuer auf maximal 15% begrenzt wurde. Ferner wurde die Unterstützung des DOE bei der Projektentwicklung und Finanzierung zugesagt, so z.B. bei der Standorterschließung und bei der Erstellung von Machbarkeitsstudien.

22 Der Start des WESM ist erheblich in Verzug. Nach der ursprünglichen Gesetzeslage hätte der Stromhandelsmarkt schon im Juni 2002 in Betrieb gehen sollen.

23 Die 1987 erlassene Executive Order 215 bildete bereits eine erste Grundlage für die Partizipation des Privatsektors im Elektrizitätssektor, beispielsweise indem sie die Einbindung von unabhängigen Stromerzeugern gesetzlich regelte.

24 Executive Order No. 462, "Enabling Private Sector Participation in the Exploration, Development, Utilization and Commercialization of Ocean, Solar and Wind Energy Resources for Power Generation and Other Energy Uses". Wichtige Ergänzungen wurden in der Executive Order No. 232 vorgenommen, die im Jahr 2000 in Kraft trat.

Regionale Programme

Um den Einsatz von technisch und wirtschaftlich ausgereiften Erneuerbare-Energie-Systemen auf Provinzebene zu fördern und weiterzuentwickeln, kommen als Teil des "New & Renewable Energy Programme" so genannte "Area-Based Energy Programmes" (ABEPs) zur Geltung. Im Rahmen dieser regionalen Programme werden unter anderem lokale Energieversorgungskonzepte aufgestellt. Durchgeführt werden die ABEPs von Partnerinstitutionen (Affiliated Non-Conventional Energy Centers – ANECs), z.B. Universitäten.

Geplantes Gesetz zu erneuerbaren Energien

Das im Jahr 2001 beschlossene zentrale Gesetzeswerk des Stromsektors EPIRA betont den Ausbau erneuerbarer Energien. Die damit zusammenhängende Liberalisierung des Marktes und der freie Zugang zu den Stromnetzen bieten vor allem Chancen für große Anwendungssysteme wie Windparks, die kostengünstig Strom produzieren und an Großabnehmer verkaufen können.

Damit sich auch kleinere Anwendungssysteme alternativer Energietechnologien auf dem liberalisierten Markt durchsetzen können und die Etablierung der erneuerbaren Energien insgesamt gestärkt wird, soll ein eigenes Gesetz für erneuerbare Energien erlassen werden.²⁵ Der aktuelle Gesetzesentwurf enthält unter anderem Bestimmungen zu finanziellen und nicht-finanziellen Anreizen, ein Quotensystem für erneuerbare Energien, das jeder Stromerzeuger einzuhalten hat, sowie Grundlagen zur Errichtung eines Treuhänderfonds. Ferner ist die Kennzeichnung von Strom aus erneuerbaren Energien ("green pricing") sowie die Festbeschreibung bestehender und eventuell auch neuer Investitionsanreize vorgesehen.

Investitionsanreize

Erneuerbare Energien wurden in den "Investment Priorities Plan" der Regierung aufgenommen. Somit können Investoren bei der zuständigen Behörde, dem Board of Investments (BOI), Begünstigungen beantragen. Darunter fallen:

- Aussetzung der Einkommenssteuer für 4-6 Jahre;
- Steuer- und Zollbefreiung für importierte Anlagenteile;
- Steuervergünstigungen bei Erwerb lokaler Güter;
- Beschäftigung von ausländischem Personal;
- Vereinfachung der Zollabfertigung

Clean Development Mechanism

Das Kyoto-Protokoll wurde von den Philippinen im Oktober 2003 ratifiziert. Die Zuständigkeit als nationale DNA (Designated National Authority) hat das philippinische Umweltministerium – Department of Environment and Natural Resources (DENR) – übernommen. Damit fungiert es unter anderem als letzte Entscheidungsinstanz innerhalb eines 4-stufigen Verfahrens, das auf nationaler Ebene zur Bewertung und Bewilligung der CDM-Projekte eingerichtet wurde.

31 CDM-Projekte hat das DENR bis Ende 2006 beim internationalen Executive Board (EB) eingereicht, darunter ein Großteil an erneuerbaren Energieprojekten. Zu den aktuellsten gehören ein Biomasse-Projekt zur energetischen Verwertung von Reishülsen mit einem jährlichen CO₂-Einsparungspotenzial von 44.680 Tonnen sowie ein 40 MW-Geothermie-Projekt mit einem jährlichen CO₂-Einsparungspotenzial von 174.900 Tonnen. Das größte Potenzial für CDM-Projekte wird im Bereich der erneuerbaren Energien – insbesondere bezüglich der Nutzung von Wasser- und Windkraft sowie von Biomasse gesehen.

Mehrere Institutionen unterstützen das DENR im Rahmen der nationalen CDM-Aktivitäten. Dazu gehören beispielsweise drei "CDM Technical Evaluation Committees" (TECs), die als Expertenkomitees für die Bereiche Umwelt (inklusive Abfall), Forst und Energie prüfen, inwieweit die eingereichten CDM-Projekte den national definierten Kriterien für CDM-Projekte genügen. Für den Energiebereich übernimmt diese Aufgabe das DOE. Bei der nationalen Umsetzung von CDM-Projekten wird das DENR u.a. durch ein CDM-Helpdesk unterstützt.²⁶

²⁵ Im Februar 2006 ist der Regierung ein Gesetzesentwurf vorgeschlagen worden, der bis Ende Januar 2007 zwar schon den Senat erreicht hatte, jedoch noch nicht verabschiedet worden war.

²⁶ Weitere Informationen zu den nationalen CDM-Aktivitäten unter www.cdmdna.emb.gov.ph oder in dem "CDM Country Guide for the Philippines" (Hrsg.: Japanisches Institut für globale Umweltstrategien) unter www.iges.or.jp/en/news/topic/0512cdm.html

22.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Am Primärenergieverbrauch hatten erneuerbare Energien im Jahr 2005 einen Anteil von 42%. Am bedeutendsten war hierbei die traditionelle thermische Nutzung von Feuerholz und landwirtschaftlichen Abfällen in Haushalten und Gewerbe.

Eine Besonderheit im Portfolio der Strom erzeugenden erneuerbaren Energien in den Philippinen ist die intensive Nutzung geothermischer Energie und Wasserkraft. Kraftwerke auf Basis dieser beiden Energieträger erzeugten 2005 allein ein Drittel des gesamten Stroms, während der Einsatz von Windkraft, Biomasse und Solarenergie zur Stromerzeugung mit 0,03% erst eine sehr geringe Rolle spielte.

Ambitionierte Ausbauziele

Das DOE hat für die nächsten 10 Jahre ehrgeizige Ausbauziele definiert. Die Philippinen wollen weltweit die Nummer eins bei der Nutzung geothermischer Energie werden, die Nummer eins in Südostasien bei der Nutzung der Windenergie, und die Wasserkraftkapazität soll bis 2013 fast verdoppelt werden. Auch die Nutzung der Meeresenergie soll langfristig zur Stromversorgung beitragen.

	Potenzial	Installierte Kapazität 2005 in MW	Installierte Kapazität 2013 in MW
Geothermie	4.790 MW	1.978	3.131
Wasserkraft	k.A.	3.222	5.468 (bis 2014)
Windkraft	70.000 MW	25	417
Solar	5,1 kWh/m ²	1	130-250
Biomasse	250-350 Mio. Barrel Öläquivalent/Jahr	k.A.	
Meeresenergie	170.000 MW	0	
Gesamt		5.226	9.147

Tab. 3: Potenziale, installierte Kapazität und geplanter Ausbau erneuerbarer Energien; Philippinen; 2005, 2013; MW²⁷

Wasserkraft

Wasserkraft ist die zweitwichtigste heimische Stromerzeugungsquelle. Gemessen an der Gesamtkapazität von 3.222 MW installierter Leistung Ende 2005, nimmt die darin enthaltene Nutzung von Kleinwasserkraft bis 10 MW allerdings einen verhältnismäßig geringen Anteil ein. Zurzeit sind 53 kleine Anlagen (100 kW-10 MW) mit einer Gesamtkapazität von 89 MW und über 100 so genannte Mikroanlagen (< 100 kW) in Betrieb.²⁸ Der Anstieg der installierten Leistung von über 700 MW zwischen 2002 und 2005 ist vornehmlich auf Zubauten von Großwasserkraftwerken²⁹ zurückzuführen. In der Trägerschaft einer ländlichen Kooperative ist im Mai 2004 außerdem eine 12-kW-Anlage in Saloy installiert worden, die 150 Haushalte mit Elektrizität versorgt.

²⁷ Quelle: Department of Energy, 2006.

²⁸ Klassifikation für Wasserkraftanlagen in den Philippinen: Pico-Hydro: < 1kW; Micro-Hydro: 1 bis 100 kW; Mini-Hydro: 101 kW bis 10 MW; Small Hydro: 10-50 MW; Large-Hydro: > 50 MW.

²⁹ Dazu gehören zwei 2004 in Betrieb genommene Großwasserkraftwerke: die 345 MW-Anlage San Roque in Pangasinan sowie eine 350 MW-Anlage in Laguna.

Das politische Ziel, die installierten Kapazitäten bis 2013 um 780 MW auf 5.468 zu erhöhen, soll vornehmlich durch die Entwicklung der Klein- und Miniwasserkraft erreicht werden.³⁰ Mehrere inländische und ausländische Organisationen haben Standortuntersuchungen vorgenommen und das unausgeschöpfte Potenzial für Kleinwasserkraftanlagen eruiert:³¹ Schätzungsweise 1.850 MW an Kleinwasserkraftanlagen und 28 MW an Mikrowasserkraftanlagen könnten zusätzlich zur Stromversorgung beitragen. Nach Prognosen des Energieministeriums wird der Kapazitätswachstum von kleinen Anlagen 160 MW bis Ende 2009 und 457 MW bis 2025 betragen.

Fünf staatliche geförderte Mini-Wasserkraftprojekte mit Anlagengrößen zwischen 350 kW und 2,5 MW befinden sich zurzeit in Umsetzung. Mit Unterstützung der "Development Bank of the Philippine" (DBP) soll im Frühjahr 2007 der Bau einer 400-kW-Anlage zur Stromversorgung von 1000 Haushalten in der Kalinga Provinz beginnen. Der Anlagenbetrieb ist für das Frühjahr 2008 geplant.

Das DOE plant zukünftig auch Wellen- und Gezeitenenergie zu nutzen, deren Potenzial auf 170 GW geschätzt wird. Die Entwicklungen sind hier jedoch noch im Anfangsstadium.

Kleinwasserkraft-Gesetz und weitere Förderung

Die philippinische Regierung hat ihr Ziel, das Engagement des Privatsektors in Kleinwasserkraftprojekten zu fördern, in einem im Jahr 1991 in Kraft getretenen Gesetz konkretisiert.³² Projektentwickler können auf diverse vergünstigte Steuersätze sowie Steuer- und Zollbefreiungen zurückgreifen. Aufgrund aufwändiger Genehmigungsverfahren sind in den vergangenen Jahren allerdings nur wenige Projekte realisiert worden.

Eine technische bzw. finanzielle Zusammenarbeit bei Kleinwasserkraftprojekten wird auch von der Development Bank of the Philippines (Kredite) und dem Renewable Energy Project Support Office (REPSO-Philippines) in Form von Machbarkeitsstudien und Eigenkapitalbeteiligungen angeboten.

Windenergie

Die Nutzung der Windkraft zur Stromerzeugung ist auf den Philippinen noch eine sehr junge Branche. An dem Potenzial der Windenergie als neue Energiequelle für das Land gibt es jedoch kaum mehr Zweifel. Das ermittelte Windkraftpotenzial von mindestens 70.000 MW³³ und die disperse Geographie tausender Inseln lassen die Windkraft nicht nur als eine kostengünstige Alternative zu Dieselmotoren in Inselsystemen erscheinen, sondern auch als eine wirtschaftliche Option für die Einspeisung in das Stromnetz. Die standortspezifischen Informationen zu den jeweiligen Windpotenzialen hat das Department of Science & Technology in Form eines Windatlanten herausgegeben.³⁴

Am häufigsten kommen mit Windrädern betriebene Wasserpumpen zur Anwendung. Ende 2001 waren nach Angaben des DOE 368 solcher Systeme installiert. Neben einigen kleinen Windkraftgeneratoren in Form von Inselsystemen, gibt es mittlerweile auch einige größere Installationen. Als Hybridprojekt wurde im August 2004 die erste privatwirtschaftliche Wind-Diesel-Anlage in Betrieb genommen. Im Juni 2005 folgte der erste 25-MW-Windpark mit insgesamt 15 Anlagen an der Küste von Ilocos Norte in Bangui durch die Northwind Power Development Corporation in einer dänisch (40%) – philippinischen (60%) Partnerschaft. Über eine 60 km lange Stromtrasse ist der Windpark mit dem zentralen Übertragungsnetz der Insel verbunden und sichert auf diese Weise 40% der regionalen Elektrizitätsversorgung bzw. die Energieversorgung von mehr als 500.000 Menschen.

30 Umweltpolitische Bedenken und hohe Kosten für Großstaudämme führten zu dieser Entscheidung.

31 Dazu zählen die National Electrification Administration (NEA) und die National Power Corporation (NPC), die über 1.000 Standorte identifiziert hat, sowie das US-amerikanische National Renewable Energy Laboratory (NREL).

