

**Adaptation von Stromeinspeisegesetzgebungen (*Feed-In Laws*)
an die Rahmenbedingungen in Schwellenländern
am Beispiel Brasiliens**

vorgelegt von
Diplom-Geograph
Johannes Michael Kissel

Fakultät IV – Elektrotechnik und Informatik
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)

Genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender:	Prof. Dr.-Ing. Kai Strunz
Gutachter:	Prof. Dr.-Ing. Rolf Hanitsch
	Prof. Dr. Hermann Krallmann
	Prof. Dr.-Ing. Stefan Krauter

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 03. Juli 2008

Berlin 2008

D 83

Für Paulina

Danksagung

Die Forschungen im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurden durch zwei halbjährige Stipendien finanziell unterstützt. Mein besonderer Dank gilt deshalb dem DAAD (Deutscher Akademischer Austauschdienst), der den Forschungsaufenthalt in Brasilien finanzierte, und der Reiner Lemoine Stiftung (RLS), deren Stipendium eine zügige Vollendung der Dissertation ermöglichte.

Für die Betreuung der vorliegenden Forschungsarbeit möchte ich mich bei Prof. Dr.-Ing. habil. Rolf Hanitsch und Prof. Dr.-Ing. habil. Stefan Krauter bedanken, der diese Aufgabe während des Forschungsaufenthalts in Brasilien übernahm.

Bei Daniel Craffonara, Meryem Demirtaş, Martin Kosny, Dr. Felicia Müller-Pelzer, Wolfgang Schmitz, Dr. Christian Wenge und Uta Woiwod möchte ich mich für das Korrekturlesen bedanken.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	IV
Abbildungsverzeichnis.....	VII
Tabellenverzeichnis.....	X
Verzeichnis der Formelzeichen.....	XI
Verzeichnis der Abkürzungen.....	XIII
1 Einleitung.....	1
1.1 Problemstellung und Zielsetzung der Arbeit	2
1.2 Überblick über Fördersysteme für erneuerbare Energien im Stromsektor	3
1.3 Methodischer Ansatz und angewendete Forschungsmethoden.....	3
1.4 Bisherige Forschungsarbeiten zu dem Thema	5
1.5 Gliederung der Forschungsarbeit	6
2 Entwicklungsstand und Potenziale der Stromerzeugung aus den fluktuierenden Energiequellen Solarstrahlung und Windkraft in Brasilien	8
2.1 Entwicklungsstand und Potenziale der Photovoltaik-Stromerzeugung.....	8
2.1.1 Weltweite Marktentwicklung für Photovoltaik.....	8
2.1.2 Marktentwicklung für Photovoltaik in Brasilien.....	10
2.1.3 Potenziale der Photovoltaik in Brasilien.....	13
2.2 Entwicklungsstand und Potenziale der Windkraftnutzung.....	18
2.2.1 Weltweite Marktentwicklung für Windkraftanlagen.....	20
2.2.2 Marktentwicklung für Windkraftanlagen in Brasilien.....	22
2.2.3 Potenziale der Windkraftnutzung in Brasilien	24
2.3 Entwicklungsperspektiven für die Nutzung der fluktuierender Energiequellen Windkraft und Solarstrahlung in Brasilien	30
3 Strukturelle Rahmenbedingungen des brasilianischen Stromsektors für die Nutzung erneuerbarer Energien	31
3.1 Die staatlich gesteuerte Expansion des Stromsektors (1950-1993).....	32
3.1.1 Finanzierung durch staatliche Transferleistungen (1950-1967)	34
3.1.2 Finanzierung durch sektoreigene Ressourcen – Eigenfinanzierung (1967-1974) ...	35
3.1.3 Finanzierung durch Kreditaufnahme im Ausland (1974-1979)	36
3.1.4 Überschuldungskrise (1980-1988).....	37
3.1.5 Partielle Zahlungsunfähigkeit des Stromsektors (1988-1993).....	38
3.2 Partielle Liberalisierung und Privatisierung des Stromsektors (1993-2002)	39
3.2.1 Übergangsphase – Gesetzliche Reformierung des Stromsektors (1993-1995).....	39
3.2.2 Teilprivatisierung und nachgelagerte institutionelle Neugliederung des Stromsektors (1995-1999).....	41
3.2.3 Währungskrise und Stromrationierung (1999-2002)	46
3.3 Etablierung eines gemischtwirtschaftlichen Stromsektors (2003 bis heute)	52
3.3.1 Strukturbedingte Wettbewerbshemmnisse im brasilianischen Stromsektor	52
3.3.2 Anpassung der Organisationsstruktur an einen gemischtwirtschaftlichen Stromsektor.....	54
3.3.3 Kommerzialisierung des Stroms im gemischtwirtschaftlichen Stromsektor	56
3.4 Niveau der Stromerzeugungspreise als Marktbarriere für erneuerbare Energien	58
3.4.1 Relevanz der Spotmarktpreise	58
3.4.2 Strompreisniveau bei Strommengenversteigerungen als Markteintrittsbarriere	59
3.4.3 Niveau der Haushaltstarife	60
3.5 Relevanz struktureller Faktoren für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen.....	61