32 Republic Act No. 7156, "An Act Granting Incentives to Mini-Hydro-Electric Power Developers and for Other Purposes". Die Förderung kann nur von Unternehmen bzw. Organisationen in Anspruch genommen werden, die zu 60% im Besitz von philippinischen Staatsbürgern sind. Es werden Anlagen mit einer Kapazität von 101 kW bis 10 MW gefördert.

33 Durch eine Potenzialstudie des US-amerikanischen National Renewable Energy Laboratory (NREL) wurde ein Windkraftpotenzial mit einer Gesamtkapazität von 76.000 MW ermittelt. Die besten Windressourcen, inklusive geeigneter Standorte für Windpark-Projekte von jeweils 40 bis 60 MW, sind nach dieser Studie im Norden und Nordosten des Landes zu finden.

34 Im Department of Science and Technology (DOST) ist das "Council for Industry and Energy Research and Development" (PCIERD) für den Windatlas zuständig: www.pcierd.dost.gov.ph. Zudem kann der Windatlas bei NREL aus dem Internet heruntergeladen werden: www.nrel.gov/wind/pdfs/26129.pdf.

Weitere Projekte wurden bislang nicht realisiert. Die langsame Entwicklung der Windenergiebranche auf den Philippinen wird im Wesentlichen auf einen Mangel an gesetzlich festgeschriebenen Rahmenbedingungen zurückgeführt, die auf eine kommerzielle Entwicklung der Windkraft im großen Stil abzielen. Große Hoffnungen ruhen derzeit auf der Verabschiedung des geplanten Gesetzes für erneuerbare Energien.

Ausbaupläne

Die vorwiegend im Bereich der Geothermie tätige Energy Development Corporation der Philippine National Oil Company (PNOC-EDC) will verstärkt die Errichtung von netzgekoppelten Windparks voranbringen. Seit einigen Jahren plant das Unternehmen die Errichtung eines Windparks von 120 MW an der Nordküste von Luzon, der in insgesamt drei Phasen errichtet werden soll. In der ersten Phase soll mit finanzieller Unterstützung der JBIC (Japan Bank for International Cooperation) ein 30-MW-Windpark entstehen.³⁵ In San Carlos City auf Negros plant das Unternehmen Smith Bell Rosco zudem einen 30-MW-Windpark.

Um private Unternehmen anzuziehen, hat die Regierung im Juni 2004 16 Standorte mit einem Gesamtpotenzial von 345 MW identifiziert und ausgeschrieben. Mit der Erschließung einiger dieser Standorte – insgesamt sechs mit einer Gesamtkapazität von 140 MW – wurden drei einheimische Firmen beauftragt. Anfang 2006 erfolgte die Freigabe von weiteren 16 Standorten.

Biomasse

Trotz eines Biomasseanteils von 30,8 % an der nationalen Energieversorgung im Jahr 2005 ist der Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung auf den Philippinen bisher kaum zur Geltung gekommen. Vorherrschend ist die traditionelle Verwendung von Biomasse zum Kochen und Heizen. Durch einen neuen Gesetzeserlass im Juli 2006³⁶ hat außerdem die Herstellung von Biotreibstoffen einen Entwicklungsschub bekommen.

Für die Stromerzeugung bieten sich vor allem Bagasse, Reisschalen und Kokosnussreste an. Mit der bei der Verarbeitung von Zuckerrohr anfallenden Bagasse könnte man Kraftwerke von mindestens 540 MW Kapazität unterhalten. Die Verwendung von Reisschalen könnte mit 360 MW zur Stromerzeugung beitragen. Kokosnussreste ließen den Betrieb von Heizkraftwerken mit einer Leistung von 20 MW zu.

Aktuelle Aktivitäten

Verschiedene Beispiele geplanter Aktivitäten zur Nutzung dieser Potenziale finden sich unter anderem auf der Insel Negros. Dazu gehört ein 30 MW-Bagasse-Heizkraftwerk der First Farmers Holding Corporation (FFHC), das mit Reststoffen aus der eigenen Zuckermühle sowie aus weiteren Mühlen der Region beliefert werden soll. Neben der eigenen Versorgung mit Strom und Dampf zielt das Projekt auf die Einspeisung überschüssigen Stroms in das Luzon-Visayas Netz. Im Mittelpunkt des geplanten "San Carlos Renewable Energy Projektes" steht ein 8 MW-Kraftwerk zur Erzeugung von Strom aus Bagasse.³⁷

Zurzeit kommen rund 653 Biogassysteme auf Basis von Tierdung zum Einsatz. In Planung ist ein Biogasprojekt auf der Paramount-Schweinefarm Nahe Luzon, deren Stromerzeugung bislang über einen Dieselgenerator abgedeckt wird. Zwei 75-kW-Generatoren sollen das erzeugte Biogas verströmen und damit die gesamte Stromversorgung der Farm sichern. Seit Ende Januar 2007 ist das Projekt beim internationalen CDM-Board registriert.

35 Das ursprüngliche Ziel der PNOC EDC, bereits 2004 den ersten 40 MW-Windpark in Betrieb zu nehmen, ließ sich aufgrund eines erheblichen Anstiegs der zu Planungsbeginn veranschlagten Projektkosten nicht aufrecht erhalten.

36 Der 2006 erlassene "Biofuels Act" (Republic Act 9367) zielt auf die Minderung der nationalen Ölabhängigkeit sowie der CO₂-Emissionen. Das Gesetz enthält Förderanreize, wie z.B. eine Mehrwertsteuerbefreiung auf lokale und importierte Anlagen und Rohmaterialien. Außerdem setzt es eine Beimischung von Bioethanol zu verkauftem Benzin von 5% zwischen 2006-2008 und 10% bis 2010 fest.

37 Durch beide Projekte sollen zudem Emissionsrechte im Rahmen des Kyoto-Protokolls erwirtschaftet werden.

Neben dem wachsenden Engagement der Philippine National Oil Company mit ihren Ausgründungen Energy Development Corporation (PNOC-EDC) und – Alternative Fuels Corporation“ (PNOC-AFC) im Bioenergie-Bereich, konnte sich auch eine kleine Branche von Anbietern entsprechender Technologien herausbilden.

Solarenergie

Nach Untersuchungen des US-amerikanischen National Renewable Energy Laboratory (NREL), das einen Solaratlas für die Philippinen erstellt hat, liegt die tägliche durchschnittliche Sonneneinstrahlung bei 5,1 kWh/m².

Die disperse Geographie der zahlreichen Inseln bietet gute Einsatzmöglichkeiten für PV-Anlagen. Bislang sind vorwiegend dezentrale Anwendungen zum Einsatz gekommen, wie z.B. für Telekommunikationseinrichtungen, Wasserpumpen, Beleuchtung und Batterieladegeräte.³⁸

Bilaterale Zusammenarbeit

Ein Großteil der Projekte zur ländlichen Elektrifizierung auf Basis von PV-Inselsystemen basiert auf bilateraler Entwicklungszusammenarbeit. Die GTZ hat in der Vergangenheit beispielweise ländliche Solarprojekte zur Installation von Solar-Home-Systemen (SHS) und solarbetriebenen Wasserpumpen auf den Philippinen unterstützt. Auch die Niederlande fördern die Solarenergienutzung im Rahmen des PNOC Solar-Home-System-Projekts, in dem 15.100 Haushalte mit Strom versorgt werden sollen – 9.191 SHS waren bis Ende des ersten Quartals 2006 installiert. Das Projekt “Solar Power Technology Support (SPOTS)“, das u.a. von der “Spanish Mix Credit Facility“ unterstützt wird, richtet sich auf die Energieversorgung von 40 ländlichen Gemeinden in Mindanao. Bis Mitte 2005 wurden bereits 5.435 PV-Systeme installiert, vor allem in Haushalten. Knapp 500 Systeminstallationen erfolgten außerdem in Schulen, Gesundheitszentren und zur Wasserversorgung.³⁹

Netzgekoppelte Solarstromanlage

Im Norden von Mindanao ist die größte netzgekoppelte Solarstromanlage in einem Entwicklungsland in Betrieb gegangen. Sie hat eine installierte Kapazität von 950 kW. Das Vorhaben wurde von der Weltbank/GEF unterstützt. Die Pilotanlage liefert Strom im Hybridbetrieb zusammen mit einem 7 MW-Wasserkraftwerk.

Produktionsstandort für Solartechnologie

Nach dem Willen der Regierung sollen die Philippinen ein bedeutender Standort für PV-Technologien werden. Als erster Hersteller weihte Cypress Sunpower 2004 eine Produktionsstätte für Solarzellen ein. Während das Unternehmen mit einer jährlichen Produktionsleistung von 25 MW (8 Mio. Solarzellen) begonnen hat, wird bereits für 2007 mit einer Produktionssteigerung auf 150 MW gerechnet.

Geothermie

Erdwärme ist die wichtigste inländische Ressource zur Stromerzeugung und wird seit 1977 genutzt. Die installierte Kapazität von 1.978 MW soll bis 2013 auf 3.131 MW ansteigen. Das bislang noch unerschlossene Potenzial wird auf knapp 3.000 MW geschätzt.

Die Erschließung des geothermischen Potenzials erfolgt bislang vornehmlich durch zwei Unternehmen: die Energy Development Corporation der Philippine National Oil Company (PNOC-EDC) sowie die Philippine Geothermal Incorporated (PGI), ein Tochterunternehmen der amerikanischen Union Oil of California (UNOCAL). Beide Unternehmen haben sich die Erschließungsrechte für viele attraktive Standorte bereits gesichert. Allein die staatliche Gesellschaft (PNOC-EDC) plant bis 2010, Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 330 MW zu errichten.

38 Nach Angaben des DOE sind bis Ende 2005 ca. 8.944 SHS installiert worden. 2007 soll das vorläufige Ziel von 15.100 SHS erreicht werden. (DOE PEP 06 3) Das kommerzielle Potenzial wird auf 500.000 Anlagen geschätzt. Für die Stromversorgung von Telekommunikationseinrichtungen wurden 119 Systeme mit einer Kapazität von 94 kW_p installiert, für Wasserpumpen und Bewässerung rund 130 Anlagen (180 kW_p). Andere Anwendungen, wie z.B. Batterieladegeräte, nehmen zusammen eine Kapazität von ca. 50 kW_p ein.

39 Weitere bilaterale Solarstromprojekte: das “Alliance for Mindanao Off-Grid Renewable Energy“ Programm (AMORE) mit US-amerikanischer Unterstützung und das “Philippine Rural Electrification Service“-Projekt (PRES), durch das die französische Regierung die Stromversorgung in 18.000 Haushalten in Masbate unterstützt.

Erlass zur Exploration geothermischer Ressourcen

Der präsidiale Erlass Nr. 1442 regelt das Engagement privater Akteure im Geothermie-Sektor.⁴⁰ Durch die Ausstellung eines Servicevertrages werden einem Investor Explorationsrechte für geothermische Felder zugestanden. Außerdem profitiert er von Anreizen, wie z.B. dem Erlass aller Steuern (mit Ausnahme der Einkommensteuer) oder der Möglichkeit zur Abschreibung seiner Investitionsgüter über einen Zeitraum von 10 Jahren. Im Gegenzug muss der Investor für 40 % seiner Nettoeinnahmen Gebühren an den Staat abführen.⁴¹ Die private Investitionsbereitschaft im Geothermie-Sektor ist dabei, zuzunehmen.

Aktuelle Aktivitäten

Im Zuge des nationalen Privatisierungsprozesses ist der Verkauf des 685 MW-Kraftwerkes Tiwi-Makban geplant. Im Bau sind zurzeit zwei Kraftwerke, deren Betrieb unter die Regeln des neuen Elektrizitätsgesetzes fallen wird und die somit als "Merchant Plant" operieren: Während vormals alle unabhängigen Energieproduzenten gezwungen waren, ihren Strom an die staatliche NPC zu veräußern, sind die Betreiber der beiden neuen geothermischen Kraftwerke bei der Wahl ihrer Kunden frei.⁴²

22.6 Ländliche Elektrifizierung

Durch die großen Anstrengungen der letzten Jahre zur Entwicklung der ländlichen Stromversorgung ist die Anzahl der nicht elektrifizierten Dörfer von 4.600 auf 2.500 der insgesamt 42.000 Dörfer (Barangays⁴³) zwischen Mitte 2003 und Mitte 2006 gesunken. Nach aktuellen Regierungsplänen sollen bis Ende 2007⁴⁴ 90 % aller philippinischen Haushalte und bis Ende 2008 alle philippinischen Dörfer elektrifiziert sein – zu einem Großteil über einen Ausbau der überregionalen Netze. Für den Großteil dieser Haushalte und eine Vielzahl der Dörfer kommen aufgrund ihrer peripheren Lage allerdings nur Insellösungen in Betracht. Die Elektrifizierung von 484 Dörfern erfolgte mit Systemen auf Basis von erneuerbaren Energien wie z.B. Photovoltaik und Kleinwasserkraft.

Elektrifizierungsprogramme

Seit April 2003 läuft ein neu aufgelegtes "Rural Electrification Programm".⁴⁵ Es zielt auf die vollständige Elektrifizierung von Dörfern, die bereits als elektrifiziert eingestuft sind, in denen es jedoch noch diverse Haushalte ohne Stromanschluss gibt. Ferner tragen mehrere bilaterale und internationale Förderprogramme zur ländlichen Stromversorgung in den Philippinen bei.⁴⁶

Als zukünftiges Strategiepapier für die Elektrifizierung von Regionen, die vorwiegend nur durch dezentrale Energiesysteme versorgt werden können, fungiert der aktualisierte "Missionary Electrification Development Plan (MDEP) 2006-2010". Der MDEP ist ein Unterprogramm des nationalen "Power Development Plan" (PDP), der auf die Entwicklung der gesamten nationalen Energieversorgung zielt. Eine jährliche Aktualisierung des MDEP wird durch das DOE durchgeführt.

40 Presidential Decree No. 1442 "An Act to Promote the Exploration and Development of Geothermal Resources".

41 Damit sind die vormals sehr restriktiven Regelungen des Erlasses zur Abführung von mindestens 60 % der durch die Unternehmung entstehenden Nettoabnahmen aufgehoben worden.

42 Ein Kraftwerk (40 MW, geplanter Betrieb: Frühjahr 2007 NEDA 06) befindet sich am Mount Kantaon in der Provinz Negros Occidental, das zweite Kraftwerk (20 MW, geplanter Betrieb 2008, bfai 2006) in der Stadt Palipinon (20 MW). Die Aufträge für den Bau der Kraftwerke wurden von der PNOC-EDC an ein japanisches Unternehmen vergeben. Die Japan Bank for International Cooperation (JBIC) unterstützt den Bau des Kraftwerks Kantaon mit einem Kredit in Höhe von 82 Mio. US\$.

43 Barangays sind die kleinsten Gebietskörperschaften auf lokaler Ebene und umfassen i. d. R. 100-500 Haushalte.

44 Der Zielzeitraum ist in den letzten Jahren von 2017 auf 2007 gekürzt worden.

45 Vorläufer war das von Januar 2000 bis März 2003 laufende O'llaw Programm (gift-of light Program).

46 Insbesondere die Weltbank und die Asian Development Bank (ADB) unterstützen die Philippinen bei der ländlichen Stromversorgung.

Das "Rural Power Project" der Weltbank unterstützt in einem Fünf-Jahreszeitraum die Elektrifizierung von 10.000 Haushalten mittels Solar- und Inselfsystemen mit einem Kredit über 10 Mio. US\$. Bis Mitte 2005 wurden 1.000 Systeme installiert.

Die philippinische Entwicklungsbank Development Bank of the Philippines (DBP) implementierte einen "Regional Power Plan" (RPP), um ländlichen Konsumenten den Zugang zu zentraler Elektrizitätsversorgung zu ermöglichen. Zur Unterstützung konkreter Projekte stellte sie im Januar 2005 ein Budget von insgesamt 1 Mrd. US\$ zur Verfügung.

Drei philippinische NGO's⁴⁷ starteten 2006 eine "100 Villages Campaign". Innerhalb der nächsten 5 Jahre soll 100.000 Dorfbewohnern auf den Philippinen durch diese Kampagne unter anderem der Zugang zu Strom mittels Mikrowasserkraft- und Solaranlagen ermöglicht werden.

Institutionen

Eine zentrale Organisation in der Ausführung des Elektrifizierungsprogramms ist die National Electrification Administration (NEA). Ihre Hauptaufgabe liegt in der finanziellen, technischen und institutionellen Unterstützung der Elektrizitätskooperativen (Rural Electric Cooperatives – RECs), die vorwiegend für die Stromversorgung in ländlichen Gebieten verantwortlich sind. Eine tragende Rolle bei der Stromversorgung in Gebieten ohne Netzanschluss nimmt nach dem Reformgesetz EPIRA die Small Power Utilities Group (SPUG) der NPC ein.

Die Stromversorgung bislang nicht elektrifizierter Gemeinden soll nationalen Plänen zufolge verstärkt privaten Akteuren möglich sein. Der Startschuss für solcherlei Maßnahmen fiel 2005 mit der Öffnung der ersten "first wave"-Gebiete der NPC-SUPG für Aktivitäten des Privatsektors. Im Rahmen eines Förderprogramms (2003–2011) zur Stärkung der philippinischen Privatwirtschaft unterstützt die GTZ insbesondere ärmere Bevölkerungsgruppen der Visayas-Inselgruppe bei der Entfaltung ihres unternehmerischen Potenzials, unter anderem durch die Erleichterung des Zugangs zu mittel- und langfristigen Krediten.

Modell-Region Negros Occidental

Die Insel Negros Occidental soll eine Modellregion für die Nutzung erneuerbarer Energien werden und damit als Vorbild für andere Regionen dienen. Neben der Errichtung eines 30 MW-Windparks bestehen Planungen für ein 40 MW-Geothermiekraftwerk, Mikrowasserkraftanlagen, Batterieladestationen und ein mit Bagasse betriebenes Heizkraftwerk.

Wechselkurse (6.2.07):

1 Philippinischer Dollar (PHD) = 0,01593 Euro (EUR)

⁴⁷ Die drei NGO's Yamog, SIBAT und AIDFI wollen mit dieser Kampagne ihre bisherigen Erfolge im Rahmen regionaler erneuerbarer Energie Projekte auf nationaler Ebene replizieren.

22.7 Literatur

- ADB – Asian Development Bank:
Technical Assistance to the Republic of the Philippines for promoting good governance in the restructured power sector, RRP: PHI 36554, July 2003
- Brown, G., de Dios, J.V., Valderrama, S.:
Philippines Sector Profile and Roadmap, ADB – Staff Consultants Report, 12/2005
- ACE – ASEAN Centre for Energy:
Basic Electricity Tariff in den ASEAN Member Countries 2005, (www.aseanenergy.org/publication/electricity_prices.htm)
- BCSC – Australian Business Council for Sustainable Energy:
Renewable Energy in Asia – The Philippines Report, 8/2005 (www.iges.or.jp/en/news/topic/0512cdm.html)
- bfai – Bundesagentur für Außenwirtschaft:
Philippinen modernisieren Stromsektor, Artikel, 10.8.2006
- bfai – Bundesagentur für Außenwirtschaft:
Philippinen schreiben neue Energieprojekte aus, Artikel, 26.1.2007
- bfai – Bundesagentur für Außenwirtschaft:
Philippinen setzen auf erneuerbare Energien, Artikel, 11.1.2006
- BOI – Board of Investment:
Investment Priorities Plan 2006, 7/2006 (<http://www.boi.gov.ph/>)
- Broegger, T.:
Danish Windmill Park Leaves the Philippines Amazed, ScandAsia, 6/2005 (www.scandasia.com)
- CDMDNA:
Clean Development Mechanism – Philippines, (www.cdmdna.emb.gov.ph)
- DOE – Department of Energy:
Philippine Power Statistic 1990-2005, (www.doe.gov.ph/power/Power%20Stat%202005%20update042406.htm)
- DOE – Department of Energy:
Philippine Energy Plan (PEP) – Update 2006, Overview
- DOE – Department of Energy:
8th Status Report on EPIRA Implementation, 11/2005-4/2006
- DOE – Department of Energy:
Renewable Energy Policy Framework
- Electric Power Industry Reform Act of 2001 (EPIRA). Republic Act 9136, Weitergehende Regulierungen des Gesetzes: “Rules and Regulations to Implement Act.No.9163“
- ESMAP – Energy Sector Management Assistance Programme (UNDP/World Bank):
Status of ESMAP Portfolio of Projects as of 31.12.05, Report, 2/2006
- GWEC – Global Wind Energy Council:
Global Wind 2005, Report
- Government of the Philippine Republic:
Philippines – Country Report, Presentation on Energy-Poverty Workshop “How Modern Energy Services Contribute to Poverty Reduction”, Phnom Pen, Cambodia. 4.-6.5.2005
- IIEC – International Institute for Energy Conservation:
Revisiting Green IPP in the Philippines, in: IIEC-e-Newsletter 12/2005
- World Bank:
Philippines – Meeting Infrastructure Challenges, The World Bank Group in the Philippines, 12/2005

22.8 Kontakte

Department of Energy (DOE)

Information Center / Energy Center
Merritt Road, Ft. Bonifacio, Taguig
Metro Manila Philippines 1201
Tel. +63 (2) 840 14 01
Fax +63 (2) 840 22 89/840 18 17
E-Mail: info@doe.gov.ph
www.doe.gov.ph

National Power Corporation (NPC)

Quezon Avenue corner BIR Road, Diliman
P. O. Box 10183
Quezon City
Tel. +63 (2) 921 35 41
Fax +63 (2) 921 24 68
E-Mail: webmaster@napocor.com.ph
www.napocor.gov.ph/npc5.asp

Manila Electric Company (Meralco)

Lopez Bldg., Meralco Center
Ortigas Ave. Pasig City
Metro Manila 0300
Tel. +63 (2) 1622-0
Fax +63 (2) 1622 8501
E-Mail: finplan.inv.relations@meralco.com.ph
www.meralco.com.ph

Energy Regulatory Commission (ERC)

Pacific Center Building
San Miguel Avenue, Ortigas Center
1600 Pasig City, Metro Manila
Tel. +63 (2) 914 50 00
Fax +63 (2) 631 58 18
E-Mail: info@erc.gov.ph
www.erc.gov.ph
(auch die Adressen der Stromversorgungsunternehmen
inkl. der ländlichen Kooperativen können auf der
Internetseite der Energy Regulatory Commission
aufgerufen werden: www.erc.gov.ph)

National Electrification Administration (NEA)

57 NEA Building, NIA Road, Government Center
Diliman Quezon City, Philippines 1001
Tel. +63 (2) 929 19 09
Fax +63 (2) 929 13 28
E-Mail: webmaster@nea.gov.ph
www.nea.gov.ph

Philippine National Oil Company –

Energy Development Corporation (PNOC-EDC)
PNOC Building 5, Energy Center, Merritt Road
Fort Bonifacio, Taguig, Metro Manila, Philippines
Tel. +63 (2) 893 60 01 bis 47
Fax +63 (2) 815 27 47
www.energy.com.ph

Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation (PSALM)

2nd Floor SGV II Building
Ayala Avenue, Makati City, Philippines 1226
Tel. +63 (2) 893 82 02
E-Mail: infos@psalm.gov.ph
www.psalms.gov.ph

National Transmission Corporation (TRANSCO)

Head Office Power Center
BIR Road, cor. Quezon Avenue Diliman, Quezon City
Tel. +63 (2) 981 21 00
E-Mail: corpcomm@transco.ph
www.transco.ph

Preferred Energy Incorporated (PEI)

1202 Prestige Tower
F. Ortigas Jr. Avenue, Ortigas Center
Pasig City 1605
Tel. +63 (2) 631 27 45/631 30 78/635 96 88
Fax +63 (2) 635 96 86
E-Mail: pei@pei.net.ph
www.pei.net.ph

Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ)**Büro Manila**

9th floor PDCP Bank Center Corner V. A Rufino &
Leviste Streets

Makati City Philippinen

Tel. +63 (2) 812 31 65

Fax +63 (2) 753 14 41

E-Mail: gtz-philippinen@ph.gtz.de

www.gtz.de/philippines

Winrock International – Office Philippines

Unit Nr. 2401, 24th Floor, Jollibee Plaza Building
Emerald Avenue Ortigas Center

1600 Pasig City

Tel. +63 (2) 632 12 33/632 73 23

Fax +63 (2) 631 28 09

E-Mail: winphil@nwave.net

www.winrock.org

**European Chamber of Commerce of
the Philippines (ECCP)**

19/F Axa Life Center

Sen. Gil Puyat Avenue corner Tindalo Street

Makati City, Metro Manila, 1200

Tel. +63 (2) 845 13 24/759 66 80

Fax +63 (2) 845 13 95 bis 97/759 66 90 bis 91

E-Mail: info@eccp.com

www.eccp.com

Botschaft der Bundesrepublik Deutschland

25/F Tower 2, RCBC Plaza

6819 Ayala Ave (cor. Sen. Gil Puyat Ave)

Makati City Metro Manila

Tel. +63 (2) 702 30 00

Fax +63 (2) 702 30 15

E-Mail: depoma@pldtdsl.net

www.manila.diplo.de/Vertretung/manila/en/

Startseite.html

Land Bank of the Philippines

Landbank Plaza, 1598 M. H. Del Pilar cor.

Dr. Quintos Sts, 1004 Malate, Manila

Tel. +63 (2) 551 22 00/450 70 01/522 00 00

Fax +63 (2) 528 85 80

E-Mail: landbank@mail.landbank.com

www.landbank.com

Development Bank of the Philippines

Sen. Gil J. Puyat Avenue corner Makati Avenue

Makati City

Tel. +63 (2) 818-9511 bis 20/818-9611 bis 20

E-Mail: info@devbankphil.com.ph

www.devbankphil.com.ph/

CDM Secretariat

2/F, HRD Building, EMB

DENR Compound, Visayas Avenue, Diliman

Quezon City, 1116 Philippines

Tel. Trunkline: +63 (2) 929 66 26

Tel. Direct: +63 (2) 920 22 51

Fax +63 (2) 928 46 74

E-Mail: cdm_helpdesk@yahoo.com.ph

www.cdmdna.emb.gov.ph

23 Vietnam

23.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Die installierte Kapazität des staatlichen Versorgers Electricity of Vietnam (EVN) sowie unabhängiger Stromproduzenten lag Ende 2005 insgesamt bei 11.340 MW. Der Anteil unabhängiger Stromproduzenten lag bei rund 22%. Allerdings weisen einige Kraftwerke altersbedingt einen geringen Verfügungsgrad auf.

Von den späten 1980er Jahren bis zum Beginn dieses Jahrzehnts stellten Wasserkraftanlagen über 50% der installierten Stromerzeugungskapazitäten. Seit 2003 wurde die zentrale Rolle der Wasserkraft als Primärenergieträger durch die fossilen Energieträger Erdgas, Kohle und Öl übernommen. Es wird trotzdem erwartet, dass Wasserkraft auch in Zukunft eine dominante Stellung einnehmen wird. Vietnam ist Nettoenergieexporteur und wird es voraussichtlich bis zum Jahr 2020 bleiben. Vietnam verfügt über Offshore-Öl- und Gasquellen im Süden des Landes, über Kohle im Norden² und ein bislang nur bedingt genutztes Wasserkraftpotenzial entlang des sich von Norden nach Süden erstreckenden Gebirgszugs.