4 Politische Rahmenbedingungen für die Nutzung der fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen Windkraft und Solarstrahlung	64
4.1 Unterordnung der Versorgungssicherheit unter übergeordnete politische Ziele im Zeitraum 1972 bis 1999	64
4.1.1 Investitionsplanungen mit militärischem Hintergrund – die übergeordnete Bedeutung der Kerntechnik für die Militärdiktatur	65
4.1.2 Unterordnung der Versorgungssicherheit unter das politische Ziel der Stabilisierung und Entwicklung der Volkswirtschaft	67
4.2 Diversifizierung der Stromversorgung zur Überwindung der Stromrationierungen und Wiederherstellung der Versorgungssicherheit	70
4.2.1 Ausbau der fluktuierenden Energiequellen Windkraft und Photovoltaik	70
4.2.2 Ausbau der thermoelektrischen Kraftwerkskapazität	70
4.3 Entwicklungsmöglichkeiten der fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen im Hinblick auf die langfristige Sicherung der Stromversorgung	75
4.4 Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien bei der Elektrifizierung netzferner Gebiete	78
4.4.1 Elektrifizierung netzferner Gebiete durch Installation von Photovoltaik-Inselsystemen	79
4.4.2 Elektrifizierung netzferner Gebiete durch die Nutzung der Windkraft	83
4.5 Einfluss politischer Faktoren auf die Nutzung der fluktuierenden Energiequellen Solarstrahlung und Windkraft	83
5 Einnahmen- und Kostenstruktur von Windkraftprojekten in Brasilien als Bewertungsbasis für die Relevanz der makroökonomischen Rahmenbedingungen	86
5.1 Kapitalrückfluss bei Investitionen in WEA	88
5.2 Kostenstruktur von Windkraftanlagen	88
5.2.1 Investitionskosten	89
5.2.2 Betriebskosten	90
5.2.3 Modell der Kostenstruktur	92
6 Makroökonomische Rahmenbedingungen für langfristige Investitionen in Brasilien	94
6.1 Inflation	96
6.1.1 Relevante Preisindizes in Brasilien	96
6.1.2 Inflationsentwicklung in Brasilien von 1980 bis heute	99
6.1.3 Auswirkungen der Inflation auf den Kapitalrückfluss	103
6.2 Leitzinssatz Meta SELIC	104
6.2.1 Basisinformationen zu Taxa SELIC und Meta SELIC	104
6.2.2 Entwicklung von Taxa SELIC und Meta SELIC seit 1996	105
6.2.3 Folgen eines hohen Leitzinsniveaus für die Finanzierung langfristiger Infrastrukturprojekte	106
6.3 Kreditvergabe und Zinsniveau	108
6.3.1 Kreditzinssniveau und Zinsspanne (Spread) auf dem freien Markt	110
6.4 Die Kapitalmarktzinsentwicklung in den USA und der EU	113
6.4.1 Kapitalmarktzinsentwicklung in der EU	113
6.4.2 Kapitalmarktzinsentwicklung in den USA	114
6.5 Kreditrisiko Brasiliens	116
6.6 Währungs- / Wechselkursrisiko	118
6.6.1 Entwicklung des Wechselkurses von 1994-2006 unter dem Einfluss verschiedener Wechselkursregime	118
6.6.2 Auswirkungen der Wechselkursschwankungen auf den Kapitalrückfluss bei langfristigen Investitionen	121
6.7 Bewertung der makroökonomischen Rahmenbedingungen im Hinblick auf die Finanzierung langfristiger Investitionen im Stromsektor	122

7 Analyse der Förderbedingungen für die Windkraftnutzung in Brasilien.....	125
7.1 Grundlagen eines <i>Feed-In Law</i>	126
7.1.1 Bestimmungs- und Verrechnungsmethode der Netzanschlusskosten	126
7.1.2 Auswirkungen der Netznutzungstarife auf Windkraftprojekte in Brasilien.....	129
7.1.3 Netzanschlusskosten in Verantwortung der Kraftwerksinvestoren.....	132
7.1.4 Verrechnungsmethoden der Netzanschlusskosten in Europa.....	132
7.2 Ausgestaltung der Zusatzelemente im PROINFA.....	134
7.2.1 Begrenzung des Gesamtförderumfangs des PROINFA.....	134
7.2.2 Selektion der Windenergieprojekte im Rahmen des PROINFA	136
7.2.3 Nationalisierungsgrad von Equipment und Dienstleistungen	142
7.3 Ausgestaltung der Basiselemente von <i>Feed-In Laws</i> im PROINFA.....	144
7.3.1 Differenzierte Einspeisevergütungen für Windkraftanlagen	144
7.3.2 Langjährige Stromabnahme- und Vergütungsverpflichtung	160
7.3.3 Nationale Ausgleichsregelung der Mehrkosten.....	162
7.4 Finanzierungsoptionen für Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA	166
7.4.1 Kreditfinanzierung der staatlichen Förderbank BNDES	167
7.4.2 Restfinanzierung der PROINFA-Windkraftprojekte	173
7.5 Bewertung der Förderbedingungen für die Windkraftnutzung in Brasilien	175
8 Anpassung eines <i>Feed-In Law</i> an die Rahmenbedingungen eines Schwellenlandes.....	179
8.1 Anpassung an die politischen Ziele und strukturellen Rahmenbedingungen	179
8.1.1 Zeitnahe Umsetzung der Windparkprojekte durch Abschaffung oder Absenkung des Nationalisierungsgrads	180
8.1.2 Integration des PROINFA in eine langfristig ausgerichtete Energiepolitik.....	180
8.2 Anpassung an die ökonomischen Rahmenbedingungen.....	188
8.2.1 Modifikation der Einnahmenkurve zur Anpassung an das nationale Zinsniveau ...	189
8.2.2 Modifikation der Kostenkurve zur Anpassung an das nationale Zinsniveau	202
8.2.3 Anpassung an Inflationsniveau und Wechselkursschwankungen	205
8.3 Eckpunkte eines an die Rahmenbedingungen Brasiliens und vergleichbarer Schwellenländer angepassten <i>Feed-In Law</i>	208
8.3.1 Anpassung der Basiselemente eines <i>Feed-In Law</i>	208
8.3.2 Ausgestaltung der länderspezifischen Zusatzelemente eines <i>Feed-In Law</i>	209
8.3.3 Enge Verknüpfung zwischen <i>Feed-In Law</i> und Finanzierungsprogrammen	211
9 Zusammenfassung und Ausblick.....	212
Literaturverzeichnis	216
Verzeichnis der Experteninterviews	247
Anhang	248