Jahr	Wasserkraft		Kohle		Öl (thermische Kraftwerke)		Gasturbine (Erdgas und Öl)		Diesel		Unabhängige Produzenten		Gesamt MW
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	
2001	4.145	50,5	645	8,0	198	2,4	2.322	28,0	296	3,5	612	7,5	8.227
2002	4.187	48,0	1.245	14,0	198	2,0	2.322	26,0	296	3,0	612	7,0	8.860
2003	4.155	42,0	1.245	12,6	198	2,0	2.489	25,1	288	2,9	1.521	15,3	9.896
2004	4.155	36,6	1.245	11,0	198	1,7	2.939	25,9	285	2,5	2.518	22,2	11.340
2005	4.155	36,6	1.245	11,0	198	1,7	2.939	25,9	285	2,5	2.518	22,2	11.340

Tab. 1: Installierte Kapazität; Vietnam; 2001–2005; MW, %¹

Stromerzeugung

In 2005 lag die Stromerzeugung bei 52 TWh und damit rund 70% über der von 2001. Unabhängige Erzeuger hatten an der Gesamterzeugung einen Anteil von gut 21%. Der wachsende Anteil in den vergangenen Jahren ist in erster Linie auf die Inbetriebnahme von zwei auf Erdgas basierenden Kraftwerken im Phu My Erzeugungskomplex zurückzuführen.³ Unter die Kategorie "Unabhängige Erzeuger" (IPP) fallen alle Anlagen, die von privaten ausländischen Firmen, inländischen Unternehmen oder Joint-Ventures (auch mit EVN) gehalten werden. Bis 2010 möchte Vietnam den Anteil unabhängiger Erzeuger an der Stromerzeugungskapazität auf gut 30% steigern.

1 Quelle: EVN 2006.

2 Die Kohlevorkommen konzentrieren sich im Wesentlichen auf die Provinz Quang Ninh, im Nordosten des Landes.

3 Die Anlagen Phu My 2.2 und 3 wurden durch ausländische Konsortien finanziert.

Jahr	Wasserkraft		Kohle		Öl (thermische Kraftwerke)		Gasturbinen (Erdgas und Öl)		Diesel		Unabhängige Erzeuger		Gesamt
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	
2001	18,21	59,5	3,21	10,5	1,11	3,7	5,84	19,1	0,10	0,3	2,13	6,9	30,6
2002	18,19	50,8	4,88	13,6	1,01	2,9	9,50	26,5	0,10	0,3	2,1	5,9	35,8
2003	18,97	46,5	7,22	17,7	0,89	2,2	12,13	29,7	0,05	0,1	1,56	3,8	40,8
2004	17,64	38,2	7,20	15,2	0,60	1,3	14,88	32,2	0,05	0,1	6,08	13,1	46,2
2005	16,13	31,0	8,13	15,6	0,68	1,3	16,21	31,1	0,04	0,1	10,87	20,9	52,05

Tab. 2: Stromproduktion nach Erzeugungsquellen; Vietnam; 2001–2005; TWh, %⁴

Stromübertragung und -verteilung

Als Rückgrat für die zentrale Stromversorgung fungiert eine 500-kV-Übertragungsleitung in Nord-Süd-Richtung. Aufgrund des rasanten Zuwachses der Stromnachfrage wurde eine zweite, parallel verlaufende 500-kV-Leitung auf einem großen Streckenabschnitt errichtet und 2006 fertig gestellt.⁵ Das 220-kV- und das 110-kV-Übertragungsnetz sollen bis zum Jahr 2015 um ca. 4.500 km respektive 4.700 km erweitert werden. Der Ausbau des Übertragungsnetzes wird bis 2010 mit einem Kredit von 200 Mio. US\$ durch die Weltbank unterstützt. Die Asian Development Bank (ADB) finanziert durch einen 360 Mio. US\$-Kredit den Übertragungs- und Verteilungsnetzausbau im nördlichen Landesteil.

Der grenzüberschreitende Stromhandel mit den Nachbarländern Kambodscha, China und Laos ist bislang aufgrund fehlender oder unzureichender Übertragungskapazitäten nur bedingt möglich, wird nach Angaben der Weltbank jedoch in Zukunft aufgrund des zu erwartenden heimischen Produktionsdefizits eine wesentliche Rolle einnehmen. Ein Liefervertrag mit Laos über 2.000 MW Leistung wurde bereits geschlossen. Die Elektrizität soll ab 2008 über mehrere 500-kV-Leitungen transportiert werden. Seit August 2004 importiert Vietnam zudem Strom aus China über verschiedene 110-kV-Übertragungsleitungen. Die bisherigen Importe aus China beliefen sich bis Ende 2006 auf 1 TWh. Durch den weiteren Ausbau der Übertragungskapazität sollen die Importe auf 1,2 bis 1,3 TWh pro Jahr ausgeweitet werden.

Elektrifizierungsgrad

Die bestehenden Stromübertragungs- und -verteilungsnetze erreichen rund 93,5% der Bevölkerung. Etwa 5,5 Millionen der ca. 84 Millionen Vietnamesen haben noch keinen Zugang zu Elektrizität. Für einen Großteil der verbleibenden Haushalte wird die Elektrifizierung voraussichtlich nur über netzferne Versorgungslösungen zu bewerkstelligen sein.

Stromverbrauch

Von 2000 bis 2004 stieg der Stromverkauf an Endkunden von 22,4 auf 39,7 TWh (ohne IPP).⁶ In erster Linie waren die Bereiche Haushalte und Industrie für den Verbrauchsanstieg verantwortlich. Der Pro-Kopf-Stromverbrauch ist mit rund 500 kWh (2005) trotz Verdreifachung der Elektrizitätsnachfrage in der vergangenen Dekade weiterhin auf geringem Niveau. Dabei liegt die Nachfrage in den Zentren von Hanoi und Ho Chi Minh City weit über dem Bedarf in den ländlichen Regionen. Insbesondere die Landesmitte bleibt im Stromverbrauch deutlich hinter anderen Landesteilen zurück. Durch die Erfolge im Bereich der ländlichen Elektrifizierung und der Zunahme der städtischen Bevölkerung sind zwischen 1996 und 2004 rund 30 Millionen neue Stromkunden hinzugekommen.

⁴ Quelle: EVN 2006.

⁵ Es handelt sich dabei um das Teilstück zwischen Pleiku im Zentrum des Landes und Phu Lam nördlich von Hanoi.

⁶ In den Statistiken bezüglich der Stromabnahme nach Endkunden werden von EVN die unabhängigen Erzeuger nicht berücksichtigt.

Jahr	Haushalte		Gewerbe/Andere		Industrie und Baugewerbe		Landwirtschaft		Gesamt
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	
2000	11,0	49,0	1,9	8,0	9,1	41,0	0,4	2,0	22,4
2004	17,7	45,0	3,5	9,0	17,9	45,0	0,6	1,0	39,7

Tab. 3: Stromverbrauch nach Abnehmern (EVN ohne IPP); 2000, 2004; TWh, %⁷

Für 2006 rechnete EVN mit einer Nachfrage von rund 60 TWh. Aufgrund der fehlenden Erzeugungskapazität müssten rund 2,4 TWh importiert werden. Bis 2009 werden vor allem im Norden des Landes ernsthafte Störungen in der Stromversorgung erwartet.

Die Stromnachfrage wird nach dem Entwurf des sechsten Plans für die Entwicklung des Energiesektors in den Jahren bis 2010 um jährlich etwa 15 bis 16% zunehmen. In den Jahren 2011 bis 2015 rechnet man mit einem Anstieg von 11% mit fallender Tendenz. Nach Angaben des Industrieministeriums wird die heimische Produktion auch mittelfristig die Stromnachfrage nicht decken können. Im Jahre 2010 werden nach Schätzungen insgesamt 93 TWh nachgefragt, während nur 85,8 TWh im eigenen Land produziert werden können. Bis 2020 wird sich das Stromdefizit bei gleich bleibender Entwicklung auf 36 TWh erhöht haben.

Stromverluste

Im vergangenen Jahrzehnt ist es gelungen, die hohen technischen Stromverluste im Bereich Übertragung und Verteilung von 21,4% im Jahr 1995 auf 12,2% im Jahr 2004 zu minimieren. Es besteht jedoch weiterhin Potenzial zur Verlustminderung. Durch Verbesserung der Leistungsfaktoren, Transformatoren und Übertragungskabel könnte der Wert auf unter 10% gesenkt werden. Ende 2006 hat der Premierminister das Ziel vorgegeben, die Stromverluste bis 2010 auf 8% zu senken. Nichttechnische Verluste, inklusive Stromdiebstahl, fallen im Vergleich mit anderen Ländern gering aus.

Strompreise

Die Elektrizitätspreise sind seit 2002 unverändert. Die sehr ausdifferenzierten Verbrauchertarife unterscheiden vor allem im Produktions- und Dienstleistungssektor zwischen einem Normalzeittarif sowie einem (hohen) Spitzenlast- und einem (niedrigen) Schwachlasttarif. Dabei ist der Spitzenlasttarif circa dreimal höher als der Schwachlasttarif. Ein vergleichsweise geringer Unterschied wird zwischen Bezug auf Hoch- bzw. Niederspannungsebene vorgenommen.

Haushalte	VND und €-ct /kWh			
	Seit 2002		Ab 2007	
Jahr				
Währung	VND	€-ct	VND	€-ct
Erste 100 kWh	550	2,70	550	2,70
+ nächste 50 kWh	900	4,42	1.100	5,39
+ nächste 50 kWh	1.210	5,94	1.470	7,21
+ nächste 100 kWh	1.340	6,57	1.600	7,85
+ ab 301 kWh	1.400	6,87	1.720	8,44
+ ab 401 kWh	–	–	1.780	8,73

Tab. 4: Auszug aus den EVN-Stromtarifen für Haushalte; VND/kWh; €-ct/kWh⁸

Der am 4. Dezember 2006 vom Premierminister unterzeichnete Plan zur Anhebung der Strompreise sieht eine schrittweise Tarifierhöhung bis 2010 vor. Demnach steigt der Elektrizitätspreis von durchschnittlich 3,84 €-ct/kWh (783 VND/kWh) in 2006 ab Januar 2007 auf 4,13 €-ct/kWh (VND 842/kWh) und somit um 7,6% im Vergleich zum Vorjahr. Ursprünglich sollte die Stromerhöhung bereits ein Jahr zuvor durchgesetzt werden. Dabei bleibt der Normaltarif unverändert und nur der Spitzenlasttarif wird um 20% erhöht. Im Januar 2008 soll der mittlere Strompreis auf 4,37 €-ct/kWh (VND 890/kWh) angehoben werden. Ab 2010 soll sich der Strompreis innerhalb der vom Regulierer vorgegeben Bandbreite frei am Markt entwickeln.

Mit der Erhöhung der Strompreise verfolgt die Regierung unter anderem das Ziel, die Schere zu den langfristigen Grenzkosten zu schließen und damit den vietnamesischen Elektrizitätsmarkt für private ausländische Investoren attraktiver zu machen, um so die rasant steigende Nachfrage decken zu können.

Strompreise in ländlichen Gebieten

Für ländliche Kommunen, die Strom aus dem öffentlichen Stromnetz beziehen, gilt weiterhin ein landesweit einheitlicher Tarif von 3,43 €-ct/kWh (700 VND/kWh). Zur Abdeckung der Verteilungskosten erlaubt die Regierung allerdings auch gewisse Abweichungen von dieser Regelung nach oben wie nach unten.⁹ Langfristig sollen nach dem neuen Elektrizitätsgesetz (siehe unten) jedoch auch hier bestehende Quersubventionen zwischen der urbanen und der ländlichen Bevölkerung abgebaut werden. Die Stromkosten in ländlichen Gebieten werden heute zwischen 55 und 75% über Subventionen gedeckt.

Ausbauplanung

In den Jahren 1995 bis 2004 wuchs die Stromnachfrage um jährlich rund 15% und somit nahezu zweimal schneller als das Wirtschaftswachstum. Aufgrund einer anhaltend starken Ökonomie setzt die Elektrizitätswirtschaft auf einen weiteren Ausbau ihrer Erzeugungskapazitäten. EVN geht davon aus, dass jährlich mindestens 1.700 MW neue Kapazitäten ans Netz gehen müssten, um die Nachfrage zu decken. Die zu niedrigen Schätzungen des fünften Plans für die Entwicklung des Energiesektors revidierend, rechnete EVN bereits 2004 damit, dass bis 2010 die Kapazität auf rund 25.500 MW und bis 2020 auf 42.000 MW ausgebaut werden muss. Der nationale Masterplan zur Entwicklung der Erzeugungskapazität sieht für die Jahre 2001 bis 2010 den Bau von 35 großen Kraftwerken vor.

Im Sommer 2005 und 2006 kam es bereits zu schwerwiegenden Engpässen in der Stromversorgung.¹⁰ 2007 werden nach Angaben von EVN nur zwei Drittel der Nachfrage gedeckt werden können. Dementsprechend werden rund 500-570 MW Leistung in diesem Jahr fehlen, die teilweise über Importe kompensiert werden sollen. Nach dem Entwurf des 6. Masterplans werden bis 2025 Investitionen im Elektrizitätssektor in Höhe von fast 80 Mrd. US\$ notwendig sein.

⁸ Quellen: Zahlen von 2002: Weltbank, 2006. Zahlen für 2007: VietNamNet Bridge (<http://english.vietnamnet.vn/>).

⁹ Laut EVN beziehen 98,9% der ländlichen Kommunen Strom zu einem Preis von unter 700 VND/kWh.

¹⁰ Um die Stromversorgung bis zum Ende der Trockenzeit im April sicherzustellen, konnten die Kraftwerke Hoa Binh und Thac Ba aus ihren Speicherbecken nur begrenzt Wasser für die Landwirtschaft bereitstellen. Viele Reisbauern mussten daher den Beginn der Aussaat verschieben.

23.2 Marktakteure

Seit Inkrafttreten des neuen Stromwirtschaftsgesetzes im Jahr 2005¹¹ befindet sich der vietnamesische Elektrizitätsmarkt in einer Umbruchphase, die sich nicht zuletzt auf die Struktur des größten Marktteilnehmers, des Staatsunternehmens EVN, auswirkt. EVN entstand 1995 als landesweiter Stromversorger, nachdem die Übertragungsnetze im Norden und Süden gekoppelt wurden. Die Finanzierungskonten des Unternehmens sind strikt vom Staatshaushalt getrennt. Abgesehen von Geldern für die Umsiedlungen bei Wasserkraftprojekten erhält das Unternehmen nach offiziellen Angaben keinerlei staatliche Subventionen für Investitionen oder das operative Geschäft. Nur für den Bereich der ländlichen Elektrifizierung werden dem Unternehmen Kredite zu verbesserten Konditionen gewährt.

Acht Tochtergesellschaften mit eigenständigen Geschäftsbereichen sorgen für Stromübertragung und -verteilung. Davon operieren drei auf regionaler Ebene (PC1 im Norden, PC2 im Süden, PC3 in der Landesmitte) und fünf Unternehmen in größeren Städten des Landes (PC Hanoi, PC Ho Chi Minh City, PC Dong Nai, PC Ninh Binh sowie PC Hai Phong). In sieben Provinzen, vor allem im Süden, existieren außerdem Verteilungsunternehmen auf Provinz- und Bezirksebene.¹² EVN untersteht dem "Ministry of Industry" (MOI), das für Energiepolitik und -planung verantwortlich ist.

Unabhängige Stromproduzenten

Mit dem Dekret 45/2001/ND-CP haben sowohl vietnamesische als auch ausländische Investoren die Möglichkeit erhalten, als unabhängige Stromproduzenten in das nationale Stromnetz einzuspeisen, sofern ein Stromabnahmevertrag mit EVN besteht. Dieser muss auf bilateraler Basis mit EVN ausgehandelt werden. EVN legt dabei Wert darauf, dass die Ergebnisse der Verhandlungen vertraulich behandelt werden. Die Vergütung liegt nach Vorgaben des Industrieministeriums zwischen 2,3 und 3,6 €-ct/kWh. Die Anzahl der unabhängigen Stromproduzenten wird aufgrund des weiteren

Abbaus von Beschränkungen für private Investoren in Zukunft ansteigen. Der Verkauf von Kraftwerksanteilen aus dem Besitz von EVN stellt eine weitere Beteiligungsmöglichkeit für private Investoren dar. EVN will sich in Zukunft im Erzeugungsbereich auf Kraftwerke mit mehr als 100 MW Leistung beschränken. Kleinere Anlagen sollen über private Investoren finanziert werden.

Weitere Akteure im Energiesektor

Regulierungsbehörde

Mit der Liberalisierung des Strommarktes wird der neuen Regulierungsbehörde, die dem Industrieministerium unterstehen soll, eine wichtige Aufgabe zukommen. Zu den wesentlichen geplanten Aufgaben der Behörde zählen die Lizenzierung der Marktteilnehmer, die Beratung des Industrieministeriums in Fragen der Markt- und Industriestruktur, die Festlegung der Preisstruktur und die Sicherstellung ausreichender Produktionskapazitäten. Das Stromwirtschaftsgesetz hat den regulativen Rahmen nicht genauer definiert. Wann die Regulierungsbehörde ihre Arbeit aufnehmen soll, steht noch nicht fest.

23.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Energie- und Elektrizitätsmarktpolitik

Die Entwicklung des Energie- und Elektrizitätssektors versucht die Regierung im Rahmen von so genannten Masterplänen zu antizipieren. Die Planungen erstrecken sich über einen Zeitraum von zehn Jahren und beinhalten eine Vorausschau für die kommenden 20 Jahre. Der fünfte Masterplan umfasst die Entwicklung des Energiesektors in den Jahren 2001-2010 und eine Prognose bis 2020 und wurde aufgrund eines über den Erwartungen liegenden Stromverbrauchs bereits 2003 aktualisiert. Durch die Entscheidung No. 176/2004/QD-TTg wurden weitere Modifikationen vorgenommen. Der sechste Masterplan wird derzeit mit Unterstützung der japanischen Entwicklungsagentur JICA erarbeitet.¹³

11 Näheres siehe Abschnitt "Gesetzliche Rahmenbedingungen".

12 Nach Planungen von EVN soll bis 2020 durch die Verbindung der einzelnen regionalen Stromnetze ein national integriertes Stromnetz aufgebaut werden.

13 Er sollte ursprünglich bereits Ende 2006 von der Regierung vorgestellt werden und für die Jahre 2006 bis 2015 Gültigkeit haben. Bis zum Frühjahr 2007 wurde der neue Plan jedoch noch nicht von der Regierung bewilligt.

Hauptaugenmerk soll dabei auf die Entwicklung der Wasserkraft, die ökonomische Nutzung der Gas- und Kohleressourcen, die Entwicklung alternativer Energien und die Stimulierung der Elektrizitätsimporte aus Laos und China gelegt werden. Auf provinzieller Ebene werden von den zuständigen Volkskomitees außerdem regionale Pläne erstellt, die mit den nationalen Zielsetzungen übereinstimmen müssen.

Neues Stromwirtschaftsgesetz

Notwendige Entscheidungen zum Elektrizitätssektor wurden in der Vergangenheit ad-hoc auf der Basis von Verordnungen des Premierministers getroffen. Das neue Stromwirtschaftsgesetz, das Änderungen im Stromsektor im operativen und regulativen Bereich intendiert, wurde im November 2004 verabschiedet und trat im Juli 2005 in Kraft.¹⁴ Damit wurde ein weit reichendes Programm zur Reform des Energiesektors auf den Weg gebracht. Ziele der neuen Gesetzgebung sind unter anderem die Diversifizierung von Investitionen und die Etablierung eines wettbewerblich organisierten Marktes. Bislang noch nicht geregelt wurden die Ausgestaltung des Spot-Elektrizitätsmarktes, die konkrete Rolle und Organisation der Regulierungsbehörde sowie die Konditionen für die Lizenzierung der Marktakteure.

Das neue Stromwirtschaftsgesetz impliziert die Trennung der Bereiche Produktion, Übertragung und Verkauf. Im Bereich der Produktion sollen die Kraftwerke in Besitz von EVN nach und nach in Wettbewerb mit unabhängigen Erzeugern treten. In der ersten Phase des Liberalisierungsprozess nehmen die unabhängigen Stromerzeuger aufgrund bilateral mit EVN verhandelter Abnahmeverträge nicht am Wettbewerb teil. Die Kraftwerke werden in Zukunft unter der Aufsicht eines nationalen Lastverteilzentrums (National Load Dispatch Centre) in das Übertragungsnetz einspeisen. Die Mechanismen eines frei organisierten Marktes sollen im Produktionssektor bereits ab Anfang 2007 erprobt werden. Nach jüngsten Erwägungen vom Dezember 2006 sollen zunächst die Produktionsanlagen, an denen EVN zu 100 % Kapitalanteile hält, direkt am Marktge-

schehen teilnehmen, um so Erfahrungen im freien Markt sammeln zu können. So sollen Produktionskosten und Verkaufspreise längerfristig gesenkt werden. Anlagen unabhängiger Erzeuger und des Phu My-Erzeugungskomplexes¹⁵ sollen Preisangebote hingegen über Stromhandelsunternehmen abgeben.

Die Monopolstellung des staatlichen Unternehmens soll nur für große Wasserkraftwerke, zukünftige Kernkraftwerke und den Bereich der Elektrizitätsübertragung aufrechterhalten werden.¹⁶ Die verschiedenen Übertragungsunternehmen auf regionaler Ebene, die alle vollständig in Besitz von EVN sind, werden in den kommenden Jahren zu einem unabhängigen staatlichen Übertragungsunternehmen zusammengeführt werden. Das Restrukturierungsprogramm von EVN soll 2008 abgeschlossen werden. Nur EVN wird in der ersten Phase der Liberalisierung als so genannter single buyer Elektrizität von den Produzenten kaufen können.

Die Liberalisierung des Strommarkts wird sich über zwei Dekaden erstrecken und in mehreren Etappen realisiert werden. Bis 2015 soll vollständiger Wettbewerb im Produktionsbereich zwischen staatlichen Kraftwerken und Kraftwerken unabhängiger Erzeuger hergestellt werden. Im Zeitraum zwischen 2015 und 2020 wird nach Plänen der Regierung zudem ein Großhandelsmarkt eingerichtet werden. Nach 2020 soll ein Einzelhandelsmarkt (Spotmarkt) geschaffen werden, an dem Strom auf stündlicher Basis gehandelt werden kann und sich der Strompreis aufgrund von Angebot und Nachfrage einpendelt.

Beteiligung ausländischer Investoren

Durch Verordnung der Regierung (Dekret No. 95/2001/QD-Ttg) wurde im Juni 2001 ausländischen Investoren die Möglichkeit zu einem finanziellen Engagement im Stromerzeugungssektor (bis zu einem Anteil von 20 % an der gesamten Produktionskapazität) eingeräumt. Erste Investitionsgenehmigungen für zwei große Stromerzeugungsprojekte ausländischer Kapitalgeber wurden im Mai und September 2001 ausgestellt.

¹⁴ Die Dekrete 105 und 106 aus dem Jahr 2005 spezifizieren die Umsetzung der neuen Gesetzgebung.

¹⁵ Der Phu My-Erzeugungskomplex ist das größte Kraftwerk im Süden des Landes mit einer installierten Gesamtleistung von 3.800 MW. Zwei Anlagen (Phu My 2.2 und 3) befinden sich in der Hand von privaten Investoren.

¹⁶ Siehe Dekret No. 176/2004/QD-Ttg. Genauere Angaben über die Größe der Wasserkraftanlagen werden nicht gemacht.

Die Anlagen 2.2. (Électricité de France) und 3. (BP) im Phu My-Kraftwerkskomplex sind seit 2004 in Betrieb und verfügen über eine Leistung von je 720 MW. Ausländisches Engagement ist sowohl in Form von IPPs, BOT-Verträgen oder als Joint Venture mit einheimischen Firmen willkommen. Im Rahmen des neuen Stromwirtschaftsgesetzes werden ausländische Investitionen und insbesondere Joint Venture zwischen vietnamesischen Firmen und ausländischen Investoren begrüßt.

Hemmnisse für privates Kapital

Als Hemmnisse für den Einsatz privaten Kapitals haben sich in der Vergangenheit unter anderem langwierige, komplizierte und wenig transparente Genehmigungsverfahren, ein unterentwickeltes Rechtssystem (insbesondere hinsichtlich vertraglicher Regelungen), Nachteile gegenüber staatlichen Unternehmen, z.B. bei Bewilligung von Krediten, sowie eine ungünstige Position in der Aushandlung von Vergütungstarifen mit EVN erwiesen. Durch das neue Stromwirtschaftsgesetz haben sich die Rahmenbedingungen prinzipiell verbessert, die konkrete Umsetzung der Liberalisierungspläne bleibt jedoch abzuwarten.

23.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Mit der Entscheidung 22 von 1999¹⁷ hat die vietnamesische Regierung einen ersten politischen Rahmen für die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung und für die ländliche Elektrifizierung geschaffen. Nach dieser Entscheidung wird der Verwendung erneuerbarer Energien im netzgebundenen und netzfernen Bereich nach dem Prinzip der minimalen Kosten eine besondere Rolle zugemessen.

Mit der Entscheidung wurden die Gebietskörperschaften in bergigen Regionen und auf Inseln, die bisher nicht mit dem nationalen Elektrizitätsnetz verbunden waren, aufgefordert, Pläne für die Elektrifizierung durch lokale, dezentrale Erzeugungseinheiten einzureichen. Die Regierung unterstützt dabei sowohl heimische als auch ausländische Investitionen in die autonome Inselversorgung, solange die Leistung unter 5 MW liegt.

Die Pläne müssen von den Volkskomitees auf provinzieller Ebene angenommen werden. In Abhängigkeit von der Größe des Projekts können auch untergeordnete Körperschaften für eine Entscheidung zuständig sein.