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-a: Forschungsschwerpunkte und methodischer Ansatz	4
Abb. 2-a: Entwicklung der PV-Industrie seit dem Jahr 2000 und Marktprognosen über die Entwicklung bis 2010	8
Abb. 2-b: Durchschnittliche tägliche Globalstrahlung auf einer horizontalen Fläche in Brasilien ...	13
Abb. 2-c: Durchschnittliche tägliche Abweichung der Globalstrahlung vom ca. zehnjährigen Mittelwert	14
Abb. 2-d: Schematische Darstellung der Struktur der brasilianischen Stromversorgung .	16
Abb. 2-e: Standort und Leistung von Diesel gefeuerten Stromgeneratoren und Strahlung auf einer entsprechend dem Breitengrad geneigten Ebene	17
Abb. 2-f: Leistungs- und Größenentwicklung der Windkraftanlagen seit 1980	19
Abb. 2-g: Weltweite neu installierte Windkraftleistung im Zeitraum 1998-2006 und Prognose der Marktentwicklung bis zum Jahr 2010	19
Abb. 2-h: Installierte Windkraftleistung in den zwanzig Länder mit der größten installierten Windkraftleistung	20
Abb. 2-i: Hauptwindzirkulationen	24
Abb. 2-j: Windpotenziale in Brasilien.....	25
Abb. 2-k: Bevölkerungsdichte in Brasilien	27
Abb. 2-l: Die klimatische Gliederung Brasiliens	28
Abb. 2-m: Saisonale Ausprägung des Windkraftpotenzials in Brasilien	29
Abb. 3-a: Inflationsentwicklung von 1980 bis 1994 und Wirkung der verschiedenen Pläne zur Inflationsbekämpfung	37
Abb. 3-b: Die integrierte Stromversorgung im staatlich-bundesstaatlichen Stromsektor und die Entflechtung der Geschäftsfelder im Rahmen der RESEB	44
Abb. 3-c: Neuinstallierte netzintegrierte Kraftwerksleistung von 1990-2006 und die erwartete Expansion des Kraftwerksparks von 2007-2011 in Brasilien.....	48
Abb. 3-d: Niederschlagsentwicklung im Zeitraum von Januar 2000 bis November 2006.....	48
Abb. 3-e: Wasserstand in den Speicherbecken der brasilianischen Wasserkraftwerke	49
Abb. 3-f: Entwicklung von Stromerzeugung und -verbrauch sowie des Wasserkraftanteils an der Gesamtstromerzeugung seit 1970.....	50
Abb. 3-g: Strukturelle Veränderungen des Energiesektors infolge der Reform 2004	55
Abb. 3-h: Kommerzialisierung / Handel von elektrischer Energie auf den Marktebenen ACR und ACL	57
Abb. 3-i: Preisentwicklung auf dem brasilianischen Spotmarkt für Spitzenlaststrom	58
Abb. 4-a: Entwicklung des Stromverbrauchs in Brasilien. Reale und prozentuale Entwicklung im Vergleich zum jeweiligen Vorjahr	67
Abb. 4-b: Zinsentwicklung (nominal) in den USA im Zeitraum 1975-1993	68
Abb. 4-c: Entwicklung der netzintegrierten Kraftwerkskapazität und der Anteile verschiedener Kraftwerkstypen im Zeitraum 1974-2006	72
Abb. 4-d: Entwicklung der Stromerzeugung, der Anteile verschiedener Kraftwerkstypen und des Nettostromimports im Zeitraum 1998-2006	73
Abb. 4-e: Entwicklung des netzintegrierten Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 nach dem PNE 2030	76
Abb. 5-a: Modell für die relative Einnahmenentwicklung von WEA in Brasilien.	87
Abb. 5-b: Entwicklung des relativen Betriebskostenanteils in Abhängigkeit vom Kalkulationszinssatz.	91
Abb. 5-c: Relative Kostenentwicklung von Windkraftprojekten in Brasilien und Deutschland in Abhängigkeit vom Kalkulationszinssatz	93

Abb. 6-a: Gewichtung der Regionalindizes im Rahmen des IPCA.....	96
Abb. 6-b: Darstellung der Inflationsentwicklung anhand der Indizes IPCA, IPC-M und IGP-M.....	100
Abb. 6-c: Entwicklung von Inflation und Inflationszielen.	102
Abb. 6-d: Rückgang des Realwerts bei konstanter nominaler Einspeisevergütung	103
Abb. 6-e: Entwicklung des Leitzinssatzes in Brasilien in Zusammenhang mit der Inflation.....	105
Abb. 6-f: Entwicklung des nominalen und realen Leitzinses in Brasilien.....	107
Abb. 6-g: Entwicklung des Verhältnisses Kreditvolumen/BIP in Brasilien.	109
Abb. 6-h: Entwicklung der Kreditzinsen und Kreditzinsparameter der Geschäftsbanken.....	110
Abb. 6-i: Gegenüberstellung der durchschnittlichen Zinssätze und Zinsspannen von natürlichen und juristischen Personen	112
Abb. 6-j: Zinsentwicklung in der EU	114
Abb. 6-k: Zinsentwicklung in den USA	115
Abb. 6-l: Entwicklung des Kreditrisikos Brasiliens EMBI+ Brazil Spread.	116
Abb. 6-m: Entwicklung der Wechselkurse des R\$ zu US\$ und €.....	120
Abb. 6-n: Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in Brasilien.	121
Abb. 7-a: Verhältnis der TUST-Tarife zu den Einnahmen aus der Einspeisevergütung des PROINFA in Abhängigkeit vom errechneten Kapazitätsfaktor (CFc).....	130
Abb. 7-b: Verrechnungsmethoden der Netzanschlusskosten	133
Abb. 7-c: Genehmigungsverfahren in Brasilien	137
Abb. 7-d: Selektion der Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA	139
Abb. 7-e: Struktur der zur Berechnung der Einspeisevergütung im Rahmen des PROINFA angewendeten Discounted Cash-Flow-Methode (DCF).....	146
Abb. 7-f: Prozentuale Entwicklung der Einspeisevergütung und der Gesamtvergütung in Abhängigkeit vom Kapazitätsfaktor.....	151
Abb. 7-g: Aus der Einspeisevergütung (V) generierte Einnahmenüberschüsse durch zu hoch berechnete Kapazitätsfaktoren (CFc)	152
Abb. 7-h: Entwicklung der Einspeisevergütung im Rahmen des PROINFA in Abhängigkeit von der Inflationsentwicklung, gemessen mit dem Preisindex IGP-M	154
Abb. 7-i: Vergleich zwischen den im Juli 2003 und März 2004 veröffentlichten Einspeisevergütungen in Abhängigkeit vom Kapazitätsfaktor	155
Abb. 7-j: Nominal- und Realwert der Einspeisevergütung im Rahmen des PROINFA (in €) in Abhängigkeit vom Wechselkurs zwischen R\$ und €	158
Abb. 7-k: Nominal- und Realwert der Einspeisevergütung im Rahmen des PROINFA (in US\$) in Abhängigkeit vom Wechselkurs zwischen R\$ und US\$.	158
Abb. 7-l: Dauer der Abnahme- und Vergütungsverpflichtung für On-Shore-Windstrom in Brasilien und den achtzehn europäischen Ländern mit <i>Feed-In Laws</i>	161
Abb. 7-m: Nationaler Strommengen- und Kostenausgleich im Rahmen des PROINFA.....	163
Abb. 7-n: Zinsniveau der BNDES-Kredite in Abhängigkeit des TJLP	169
Abb. 7-o: Entwicklung von Restschuld und Leistungsrate bei einem Tilgungsdarlehen der BNDES.....	170
Abb. 7-p: Entwicklung des BNDES-Zinssatzes und des TJLP sowie dessen Komponenten	171
Abb. 7-q: Ziele und Auswirkungen der sektorspezifischen Rahmenbedingungen der Windkraftnutzung in Brasilien	176
Abb. 8-a: Entwicklung des netzintegrierten Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 nach dem PNE 2030.....	181
Abb. 8-b: Vor- und Nachteile verschiedener Kraftwerkstypen beim Ausbau des brasilianischen Kraftwerksparks	183