Renewable Energy Action Plan (REAP)

Wesentliche Grundlage für die Entwicklung erneuerbarer Energien im Elektrizitätssektor bildet der "Renewable Energy Action Plan" (REAP), der als zentrales Planungs- und Strategiedokument gemeinsam von EVN und dem Industrieministerium mit finanzieller und technischer Hilfe der Weltbank sowie anderer Geber in den Jahren 1999/2000 erarbeitet wurde. Zur Verbesserung des Einsatzes erneuerbarer Energien im Stromsektor weist der REAP fünf Handlungsfelder aus, zu deren Verbesserung bzw. Umsetzung nationale und internationale Finanzierungen erschlossen werden sollen:

- Politik für erneuerbare Energien und institutionelle Entwicklung;
- Individuelle Systeme für Haushalte und Institutionen (unter anderem soziale Einrichtungen oder auch produktive Kleinbetriebe);
- Kommunale Inselnetze auf Wasserkraftbasis;
- Netzgekoppelte Stromversorgung durch erneuerbare Energien;
- Technologie/Marktentwicklung und Ressourcenbewertung.¹⁸

Der REAP sieht unter der Koordination des Industrieministeriums und Einbeziehung der Weltbank ein 10-Jahres-Programm mit zwei Phasen à fünf Jahren vor. In einem ersten Schritt sollen die notwendigen politischen und gesetzlichen Grundlagen geschaffen, ein Fonds für den Einsatz erneuerbarer Energien in abgelegenen Gebieten eingerichtet und die erforderlichen personellen und technischen Kapazitäten gestärkt werden.

¹⁷ Dekret No. 22-1999/CP-TTg.

¹⁸ Zu den fünf Einzelaspekten wurden jeweils detaillierte Bestandsaufnahmen auf der Basis von zahlreichen Hintergrundstudien erarbeitet.

In einem zweiten Schritt sollen dann konkrete Vorhaben zur Umsetzung gebracht werden, so die Installation von Piko-Wasserkraft- und Photovoltaiksystemen für Haushalte und Kommunen, die Nutzung von Kleinwasserkraft für die Versorgung ganzer Dörfer sowie der Aufbau von netzeinspeisenden Anlagen unter Verwendung erneuerbarer Energien. Insgesamt veranschlagt REAP die Kosten für alle geplanten Einzelmaßnahmen auf rund 240 Mio. US\$, wobei rund 180 Mio. US\$ auf Investitionen in netzgebundene Anlagen entfallen sollen.

Im Bereich der individuellen Systeme setzt REAP vor allem auf Piko-Wasserkraft und kleine Photovoltaikanlagen für netzferne Anwendungen mit geringem Stromverbrauch. Von 750.000 Haushalten, die voraussichtlich in den nächsten 10 Jahren nicht an das EVN-Netz angeschlossen werden, bieten sich etwa 200.000 Haushalte für eine Versorgung aus derartigen Anlagen an. Zusätzliche Bedarfe bestehen bei Schulen, Gesundheitszentren, in der Wasserversorgung und Kommunikation. Interesse besteht vor allem in einer Erhöhung des Anteils einheimischer Piko-Wasserkraftanlagen und in der Verstärkung einer gewerblichen Anbieter- und Dienstleistungsstruktur. Insgesamt wird mit einer installierten Leistung von 4 bis 12 MW in den ersten 5 Jahren sowie weiteren 15 bis 33 MW in den zweiten fünf Jahren gerechnet.

Eine bedeutende Rolle weist der REAP den erneuerbaren Energien bei der Lieferung von Strom durch Kleinerzeuger an das Netz von EVN oder der regionalen Verteiler zu. Diese kleinen Stromproduzenten könnten sowohl Unternehmen der öffentlichen Hand sein (Provinzregierung, Kommunen) als auch aus dem Privatsektor kommen. Eine generelle Leitlinie für die Vergütung derartiger Kleinlieferanten ("Small Power Purchase Agreements") ist allerdings bislang noch nicht in Kraft getreten, sodass jeweils individuelle Vereinbarungen erforderlich sind.

Clean Development Mechanism

Vietnam hat das Kyoto-Protokoll im September 2002 als einer der ersten asiatischen Staaten ratifiziert. Zuständig für CDM-Angelegenheiten (Designated National Authority) ist das International Cooperation Department (ICD), das dem Ministry of Natural Resources and Environment (MONRE) untersteht.¹⁹ Im April 2003 wurde das National Executive and Consultative Board (CNECB) gegründet, das sich unter Vorsitz des MONRE aus Mitgliedern verschiedener Ministerien zusammensetzt. Das CNECB soll MONRE bezüglich der Entwicklung und Umsetzung von CDM-Projekten beraten. Das Gremium tagt dreimal jährlich.

In den vergangenen Jahren wurden unterschiedliche Capacity Building-Programme zur effizienten und schnellen Umsetzung von CDM-Projekten initiiert. Neben staatlichen Institutionen sollen dabei auch private Akteure für die Umsetzung des Klimaschutzmechanismus ausgebildet werden. Bis Ende 2006 wurden zwei CDM-Projekte beim UNFCCC registriert. Im Februar 2006 wurde ein Projekt zur Gasgewinnung als Nebenprodukt der Offshore-Ölförderung vor der südlichen Küste angenommen. Als bislang einziges Erneuerbare-Energien-Projekt wurde im Juni 2006 ein Wasserkraftvorhaben im Norden des Landes mit einer Leistung von 2 MW registriert.²⁰ Vier weitere Projekte wurden bereits bei der vietnamesischen DNA angemeldet, darunter zwei im Bereich der Wasserkraft und zwei im Bereich der Energieeffizienz.

¹⁹ Vgl. hierzu das offizielle Dokument 502/BTNMT-HTQT vom 24. März 2003.

²⁰ Für eine genauere Beschreibung der Projekte siehe <http://cdm.unfccc.int/Projects/MapApp>. Stand: 26.12.2006.

23.5 Status der erneuerbaren Energieträger

In Vietnam bieten sich vielfältige Möglichkeiten zur Nutzung erneuerbarer Energien. Das Land ist reich an Potenzialen zur Nutzung von Wasserkraft, Windkraft, Biomasse und Solarenergie. Die zentrale Nutzung der Großwasserkraft deckt allein mehr als ein Drittel der nationalen Stromerzeugung und greift dabei erst auf einen Teil der vorhandenen Wasserkraftressourcen zurück. Kleinwasserkraft, Windkraft und Solarenergie spielen bereits für die dezentrale Stromgewinnung in netzfernen Regionen eine wichtige Rolle.

Wasserkraft

Das Wasserkraftpotenzial Vietnams wird auf etwa 300 TWh/a beziffert. Davon könnten sich 80 TWh/a wirtschaftlich nutzen lassen. Demnach wird bislang nur etwa ein Viertel des wirtschaftlichen Wasserkraftpotenzials ausgeschöpft. Abgesehen von einigen Ausnahmen liegt das bisher noch nicht genutzte Potenzial in der Erschließung mittlerer und kleiner Kraftwerke mit weniger als 1.000 MW Leistung. Vor allem das gebirgige Zentrum des Landes soll in den kommenden Jahren zur Stromgewinnung aus Wasserkraft genutzt werden. Nach dem nationalen Energieplan sollen dort bis 2010 insgesamt 5.000 MW Leistung installiert werden. Bis 2020 sollen 13.000-15.000 MW Kapazität durch Nutzung von Wasserkraft bereitgestellt werden.

Im Bereich der Wasserkraft verfügt das Land über gute Produktionskapazitäten. Das Institute of Materials Science (IMS) des Vietnamesischen Zentrums für Naturwissenschaften und Technologie hat innovative Kleinwasserkraftsysteme entworfen, die auch dem Export dienen. Zudem werden Systemkomponenten für Klein- und Kleinstwasserkraftwerke von einer Leistung bis zu 2 MW produziert.

Klein- und Kleinstwasserkraft

Die Palette der bisherigen Anwendungen ist breit gestreut und reicht von kleinsten Anlagen zur Versorgung einzelner Verbraucher bis hin zu großen Wasserkraftanlagen. Vietnam verfügt im Bereich der Kleinst- und Kleinwasserkraft über breite Erfahrung und zahlreiche Hersteller, deren Produktqualität allerdings verbesserungsbedürftig ist.²¹ Gegenwärtig werden 100.000 bis 150.000 Haushalte aus Kleinstwasserkraftanlagen versorgt. Die Leistung der Anlagen liegt in der Regel zwischen 100 und 1.000 W. Weitere 20 MW dienen der Versorgung von Inselnetzen, während etwa 60 MW aus (gewerblich betriebenen) Kleinwasseranlagen mit Leistungen von jeweils 100 bis 7.500 kW in das zentrale Netz eingespeist werden.²² Klein- und Kleinstwasserkraftanlagen produzieren schätzungsweise zwischen 7 und 10% der gesamten Wasserkraftleistung des Landes. 2006 waren beim Industrieministerium 126 Kleinwasserkraftprojekte mit einer Gesamtleistung von 2.100 MW registriert. Der Entwurf des sechsten Masterplans sieht für kleine Wasserkraft 408 zusätzliche Projekte mit einer Gesamtleistung von 2.925 MW vor.

Inselnetze

In Zukunft soll ein Ausbau der Wasserkraftnutzung im unteren Leistungsbereich vor allem dem Aufbau von Inselnetzen dienen, die von Kleinversorgern, Kooperativen oder Kommunen betreut werden und neben der allgemeinen Stromversorgung insbesondere den Ausbau des produktiven Sektors beschleunigen helfen.

Kommunale Kleinwasserkraft

Bislang ist auf Inselnetzen basierende kommunale Kleinwasserkraft an mehr als 300 Standorten mit insgesamt ca. 70 MW vertreten, während Einzelanlagen von 5 bis 200 kW vor allem im Norden und Zentrum des Landes anzutreffen sind. Allerdings sind etwa 200 dieser Systeme, die weit überwiegend Inselnetze bedienen, aufgrund von Qualitäts- und Wartungsproblemen sowie fehlenden finanziellen Ressourcen nicht in Betrieb.

21 Es werden folgende Größenklassen unterschieden: Piko-Hydro: 100 bis 1.000 W; Mikro-Hydro: 1.000 W bis 5.000 W; Mini-Hydro: 5 bis 100 kW; Klein-Hydro: 100 kW bis 10 MW. International werden teilweise andere Klassifizierungen verwendet, so wird z.B. der Bereich von Piko- und Mikroanlagen oft begrifflich verschmolzen.

22 Vor allem in den Provinzen Ha Giang, Cao Bang, Quang Nam und Quang Ngai.

Viele dieser Anlagen wurden mit ausländischer Hilfe finanziert, ohne dass dem Nachhaltigkeitsprinzip der Übernahme von Verantwortung für Betrieb und Wartung Rechnung getragen wurde. Nur wenige kommunale Anlagen speisen auch Strom in die von EVN oder den Regionalverteilern betriebenen Netze ein. Schätzungen gehen von einem Potenzial von 300 bis 600 MW aus, die für kommunale Anwendungen erschlossen werden könnten.

Technisches Potenzial für Kleinwasserkraft

Das technische Potenzial für Kleinwasserkraft mit Anlagen unter 10 MW wird nach unterschiedlichen Quellen auf 0,8 bis 1,8 GW beziffert. Die Zahl an Mini- und Kleinwasserkraftanlagen mit Leistungen von 5 kW bis 10 MW bemisst sich derzeit nur auf einige Hundert. Das Potenzial für netzgekoppelte Kleinwasserkraftwerke wird alleine auf 0,4 bis 0,6 GW beziffert und lässt sich teilweise durch Verbesserung bestehender Erzeugungsanlagen erschließen.

Mikro- und Piko-Wasserkraft

Die Verbreitung von Mikro- und Piko-Wasserkraftanlagen mit unter 5 kW Leistung hat besonders seit den 1990er Jahren aufgrund verbesserter Handelsbeziehungen mit China, wo derartige Anlagen kostengünstig produziert werden, stark zugenommen. Dies gilt vor allem für die nördlichen Provinzen. Die Klasse der Mikrosysteme (1-5 kW) wird in Vietnam von verschiedenen Firmen hergestellt.²³

Vietnam hat einen der weltweit größten Absatzmärkte für Pikosysteme mit bis zu 1 kW Leistung, von denen bislang etwa 100.000 bis 150.000 Anlagen kommerziell veräußert wurden. Gegenwärtig werden jährlich etwa 40.000 Systeme verkauft, die etwa zur Hälfte dem Ersatz bestehender Anlagen dienen und vorwiegend einzelne Haushalte oder kleine Produktionsstätten versorgen. Etwa 90% dieser Anlagen werden aus China importiert. Laut REAP werden Anlagen von 100 bis 500 W zu Preisen von 50 bis 100 US\$ angeboten.

Allerdings sind diese Systeme relativ bedienungsintensiv, weisen keine elektrische Regelung auf und haben Lebenszeiten von nur 1 bis 3 Jahren. Eine Reihe dieser Systeme wird auch im Nachbarschaftsverbund als Batterielader eingesetzt. Der Gesamtmarkt wird auf etwa 200.000 Systeme geschätzt.²⁴

Windenergie

Vietnam verfügt aufgrund seiner geographischen Merkmale mit einem 3.000 km langen Küstenstreifen und seiner Lage im Monsungürtel über beachtliche Windressourcen, die allerdings bislang so gut wie nicht genutzt werden.

Winddaten

Einen noch relativ groben Aufschluss über die regionale Verteilung der Windpotenziale enthält der in 2001 veröffentlichte "Wind Energy Resource Atlas of South Asia".²⁵ Die Studie, die vor allem auf meteorologischen Daten in Verbindung mit einem Simulationsmodell und nicht auf einzelnen Standortmessungen basiert, identifiziert geeignete Windregionen vor allem in den Gebirgsregionen an der Grenze zu Laos sowie in den Küstenprovinzen südlich von Da Nang und nördlich von Ho Chi Minh City. Insgesamt wird etwa für 30% der Landfläche ein ausreichendes Windpotenzial (6-7 m/s mittlere Windgeschwindigkeit in 65m Höhe) sowie für weitere 8,6% ein gutes bis sehr gutes Windpotenzial (über 7 m/s) ausgewiesen.

Weitere systematische Analysen des Windenergiepotentials liegen noch nicht vor. Standortbezogene Messungen wurden im Laufe von Projektplanungen an der Südostküste nahe Nha Trang sowie auf zwei Inseln in der Nähe von Haipong (Bach Long Vi) bzw. Ho Chi Minh City (Thanh An) durchgeführt. Eine Studie des Institute of Energy weist auf neun Inseln Windgeschwindigkeiten von 4,1 von 7,1 m/s in 10m Höhe aus. Nach Nguyen²⁶ eignen sich ungefähr 31.000 km² für Windenergieerzeugung, wobei die Standortbedingungen in einem Gebiet von rund 865 km² so gut sind, dass Erzeugungskosten von weniger als 6 US-ct/kWh zu erwarten sind.

23 Beratungsleistungen für netzgekoppelte Kleinsysteme bietet das Hydro Power Center an, das zum Vietnam Institute for Water Resources Research gehört. Das Zentrum fertigt sowohl Klein- wie auch Pikoanlagen selbst.

24 Kurzfristig sind daher ca. 50-75% des Marktvolumens bereits ausgeschöpft. Aufgrund der geringen Lebenszeit der Anlagen wird aber auch in Zukunft eine entsprechende Nachfrage vorhanden sein.

25 ASTAE (2001), Wind Energy Resource Atlas of South East Asia www.worldbank.org/astae/werasa/windenergy.htm

26 Siehe Nguyen, 2007.

Windnutzung

Vietnam schaut auf eine lange Tradition in der Windenergienutzung zurück, die sich jedoch auf Kleinanlagen beschränkt. Bislang wurden nur wenige größere Wind- bzw. Wind-Diesel-Systeme in dezentralen Systemen installiert. Eine größere Verbreitung haben kleine Windkraftanlagen erfahren. Ende der 1980er Jahre wurden in erster Linie Anlagen für Haushalte mit einer Leistung von 150 bis 500 W im Rahmen verschiedener Forschungsprogramme entwickelt.

Eigene Entwicklungen von kleinen Windgeneratoren wurden in der Vergangenheit insbesondere vom Research Center for Thermal Equipment and Renewable Energy (RECTERE) an der Technologischen Universität von Ho Chi Minh City realisiert. Bis heute wurden etwa 900 Systeme mit einer individuellen Leistung von 150 bis 200 W installiert. Diese wurden in erster Linie in ländlichen Regionen errichtet und zu 90 % durch staatliche Mittel finanziert. Nur 10 % der Anlagen wurden von Endkunden gekauft. Das Institute of Energy (IE) wurde im Rahmen des Programms zur ländlichen Elektrifizierung vom Industrieministerium damit beauftragt, die Nutzung von Windkraftanlagen in ländlichen Gebieten und auf Inseln zu untersuchen. Die von IE konstruierten Anlagen mit einer Leistung von jeweils 150 W wurden bisher an 30 Standorten installiert. Die Hanoi University of Technology hat 30 Anlagen mit der gleichen Leistung aufgestellt.

Bislang wurde nur eine netzgebundene Windkraftanlage installiert. Die 800 kW-Anlage des spanischen Herstellers Gamesa ging im November 2004 in Betrieb. Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit des Standorts auf der Insel Bach Long Vi im südchinesischen Meer liegt bei 7,2 m/s. Die Versuchsanlage wurde von staatlicher Seite finanziert. Neben dem mangelnden technischen Know-how erschwert der fehlende regulative Rahmen den Bau größerer Windparks. Die von EVN festgelegte Vergütungshöhe lag nach Angaben des fünften Masterplans für die Entwicklung des Energiesektors von 2001 oft unterhalb von 4 US-ct/kWh und schreckt folglich Investoren ab.

Mehrere Windparks befinden sich derzeit in Planung. Darunter ein 50-MW-Windpark in der Provinz Binh Dinh, im Zentrum des Landes, der von der dänischen Entwicklungshilfeorganisation DANIDA finanziert und aus Anlagen des deutschen Herstellers Enercon bestehen soll. Der Windpark sollte bereits 2007 in Betrieb gehen. Im März 2006 wurde außerdem bekannt gegeben, dass durch ein deutsch-vietnamesisches Joint-Venture²⁷ mit Hilfe eines 65 Millionen US\$-Kredits der KfW-Entwicklungsbank ein weiterer 50-MW-Windpark in Binh Dinh errichtet werden soll. Die entsprechenden Turbinen sollen ebenfalls aus deutscher Produktion stammen und ab Mitte 2007 Strom produzieren. Zudem sind ein 15-MW-Windpark in der Provinz Qui Nhon sowie eine einzelne 625 kW-Anlage in Ninh Thuan in der Entwurfsphase. Die vietnamesische Regierung sieht im Rahmen des fünften Masterplans die Errichtung von rund 400 MW Windenergieleistung bis 2020 vor.

Biomasse

Ungefähr die Hälfte des nationalen Primärenergiebedarfs wird durch Bioenergie abgedeckt. In ländlichen privaten Haushalten liegt der Biomasseanteil in Form von Feuerholz, Holzkohle, Stroh, landwirtschaftlichen Reststoffen und anderem organischen Abfall sogar bei 80-90 %. Diese Energieträger werden überwiegend für das Kochen und zur Erhitzung von Wasser verwendet. Eine thermische Nutzung von Biomasse gibt es auch im industriellen Bereich, so z.B. durch Verwendung von Reisspelzen in der Ziegelherstellung. Weitere Biomasseressourcen ließen sich insbesondere für den Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch Nutzung von Zuckerrohrbagasse und -abfällen sowie von Reisschalen erschließen.

Stromgewinnung aus Biomasse

Nach dem fünften Masterplan für die Entwicklung des Energiesektors sollen 250 bis 400 MW zusätzliche elektrische Leistung bis 2010 durch Biomasseanlagen bereitgestellt werden. Davon könnten 70 bis 150 MW auf die Gewinnung aus Reisschalen, 150 bis 200 MW aus Bagasse, 30 bis 50 MW aus Abfällen und anderen Biomasseprodukten und fünf MW aus Holzresten entfallen.²⁸

Die meisten der 42 bestehenden Zuckermühlen, von denen bislang nur drei Strom auf der Basis individuell verhandelter Verträge an das öffentliche Netz liefern, befinden sich südlich von Da Nang. Die gesamte elektrische Leistung liegt bei 150 MW. Reisschalen werden bislang noch nicht für die Stromgewinnung genutzt. Nach Angaben des Institute of Energy stehen geschätzte 2,5 Mio. Tonnen Reisschalen für eine energetische Verwertung zur Verfügung. Das Potenzial wird auf 70 bis 150 MW veranschlagt. Aufgrund der dispersen Natur dieser Abfälle erweist sich ihre Nutzung allerdings als wesentlich erschwert. Vietnam verfügt insgesamt über mehr als 100.000 Reismühlen, darunter allerdings nur etwa 50 im Hauptanbaugebiet des Mekongdelta mit einem Durchsatz von mehr als 5 Tonnen pro Stunde. Damit ließen sich Strom erzeugende Aggregate von jeweils 500 kW oder mehr Leistung wirtschaftlich betreiben.

Die rund 3.000 Biogasanlagen, die vorwiegend im Gebiet des Roten Flusses (Nordvietnam) bzw. im Mekongdelta installiert sind, werden nur zu einem kleineren Teil für netzferne Stromaggregate mit geringer Leistung eingesetzt. Als wesentliche Barriere wird der Kostenfaktor genannt, der es ländlichen Haushalten nicht erlaube, derartige Anlagen ohne Fördermittel zu erwerben. Zudem lässt sich Biogas auch in produktiven Bereichen zumeist effizienter direkt für thermische Zwecke verwenden.

Neben dem Institute of Energy sind vor allem die Vietnam Boiler Company (Hanoi), das Research Centre for Thermal Equipment and Renewable Energy (Ho Chi Minh City) sowie die Universität Can Tho im Mekongdelta in den Entwurf, die Herstellung und die Installation von Anlagen zur Biomassenutzung einbezogen.

Solarenergie

Vietnam verfügt über gute und konstante solare Einstrahlungsbedingungen im Süden und im Zentrum des Landes mit Werten von 4,0 bis 5,9 kWh/m² und Tag, während der Norden stärkere saisonale Schwankungen aufweist (2,4 bis 5,6 kWh/m²).²⁹ Die Anzahl der Sonnenstunden liegt zwischen 1.800 und 2.700 pro Jahr.

Nutzung der Solarenergie

Im Wesentlichen wird die Solarenergie zur dezentralen Stromerzeugung verwendet. Die Gesamtleistung der Photovoltaikanlagen im Vietnam lag Ende 2004 bei ungefähr 1.100 kW_p. Die meisten Anlagen haben eine Leistung von 50 bis 1.000 W_p. PV-Anlagen werden im Telekommunikationssektor und in der Schifffahrt eingesetzt (rund 440 kW_p). Ende 2004 waren 47 Anlagen zum Aufladen von Batterien in einer Größenordnung von 500 bis 1.000 W_p installiert. Anlagen im Bereich von 250 bis 500 W_p kommen in erster Linie in Krankenhäusern, Kulturzentren und Kommunen zum Einsatz. Hier wird die Zahl der installierten Anlagen auf 570 geschätzt. Kleinanlagen mit einer Leistung zwischen 50 und 70 W_p werden in Haushalten verwendet. Im Haushaltsbereich wurden in den vergangenen fünf Jahren allein im südlichen Landesteil schätzungsweise 1.270 Anlagen installiert. Insgesamt sind in diesem Bereich schätzungsweise 2.800 Anlagen in Betrieb. Photovoltaikmodule werden in der Regel importiert, einige Systemkomponenten werden jedoch auch lokal produziert.

Bereits Mitte der 1980er Jahre wurde damit begonnen, Photovoltaiksysteme zu nutzen, indem das National Center for Scientific Research mehrere Anlagen in der näheren Umgebung von Ho Chi Minh City installierte. Im Mekongdelta wurden durch eine Initiative der Stiftung Fondation Énergies pour le Monde (Fondem) 50 Dörfer solar elektrifiziert. In den beteiligten Kommunen wurden kleine PV-Anlagen mit einer Leistung von jeweils 1,5 kW auf Schulen, Krankenhäusern und Wohnhäusern installiert. Ein im Jahr 2000 initiiertes Projekt, das zur Hälfte von Fondem und zu je einem Viertel von den Provinzen und Betreibern finanziert wurde, führte bis 2005 zur Installation von 550 Solaranlagen mit einer Leistung von jeweils 2 kW.

²⁸ Duc Cuong, 2004.

²⁹ Im Norden des Landes gibt es vier Jahreszeiten, während es im Süden des Landes nur Regen- und Trockenzeit gibt.

Im Rahmen eines weiteren Projektes in der bergigen Provinz Dak Lac wurden Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 19 kW installiert. Die Kosten der Anlagen mit einer Leistung zwischen 50 Watt und 2 kW wurden zu 60 % vom Bundesland Nordrhein-Westfalen und zu 40 % vom vietnamesischen Umweltministerium getragen. Einziges größeres PV-System ist bislang eine 100-kW-Anlage, die mit japanischer Hilfe errichtet und mit einer 25-kW-Wasserkraftanlage kombiniert wurde und der Elektrifizierung einer entlegenen Kommune dient.

Die Ausstattung ländlicher Haushalte mit Solar-Home-Systemen wird vor allem von Selco-Vietnam vorangetrieben, Tochterfirma der amerikanischen Solar Electric Light Company, die seit 1998 in Vietnam tätig ist. Eine tragende Rolle kommt in diesem Zusammenhang auch der Vietnamesischen Frauenunion zu, die bereits seit 1993 in der Nutzbarmachung solarer Energie für netzferne Haushalte aktiv ist und bis Anfang 1997 rund 240 Systeme mit technischer Unterstützung von Solarlab und finanzieller Unterstützung des amerikanischen Solar Electric Light Fund zum Einsatz gebracht hat. In einem weiteren Großprojekt mit Selco-Vietnam konnten insgesamt 600 Systeme installiert werden.

In den kommenden Jahren sollen Solar-Home Systeme über zwei große Projekte weiter verbreitet werden. Das Projekt "Photovoltaik für ländliche Gebiete und ethnische Minderheiten" wurde bereits von der Regierung bewilligt und soll mit einem Budget von 30 Mio. US\$³⁰ 300 ländliche Kommunen mit Strom versorgen. Die Projektlaufzeit wird auf drei Jahre veranschlagt. Zudem sollen im Rahmen des Renewable Energy Action Plan 30.000 Solar-Home Systeme installiert werden. Das für zehn Jahre zur Verfügung stehende Budget beträgt 9,6 Mio. US\$.

Im Bereich Heizen und Kühlen ist die Nutzung der Solarenergie weniger weit verbreitet. Systeme zur Wassererwärmung werden in ca. 1.200 Haushalten (2-4 m² Kollektorfläche) und 60 Kommunen (10-50 m² Kollektorfläche) verwendet. Auch für das Trocknen industrieller und landwirtschaftlicher Güter befinden sich Anlagen in Betrieb.³¹

Geothermie

Das geothermische Potenzial in Vietnam ist bislang kaum erforscht. Nach neuesten Erkenntnissen bieten sich für die direkte Nutzung der Erdwärme 269 Standorte mit einer Oberflächentemperatur von mehr als 30 °C und einer Gesamtleistung von 649 MW_{th} an.³² Die geologischen Verhältnisse im Zentrum des Landes könnten mit Erdwärme betriebene Kraftwerke von 100 bis 200 MW ermöglichen. Bis 2020 sollen nach dem fünften Masterplan etwa 200 bis 400 MW geothermische Leistung erschlossen werden. Ende 2006 waren jedoch noch keine Anlagen zur Elektrizitätsgewinnung in Betrieb.