Abb. 8-c: Alternativszenario zum PNE 2030 der Expansion des brasilianischen Kraftwerks- parks bis zum Jahr 2020	185
Abb. 8-d: Einspeisevergütung für Strom aus Windkraftanlagen (on-shore) in der BRD	190
Abb. 8-e: Entwicklung der relativen Einnahmen von WEA im Rahmen des PROINFA und drei alternativer Vergütungssysteme	200
Abb. 8-f: Zahlungsdauer der erhöhten Anfangsvergütung bzw. der 2. Vergütungsstufe bei den drei alternativen Vergütungssystemen	201
Abb. 8-g: Entwicklung von Restschuld und Leistungsrate bei einem bezüglich Zinsniveau und Laufzeit dem BNDES-Kredit für Windkraftprojekte identischen Annuitätendarlehen	204
Abb. 8-h: Vergleich zwischen Tilgungsdarlehen und Annuitätendarlehen – Entwicklung von Restschuld und Leistungsrate	205
Abb. 8-i: Wechselkursschwankungen von R\$ zu US\$ und € sowie Entwicklung der Inflationsindizes IGP-M und IPCA.....	207
Abb. 8-j: Rahmenbedingungen für die Windkraftnutzung in Brasilien.....	209

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-a: Regionale Nachfrageentwicklung für Photovoltaik im Zeitraum 2000 bis 2005.....	11
Tab. 2-b: Marktanteil verschiedener Photovoltaikanwendungen	12
Tab. 2-c: Die fünf größten Windenergieabsatzmärkte der Jahr 1997 und 2006	21
Tab. 2-d: Windkraftanlagen in Brasilien	22
Tab. 3-a: Netzintegrierte Kraftwerkskapazität in Brasilien	31
Tab. 3-b: Die bedeutsamsten Privatisierungen im Stromsektor von 1989-2006	42
Tab. 3-c: Unternehmen unter bundesstaatlicher bzw. staatlicher Kontrolle nach dem Privatisierungsprozess und den allgemeinen Umstrukturierungen.....	45
Tab. 3-d: Risiko eines Elektrizitätsdefizits	46
Tab. 3-e: Die institutionelle Gliederung des brasilianischen Energiesektors seit der Reform im Jahr 2004.....	54
Tab. 3-f: Ergebnisse der ersten drei Strommengenversteigerungen neuer Kraftwerke	59
Tab. 4-a: Anzahl der Systeme und installierte Leistung im Rahmen des PRODEEM	79
Tab. 4-b: Im Rahmen des PRODEEM installierte Anlagentypen.	80
Tab. 4-c: Gegenüberstellung der Auflagen des TCU und der Lösungsvorschläge/Aktivitäten des MME	81
Tab. 5-a: Investitionskosten von Windkraftanlagen in Brasilien.	89
Tab. 5-b: Investitionskosten und Investitionsnebenkosten von Windkraftanlagen.....	89
Tab. 5-c: Betriebskosten von Windkraftanlagen in Brasilien.....	91
Tab. 6-a: Waren- und Artikelgruppen im Rahmen der Erhebung der Verbraucherindizes IPC-M und IPCA	98
Tab. 7-a: Netznutzungstarife TUST im Zeitraum Juli 2007 bis Juni 2008	128
Tab. 7-b: Verrechnungsmethoden der Netzanschlusskosten in den Ländern mit <i>Feed-In Law</i> in der EU15 und Brasilien.....	134
Tab. 7-c: Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA – Ausschreibung und Selektion	141
Tab. 7-d: Relation zwischen Kapazitätsfaktor und Einspeisevergütungssätzen in Brasilien	150
Tab. 7-e: Kosten des PROINFA.....	164
Tab. 7-f: Finanzierung der realisierten Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA und die Vorhabensträger/Teilhaber	173
Tab. 8-a: Entwicklung der Vergütung (Realwert) im PROINFA und dreier Variante	199

Verzeichnis der Formelzeichen

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
AV	Erhöhte Anfangsvergütung am Basiszeitpunkt (März 2004)	variabel	R\$/MWh
AV _n	Erhöhte Anfangsvergütung in Abhängigkeit vom Bezugsjahr n	variabel	R\$/MWh
AVD	Anfangsvergütungsdauer in Abhängigkeit von CF _{AVDmin}	variabel	Jahre
AVDmax	Maximale Anfangsvergütungsdauer bei CF _{AVDmin} = CF _{min}	variabel	Jahre
AVDmin	Minimale Anfangsvergütungsdauer bei CF _{AVDmin} = CF _{max}	variabel	Jahre
AZ _n	Monatliche Ausgleichszahlung in Abhängigkeit von GVE _{mon_x} und GVFE _{mon_x} im Bezugsjahr n	variabel	R\$
BV	Basisvergütung am Basiszeitpunkt (März 2004)	variabel	R\$/MWh
BV _n	Basisvergütung in Abhängigkeit vom Bezugsjahr n	variabel	R\$/MWh
CF	Kapazitätsfaktor (<i>Capacity Factor</i>) in Abhängigkeit von E _h und P im Bezugszeitraum h	variabel	
CF _c	Errechneter Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von FE	variabel	
CF _{max}	Maximaler Kapazitätsfaktor im Rahmen des PROINFA - bei höheren CF verringert sich V nicht weiter	0,4193	
CF _{min}	Minimaler Kapazitätsfaktor im Rahmen des PROINFA - bei geringeren CF erhöht sich V nicht weiter	0,3240	
CF _v	Verifizierter Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von EE _n	variabel	
CF _{AVDmin}	Verifizierter Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von EE _{AVDmin}	variabel	
d	Berechnungszeitraum	variabel	Tage
E	Strommenge	variabel	MWh
E _h	Strommenge im Bezugszeitraum h	variabel	MWh
EE _{mon_x}	Tatsächlich eingespeiste Strommenge im Bezugsmonat x	variabel	MWh
EE _{AVDmin}	Tatsächlich eingespeiste Strommenge während der minimalen Anfangsvergütungsdauer	variabel	MWh
EE _n	Tatsächlich eingespeiste Strommenge im Bezugsjahr n	variabel	MWh
EV	Eigenverbrauch	variabel	MWh
FE	Vertraglich fixierte Jahresstrommenge	variabel	MWh
GV _n	Gesamtvergütung in Abhängigkeit von E und V _n	variabel	R\$
GVE _{mon_x}	Monatliche Gesamtvergütung in Abhängigkeit von EE _{mon_x} und VEE _n im Bezugsmonat x	variabel	R\$
GVFE _{mon_x}	Monatliche Gesamtvergütung in Abhängigkeit von FE und VFE _n im Bezugsmonat x	variabel	R\$
GVPROINFA _{mon_x}	Gesamtvergütung im Rahmen des PROINFA in Abhängigkeit von GVFE _{mon_x} und AZ _n	variabel	R\$
GW	Gesamtwert des Equipments und der Dienstleistungen der WEA	variabel	R\$
h	Bezugszeitraum h	variabel	Stunden
h _B	Gesamtstunden seit Betriebsbeginn	variabel	Stunden
h _J	Jahresstunden	8760	Stunden
I ₀	Inflationsanpassung von V am Basiszeitpunkt (März 2004)	0	%
I _n	Inflationsanpassung von V im Bezugsjahr n	variabel	%
IW	Importwert des Equipments und der Dienstleistungen der WEA	variabel	R\$
IZ	Inflationsziel im Jahr n des Festlegungszeitraums	variabel	%
KF	Kapitalisierungsfaktor in Abhängigkeit vom TJLP	variabel	
M	Anzahl der Monate im Jahr n innerhalb der 12 Monate, die auf den Beginn des Festlegungszeitraums folgen	variabel	Monate
n	Bezugsjahr	variabel	Jahr
NG	Nationalisierungsgrad des Equipments und der Dienstleistungen	variabel	%
P	Nennleistung	variabel	MW
R _{BNDES}	Risikoprämie der BNDES	max. 1,8	%
R _{TJLP}	Risikoprämie im Rahmen der Berechnung des TJLP	variabel	%

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
RE	Referenzenergie (<i>Reference Energy</i>)	variabel	MWh
RE _{rev}	Angepasste Referenzenergie	variabel	MWh
TJLP	Langfristiger Zinssatz und Berechnungsbasis der BNDES-Verzinsung	variabel	%
V _{BNDES}	Vergütung der BNDES	max. 1	%
V _n	Einspeisevergütung in Abhängigkeit von CF und I im Jahr n	variabel	R\$/MWh
VD	Vergütungsdauer / Vergütungszeitraum	20	Jahre
VEE _n	Vergütung der tatsächlich eingespeisten Strommenge in Abhängigkeit von CF _v und I im Bezugsjahr n	variabel	R\$/MWh
VEE _{AVDmin}	Vergütung der tatsächlich eingespeisten Strommenge in Abhängigkeit von CF _{vAVDmin} am Basiszeitpunkt (März 2004)	variabel	R\$/MWh
VFE _n	Vergütung der vertraglich fixierten Jahresstrommenge in Abhängigkeit von CF _c und I im Bezugsjahr n	variabel	R\$/MWh
V _{min}	Minimale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei CF=CF _{max} am Basiszeitpunkt (März 2004)	180,18	R\$/MWh
V _{max}	Maximale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei CF=CF _{min} am Basiszeitpunkt (März 2004)	204,35	R\$/MWh
V _{min,n}	Minimale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei CF=CF _{max} im Bezugsjahr n	variabel	R\$/MWh
V _{max,n}	Maximale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei CF=CF _{min} im Bezugsjahr n	variabel	R\$/MWh
VN	Energieverluste bis zum Netzverknüpfungspunkt	variabel	%
x	Bezugsmonat	variabel	Monate
Z	BNDES-Zinssatz in Abhängigkeit vom TJLP	variabel	%
z	Monate seit Betriebsbeginn	variabel	Monate