23.6 Ländliche Elektrifizierung

Elektrifizierungsgrad

78 % der vietnamesischen Bevölkerung leben in ländlichen Räumen. Ende Juni 2006 hatten 91,5 % aller ländlichen Haushalte³³ bzw. 97,8 % aller ländlichen Kommunen Zugang zu Elektrizität. Insgesamt ist die Qualität der Stromversorgung in ländlichen gegenüber städtischen Gebieten minderwertig, da vermehrt Stromausfälle auftreten und das Spannungsniveau nicht stabil ist.

Der aktuelle Plan der Regierung für ländliche Elektrifizierung sieht vor, dass bis 2010 95 % aller Haushalte mit Elektrizität versorgt sein sollen. Nach Umsetzung dieses Elektrifizierungsplans werden noch mehr als 1.000 entfernte Kommunen und Dörfer mit ca. 500.000 Haushalten sowie weitere 2,5 Mio. Haushalte in ländlichen Streusiedlungen ohne Netzanschluss sein. Bis 2020 soll der Anteil der Haushalte mit Stromversorgung auf 100 % erhöht werden.

30 20 Millionen US\$ werden von der staatlichen finnischen Entwicklungshilfe bereitgestellt.

31 Quelle: Nguyen, 2005.

32 Quelle: Lund et al., 2005.

33 Das sind 12,3 Mio. von insgesamt 13,5 Mio. Haushalten.

Politische Leitlinien

Politische Leitlinien zur ländlichen Elektrifizierung wurden Anfang 2000 vom Industrieministerium verabschiedet. Diese Leitlinien bestimmen die Grundsätze für eine diversifizierte Beteiligung neuer (ausländischer und örtlicher) Stromlieferanten durch Schaffung von Anreizen für eine lokale Stromversorgung und die Unterstützung dezentraler Stromerzeugung. Dabei sollen für die ländliche Versorgung entsprechend dem Prinzip minimaler Kosten sowohl Netzerweiterungen wie auch netzferne Systeme zur Geltung kommen.

Chancen für erneuerbare Energien

Einige Haushalte in ländlichen Regionen können nur durch Nutzung dezentraler erneuerbarer Energiequellen kosteneffizient (400-500 US\$ pro Anschluss) bedient werden. Hierzu zählen vor allem 1.100 Kommunen, die sich aus insgesamt 750.000 Haushalten und 3 Mio. Einwohnern zusammensetzen, und kurz- bzw. mittelfristig nicht über das staatliche Stromnetz erreicht werden können und somit auf dezentrale Lösungen angewiesen sind.

Potenziale werden insbesondere in der erweiterten Anwendung von Kleinstwasserkraftanlagen ("Piko-Hydro") für einzelne Häuser oder Siedlungen in den nördlichen Bergregionen und den zentralen Küstenzonen des Landes sowie in der Verbreitung von Photovoltaiksystemen im mittleren Hochland und im Mekongdelta gesehen.

Ziele des Masterplans

Der geltende Masterplan für die Entwicklung des Energiesektors³⁴ nennt als Ziel bis 2010:

- die zusätzliche Versorgung von 1.500 Kommunen durch Netzerweiterung sowie
- die Elektrifizierung von weiteren 400 abgelegenen Kommunen vor allem in den nördlichen Bergregionen und im zentralen Hochland durch dezentrale Systeme unter Verwendung von erneuerbaren Energien und Diesel.

Projekt "Rural Energy I"

Die Umsetzung des "Renewable Energy Action Plan" (REAP) in ländlichen Gebieten wird maßgeblich von der Weltbank unterstützt. Das Projekt "Rural Energy I" wurde Ende 2001 begonnen und lief über einen Zeitraum von fünf Jahren.³⁵ Bis Ende 2004 sollten im Rahmen des Projekts über 976 Kommunen ans öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossen werden und so zusätzlich 500.000 Menschen mit Elektrizität versorgt werden. Bis Mitte 2006 konnte dieses Ziel noch nicht vollständig erreicht werden. Zu diesem Zeitpunkt hatten nur knapp 900 Kommunen einen neuen Zugang zu Elektrizität erhalten. Neben der Elektrifizierung wurden jeweils zwei bis drei Personen pro Kommune für Routearbeiten und Wartung am lokalen Verteilungsnetz ausgebildet. Die Nutzung erneuerbarer Energieträger, vor allem von Wasserkraft, wurde durch die Ausgestaltung von einheitlichen vertraglichen Regelungen zur Stromeinspeisung mit Kleinerzeugern vorangetrieben.

Projekt "Rural Energy II"

Als Folgevorhaben zur Realisierung der zweiten REAP-Phase wurde 2004 das Projekt "Rural Energy II" aufgelegt. Das Projekt hat offiziell im Oktober 2005 begonnen und läuft bis Ende 2011. Es wird durch einen 220 Mio. US\$-Kredit von der Weltbank gefördert. Ein Zuschuss in Höhe von 5,25 Mio. US\$ wurde vom GEF zur Verfügung gestellt.³⁶ Bis 2012 sollen 2,5 Mio. Menschen von den Aktivitäten in 1.200 Kommunen profitieren, wobei die Hälfte bis heute keinen Zugang zu Elektrizität hat.

Die lokalen Unternehmen zur Stromverteilung sollen zudem in rechtlich anerkannte Einheiten umgewandelt und regionale Akteure besser in die Pläne zur ländlichen Elektrifizierung integriert werden. Durch die Schaffung von ländlichen Elektrizitätskooperativen soll die lokale Bevölkerung das Management der örtlichen Netze übernehmen.

Währungskurs (07.01.2006):

10.000 Vietnamesische Dong (VND)=0,4906 Euro (EUR);
1 US-Dollar (USD) = 0,7694 EUR

34 Master Plan of Power Development for 2001-2010.

35 Das Vorhaben ist mit einem Kredit der International Development Association (IDA) in Höhe von 150 Mio. US\$ ausgestattet.

36 Siehe Document of the World Bank, Report 29860-VN, October 2004.

23.7 Literatur

- ADB – Asian Development Bank:
Technical Assistance Report – Socialist Republic of Viet Nam: Power Market Design, Asian Development Bank, Project Number 34352, March 2006
- ASEAN Centre for Energy:
Promotion of Renewable Energy Sources in South East Asia (PRESSEA), Informationen zum vietnamesischen Energiesektor
- Decision No. 176/2004/QĐ-TTg of October 5, 2004 approving the strategy on development of Vietnam electricity industry in the 2004-2010 Period, with orientation towards 2020
- Department of Energy, EIA:
Country Analyses Briefs: Vietnam, May 2006
- Duc Cuong, Nguyen:
Biomass for Electricity Generation in Vietnam, presented at the kick-off workshop, Information for the Commercialisation of Renewables in ASEAN (ICRA), August 25-27, 2004
- Electricity of Vietnam/World Bank:
Rural Electrification Master Plan Study Report No. 5 – Renewable Energy Review and Strategy Formulation, June 1999
- Electricity of Vietnam/World Bank:
Rural Electrification Master Plan Study Report No. 5 A – Isolated Power Supply Options and Analysis, June 1999
- Hahn, D.:
Assessment of CDM Capacity Building Activities in Cambodia, Lao PDR and Vietnam – lessons learned, HWWA Discussion Paper 351, Hamburg, 2006
- Lund, Freeston, Boyd:
World-Wide Direct Uses of Geothermal Energy 2005, published in Proceedings of the World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005
- Nguyen, Q., N.:
Wind energy in Vietnam: Resource assessment, development status and future implications, in: Energy Policy, Volume 35, Issue 2, February 2007, p. 1405-1413
- Nguyen, Q., N.:
Long-term optimisation of energy supply and demand in Vietnam with specific reference to the potential of renewable energy, Dissertationen an der Ossietszky Universität Oldenburg, 2004,
Online: <http://docserver.bis.uni-oldenburg.de/publikationen/dissertation/2005/ngulon05/pdf/ngulon05.pdf>
- Nguyen, Tien Long:
Solar Energy Development in Vietnam, the thematic policy workshop on “Information for the Commercialisation of Renewables in ASEAN (ICRA)”, 7. bis 9. April 2005 in Vientiane, Laos
- Wind Energy Resource Atlas of Southeast Asia, Prepared for The World Bank Asia Alternative Energy Program by TrueWind Solutions, LLC Albany, New York, September 2001
- World Bank:
Power Strategy – Managing Growth and Reform, The World Bank in Vietnam 2006
- World Bank - Asia Alternative Energy Programme ASTAE (2001), Wind Energy Resource Atlas of South East Asia
www.worldbank.org/astae/werasa/windenergy.htm

23.8 Kontakte

CDM-Projekte

International Cooperation Department (ICD)
Ministry of Natural Resources and Environment
(MONRE)

83 Nguyen Chi Thanh Road, Hanoi, Viet Nam

Tel. +84 (4) 773 61 03/822 89 74

Fax +84 (4) 835 21 91/826 38 47

E-Mail: vnccoffice@fpt.vn

Deputy Director General, ICD:

Mr. Nguyen Khac Hieu

E-Mail: hieu_monre@yahoo.com

Ministry of Industry

54 Hai Ba Trung Hoan Kiem District – Hanoi

Tel. +84 (4) 826 78 70

Fax +84 (4) 826 90 33

www.industry.gov.vn

Ministry of Planning and Investment

2 Hoang Van Thu Ba Dinh District – Hanoi

Tel. +84 (4) 845 30 27

Fax +84(4) 823 44 53

www.mpi.gov.vn

Electricity of Vietnam – EVN

18 Tran Nguyen Han Hanoi

Tel. +84 (4) 82 49 508

Fax +84(4) 82 49 461

E-Mail: vp@evn.com.vn

www.evn.com.vn

Institute of Energy – IE

6 Ton That Tung Dong Da – Hanoi

Tel. +84 (4) 852 37 30

Fax +84(4) 852 93 02

www.evn.com.vn/ioe/english/index_eng.html

National Load Dispatching Center (NLDC)

18 Tran Nguyen Han, Hoan Kiem District, Hanoi

Tel. +84 (4) 824 37 45

Fax +84 (4) 824 34 82

www.evn.com.vn/nldc/english/index_en.html

Renewable Energy Research Center

Hanoi University of Technology 1 Dai Co Viet Hai Ba

Trung – Hanoi

Tel. +84 (4) 869 26 56

Fax +84 (4) 868 11 85

E-Mail: ddthong@hn.vnn.vn

Research Center for Thermal Equipment and Renewable Energy – University of Technology

268 Ly Thuong Kiet, District 10 – Ho Chi Minh City

Tel. +84 (8) 865 43 55

Fax +84 (8) 865 43 55

E-Mail: hcmbk.net@hcmut.edu.vn

www.hcmut.edu.vn

SELCO Vietnam Company Limited

239 Tran Hung Dao, Dist. 1, Ho Chi Minh City

Tel. +84 (8) 836 82 62

Fax +84(8) 837 74 08

E-Mail: selco-vn@hcm.vnn.vn

www.selco-intl.com

SOLARLAB – Vietnam National Center for Science and Technology

Phan Vien Vat Ly, 1 Mac Dinh Chi,

Ho Chi Minh City

Tel. +84 (8) 822 20 28

Fax +84 (8) 829 59 05

E-Mail: solarlab@hcm.netnam.vn

www.solarlab.org/

World Bank

63 Ly Thai To, Hanoi

Tel. +84 (4) 934 66 00

Fax +84 (4) 934 65 97

E-Mail: webmaster.worldbank@fpt.vn

www.worldbank.org.vn/

Deutsche Botschaft Vietnam

29 Tran Phu, Hanoi

Tel. +84 (4) 845 38 36/7

Fax +84 (4) 845 38 38

E-Mail: germanemb.hanoi@fpt.vn

www.germanembhanoi.org.vn

Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ)**Büro Vietnam**

6th Floor, Hanoi Towers, 49 Hai Ba Trung, Hanoi

Tel. +84 (4) 934 49 51/2/3

Fax +84 (4) 934 49 50

E-Mail: gtz-vietnam@gtz.de

www.gtz.de/vietnam

Delegate of German Industry and Commerce

1303 Vietcombank Tower

198 Tran Quang Khai Street

Hoan Kiem District, Hanoi

E-Mail: info@vietnam.ahk.de

www.vietnam.ahk.de

In vielen Entwicklungs- und Schwellenländern existieren große Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Hindernisse für ihre Nutzung und den Einstieg ausländischer Investoren bilden u.a. mangelnde Kenntnisse der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie unzureichende Transparenz der Vorerfahrungen und Interessenlagen der nationalen Akteure. Solche Barrieren will diese vierte, aktualisierte und erweiterte Auflage überwinden.

Für 23 Länder aus den Regionen Lateinamerika, Afrika – Naher Osten und Asien werden die Elektrizitätsmärkte mit ihren jeweiligen Akteuren untersucht. Die energiepolitischen Rahmenbedingungen werden analysiert, der Status und die Förderpolitik für die Stromerzeugung auf Basis von Wasserkraft, Wind- und Sonnenenergie, Biomasse und Geothermie unter die Lupe genommen. Die Länderkapitel werden durch Informationen zur ländlichen Elektrifizierung abgerundet.

Deutsche Gesellschaft für
Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
Postfach 5180
65726 Eschborn
T +49 (0)61 96 79-1303
F +49 (0)61 96 79-80 1303
I <http://www.gtz.de>