Verzeichnis der Abkürzungen

Abkürzung	Vollständige Bezeichnung / Übersetzung
ABDIB	<i>Associação Brasileira da Infra-Estrutura e Indústrias de Base</i> Brasilianische Vereinigung für Infrastruktur und Basisindustrien
ABRACE	<i>Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia</i> Brasilianische Vereinigung der großen industriellen Energieverbraucher
ABRADEE	<i>Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica</i> Brasilianische Vereinigung der Verteilungsnetzbetreiber
ACEP	<i>Agente Comercializador da Energia do Proinfa</i> Kommerzialisierer des im Rahmen des PROINFA erzeugten Stroms
ACL	<i>Ambiente de Contratação Livre</i> Marktebene der freien Vertragsabschlüsse
ACR	<i>Ambiente de Contratação Regulada</i> Marktebene der regulierten Vertragsabschlüsse
ANDIMA	<i>Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro</i> Nationale Vereinigung der Institutionen des Finanzmarktes
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i> Nationalagentur für Elektrische Energie
ANP	<i>Agencia Nacional de Petróleo</i> Nationale Erdölagentur
BACEN	<i>Banco Central do Brasil</i> Brasilianische Zentralbank
BFAI	Bundesagentur für Außenwirtschaft
BK	Betriebskosten
BLS	<i>Bureau of Labor Statistics, U.S. Department of Labor</i>
BNDE	<i>Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico</i> Nationalbank für Wirtschaftsentwicklung
BNDES	<i>Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social</i> Nationalbank für Wirtschafts- und Sozialentwicklung
CBEE	<i>Comercializadora Brasileira der Energia Emergencial</i> Brasilianischer Kommerzialisierer für Notenergie/-strom
CCEE	<i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i> Kammer zur Kommerzialisierung elektrischer Energie
CCVE	<i>Contrato de Compra e Venda de Energia</i> Vertrag über den Kauf und Verkauf von Energie
CEA	<i>Companhia de Eletricidade do Amapá</i> Energieunternehmen von Amapá
CEEE	<i>Companhia Estadual de Energia Elétrica</i> Bundesstaatliches Unternehmen für Elektrische Energie
CEMIG	<i>Companhia Energética de Minas Gerais</i> Energieunternehmen von Minas Gerais
CEPEL	<i>Centro de Pesquisas de Energia Elétrica</i> Forschungszentrum für Elektrische Energie
CESP	<i>Centrais Elétricas de São Paulo</i> Kraftwerke von São Paulo
CDE	<i>Conselho de Desenvolvimento Econômico</i> Rat für Wirtschaftsentwicklung

Abkürzung	Vollständige Bezeichnung / Übersetzung
CDI	<i>Certificado de Depósito Interbancário</i> Depositen-/Einlagenzertifikat
CGSE	<i>Câmara de Gestão do Setor Elétrico</i> Für Management/Steuerung des Elektrizitätssektors zuständige Kammer
CHESF	<i>Companhia Hidroelétrica do São Francisco</i> Wasserkraftunternehmen des Flusses São Francisco
CMN	<i>Conselho Monetário Nacional</i> Nationaler Währungsrat
CNF	<i>Confederação Nacional das Instituições Financeiras</i> Nationale Vereinigung der Finanzinstitutionen
CNPE	<i>Conselho Nacional de Política Energética</i> Nationalrat für Energiepolitik
COELBA	<i>Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia</i> Elektrizitätsunternehmen des Bundesstaates Bahia
COFINS	<i>Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social</i> Beitrag zur Finanzierung der sozialen Absicherung
COPEL	<i>Companhia Paranaense de Energia</i> Energieunternehmen von Paraná
COPOM	<i>Comitê de Política Monetária do Banco Central</i> Komitee für Geldpolitik der Zentralbank
CPI-U	<i>Consumer Price Index for All Urban Consumers</i>
CPMF	<i>Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira</i> Provisorischer Steuerbeitrag über die Finanzbewegungen
CRC	<i>Conta de Resultados a Compensar</i> Konto der zu kompensierenden Ergebnisse
CMSE	<i>Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico</i> Monitoring-Komitee des Stromsektors
DCF	<i>Discounted Cash-Flow</i>
DENA	Deutsche Energie-Agentur
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
DNAEE	<i>Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica</i> Nationaldepartment für Wasser und elektrische Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EI	Experteninterview
ELETRO- BRÁS	<i>Centrais Elétricas Brasileiras S.A.</i> Brasilianische Kraftwerke (Staatlich kontrollierte Holding)
EPE	<i>Empresa de Pesquisa Energética</i> Unternehmen für Energieforschung
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i>
EU15	Die EU bis 30.04.2004 mit 15 Mitgliedsstaaten
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FED	<i>Federal Reserve</i>
FFE	<i>Fundo Federal de Eletrificação</i> Bundesfonds für Elektrifizierung
FOB	<i>Free on Board</i>
FOMC	<i>Federal Open Market Committee</i>

Abkürzung	Vollständige Bezeichnung / Übersetzung
FUNAI	<i>Fundação Nacional do Índio</i> Nationale Stiftung der Indios
GCE	<i>Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica</i> Kammer für das Management während der Elektrizitätsversorgungskrise
GCOI	<i>Grupo Coordenador da Operação Interligada</i> Koordinationsgruppe des Verbundbetriebs
GCPS	<i>Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico</i> Koordinationsgruppe für die Planungen im Stromsektor
HVPI	Harmonisierte Verbraucherpreisindizes
IAEA	<i>International Atomic Energy Agency</i>
IADB	<i>Inter-American Development Bank</i>
IBGE	<i>Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística</i> Brasilianisches Institut für Geographie und Statistik
IBOVESPA	<i>Índice da Bolsa de Valores de São Paulo</i> Index der Börse von São Paulo
ICMS	<i>Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços</i> Steuer über Warenverkehr und Dienstleistungen
ICSD	<i>Índice de Cobertura do Serviço da Dívida</i> Deckungsindex des Schuldendienstes
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IGP-M	<i>Índice Geral de Preços do Mercado</i> Generalindex der Marktpreise
INCC	<i>Índice Nacional de Custos da Construção</i> Nationalindex der Baukosten
INEE	<i>Instituto Nacional de Eficiência Energética</i> Nationalinstitut für Energieeffizienz
IPA	<i>Índice de Preços por Atacado</i> Großhandelspreisindex
IPC	<i>Índice de Preços ao Consumidor</i> Verbraucherpreisindex
IPCA	<i>Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo</i> Nationalerindex der Verbraucherpreise
IPEA	<i>Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada</i> Institut für angewandte Wirtschaftsforschung
IPI	<i>Imposto sobre Produtos Industrializados</i> Steuer über industrialisierte Produkte
IRR	<i>Internal Return Rate</i>
IRRF	<i>Imposto de Renda Retido na Fonte</i> Beim Zahlenden einbehaltene Einkommensteuer
IUEE	<i>Imposto Único sobre Energia Elétrica</i> Einheitssteuer über die Elektrische Energie
IWF	Internationaler Währungsfonds
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LP	<i>Licença Prévia</i> Vorlizenz/ -genehmigung
LI	<i>Licença (ambiental) de Instalação</i> Installationslizenz/Baugenehmigung

Abkürzung	Vollständige Bezeichnung / Übersetzung
LO	<i>Licença de Operação</i> Betriebslizenz/-genehmigung
MAE	<i>Mercado Atacadista de Energia Elétrica</i> Großhandel für Elektrische Energie
MERCOSUR	<i>Mercado Común del Sur</i> Gemeinsamer Markt des Südens
MME	<i>Ministério de Minas e Energia</i> Ministerium für Bergbau und Energie
OEMA	<i>Órgão Estadual de Meio Ambiente</i> Bundesstaatliche Umweltbehörde
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i> Nationaler Systemoperator
PAC	<i>Programa de Aceleração do Crecimento</i> Programm zur Beschleunigung des Wachstums
PAP	<i>Plano Anual do PROINFA</i> Jahresplan des PROINFA
PDEE 2007/2016	<i>Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016</i> Zehnjahres-Energie-Expansionsplan 2007/2016
PEPE	<i>Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais</i> Anreizprogramm für bundesstaatliche Privatisierungen
PEPS	<i>Pesquisa de Especificação de Produtos e Serviços</i> Erhebung zur Produkt- und Dienstleistungsspezifizierung
PIA	<i>Produtor Independente Autônomo de Energia Elétrica</i> Unabhängiger autonomer Stromerzeuger
PIE	<i>Produtor Independente de Energia Elétrica</i> Unabhängiger Stromerzeuger
PIS	<i>Programa de Integração Social</i> Programm zur Sozialintegration
PASEP	<i>Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público</i> Program zur Vermögensbildung der Angestellten des öffentlichen Dienstes
PLC	<i>Pesquisa de Locais de Compra</i> Einzelhandelserhebung
PLD	<i>Preço de Liquidação das Diferenças</i> Preis zur Begleichung der Differenzen
PND	<i>Programa Nacional de Desestatização</i> Nationales Privatisierungsprogramm
PND II	<i>Plano Nacional de Desenvolvimento II</i> Nationaler Entwicklungsplan II
PNE 2030	<i>Plano Nacional de Energia 2030</i> Nationaler Energieplan 2030
POF	<i>Pesquisa de Orçamentos Familiares</i> Erhebung der Haushaltseinkommen
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PPP	<i>Public Private Partnership</i>
PPT	<i>Programa Prioritário das Termoeletricas</i> Prioritätsprogramm für thermoelektrische Kraftwerke
PRODEEM	<i>Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios</i> Programm zur energetischen Entwicklung von Bundesstaaten und Gemeinden

Abkürzung	Vollständige Bezeichnung / Übersetzung
PRC- PRODEEM	<i>Plano de Revitalização e Capacitação - PRODEEM</i> Plan zur Revitalisierung und Ausbildung/Befähigung des PRODEEM
PROINFA	<i>Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica</i> Anreizprogramm für alternative Elektrizitätsquellen
PROEÓLICA	<i>Programa Emergencial de Energia Eólica</i> Notprogramm für Windenergie
PRS	<i>Plano de Recuperação Setorial</i> Sektorielles Wiederherstellungsprogramm
R\$	<i>Real</i> Brasilianische Währung Real
RAP	<i>Receita Anual Permitida</i> Genehmigte Jahresvergütung
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
RENCOR	<i>Reserva Nacional de Compensação de Remuneração</i> Nationale Reserve zur Kompensation der Vergütung
RESEB	<i>Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro</i> Restrukturierung des brasilianischen Elektrizitätssektors
REVISE	<i>Revisão Institucional do Setor Elétrico</i> Institutionelle Revision des Stromsektors
SAC	<i>Sistema de Amortização Constante</i> System der konstanten Tilgung
SFC	<i>Secretaria Federal de Controle Interno</i> Bundessekretariat zur inneren Kontrolle
SFN	<i>Sistema Financeiro Nacional</i> Nationales Finanzsystem
SHS	<i>Solar Home System</i>
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i> Nationales Verbundsystem (Bezeichnung für das Brasilianische Stromnetz)
SINTREL	<i>Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica</i> Nationales Übertragungssystem für Elektrische Energie
SPE	<i>Sociedade de ações com o Propósito Específico</i> Aktiengesellschaft mit bestimmten Zweck
SRD	<i>Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição</i> Superintendenz zur Regulierung der Verteilungsdienstleistungen
SRE	<i>Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL</i> Superintendenz zur wirtschaftlichen Regulierung der ANEEL
SRT	<i>Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão</i> Superintendenz zur Regulierung der Übertragungsdienstleistungen
SUDENE	<i>Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste</i> Superintendenz für die Entwicklung des Nordostens
SUDAM	<i>Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia</i> Superintendentenz zur Entwicklung Amazoniens
TBG	<i>Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A</i>
TCU	<i>Tribunal de Contas da União</i> Mit dem Bundesrechnungshof vergleichbare Institution
TJLP	<i>Taxa de Juros de Longo Prazo</i> Langfristiger Zinssatz

Abkürzung	Vollständige Bezeichnung / Übersetzung
TUSD	<i>Taxa de Uso do Sistema de Distribuição</i> Nutzungstarif des Verteilungssystems
TUSDg	<i>Taxa de Uso do Sistema de Distribuição para Geradores</i> Nutzungstarif des Verteilungssystems für Stromproduzenten
TUST	<i>Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão</i> Nutzungstarif des Übertragungssystems
UEE	<i>Usina Eólica Elétrica</i> Windenergieanlage
UFSC	<i>Universidade Federal de Santa Catarina</i> Bundesuniversität von Santa Catarina
UHENPAL	<i>Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda.</i> Wasserkraftwerk von Nova Palma Ltda.
UoS	<i>Use of System</i>
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
WWEA	<i>World Wind Energy Association</i>

1 Einleitung

In einer Vielzahl europäischer Staaten wurden in den letzten fünfzehn Jahren Markteinführungsprogramme für erneuerbare Energien implementiert. Nach einem jahrelangen Wettbewerb der Fördersysteme haben sich im Stromsektor die Einspeisegesetzgebungen (*Feed-In Laws*) als effektivster Mechanismus in Bezug auf die Einführungsrate und die Technologieentwicklung weitgehend durchgesetzt. *Feed-In Laws* wurden bisher in der Regel in Ländern eingeführt, die sich zum einen durch eine hohe makroökonomische und politische Stabilität charakterisieren und zum anderen eine hohe Importquote fossiler Energieressourcen aufweisen. Unter den weltweit 30 Nationen, die bis Ende des Jahres 2005 ein *Feed-In Law* implementiert hatten, sind 21 europäische Staaten. Außerdem haben einzelne Bundesstaaten in Kanada, den USA, Japan und Indien *Feed-In Policies* umgesetzt [1.1].

Die politische Triebfeder für eine Förderung der erneuerbaren Energien besteht in Europa neben Umwelt- und Klimaschutzaspekten und wettbewerbspolitischen Motiven im wachsenden Bewusstsein, dass eine große Importabhängigkeit von fossilen Energieressourcen die langfristige Versorgungssicherheit und die wirtschaftliche Stabilität gefährden könnte [1.2], [1.3].

In Brasilien unterscheiden sich die strukturellen, politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung erneuerbarer Energien im Vergleich zu Europa deutlich. Die Stromerzeugung basiert auf der Großwasserkraft, die zurzeit einen Anteil von rund 80% der Stromproduktion ausmacht. Im Stromsektor ist demzufolge die Importquote der Primärenergieträger gering und damit auch das Risiko stark steigender Betriebskosten als Folge der Verknappung fossiler Energieträger [1.4].

Nach einer Stromversorgungskrise im Jahr 2001, die in einem unzureichenden Ausbau der Kraftwerkskapazitäten und unterdurchschnittlichen Niederschlägen begründet war, wurde eine verstärkte Förderung der Stromerzeugung auf Basis der erneuerbaren Energien Biomasse, Windkraft und Kleinwasserkraft im Rahmen des Förderprogramms PROINFA beschlossen. Die politische Motivation für die Förderung erneuerbarer Energien lag in der kurz- und mittelfristigen Sicherung der Stromversorgung durch eine kontrollierte Diversifizierung der Stromerzeugung [1.5], [1.6].

Mit international vergleichsweise hohen Inflationsraten, hohem Zinsniveau und einer gegenüber den Leitwährungen stark schwankenden nationalen Währung *Real* sind die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Vergleich zum Wirtschaftsraum Europa instabiler,

obwohl in Brasilien seit Mitte der 1990er Jahre deutliche Fortschritte in diesem Bereich erzielt worden sind [1.7].

1.1 Problemstellung und Zielsetzung der Arbeit

Brasilien hat mit der Implementierung eines *Feed-In Law* im Jahr 2002 als erstes latein-amerikanisches Land ein System gewählt, das sich vor allem im europäischen Kontext als Förderinstrument für erneuerbare Energien bewährt hat. Die brasilianischen Rahmenbedingungen sowie die politischen Ziele, die hinter der Einführung der Stromeinspeisegesetzgebung stehen, unterscheiden sich jedoch in erheblichem Maße von denen in Europa. Der Autor setzt sich in diesem Zusammenhang in der vorliegenden Forschungsarbeit primär mit folgenden wissenschaftlichen Fragestellungen auseinander:

- Wie wirken sich die strukturellen, politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Brasilien auf die Nutzung der fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen Windkraft und Solarstrahlung zur Stromerzeugung aus?
- Führt das *Feed-In Law* PROINFA unter dem Einfluss der Rahmenbedingungen des Schwellenlandes Brasilien zu dem angestrebten Nutzungszuwachs der fluktuierenden erneuerbaren Energiequelle Windkraft?
- Auf welche Weise wurde das *Feed-In Law* PROINFA an die brasilianischen Rahmenbedingungen und Ziele adaptiert, und wie wirken sich diese Anpassungen auf die Umsetzung von Windkraftprojekten aus?
- Welche Modifikationen der brasilianischen Stromeinspeisegesetzgebung könnten die Realisierung von Windkraftprojekten beschleunigen?
- Inwiefern ist eine Stromeinspeisegesetzgebung ein an die brasilianischen Rahmenbedingungen und Ziele angepasstes Förderinstrument?
- Welche Eckpunkte sollte ein an die brasilianischen/südamerikanischen Rahmenbedingungen und Ziele angepasstes *Feed-In Law* beinhalten?

In den meisten südamerikanischen Staaten wird ein beträchtlicher Anteil des Stroms in Wasserkraftwerken erzeugt. Die Struktur der Stromerzeugung weist damit länderübergreifende Gemeinsamkeiten auf, die auch bei der Übertragung von Förderprogrammen für erneuerbare Energien genutzt werden können [1.8].

Mit der Herausarbeitung von Eckpunkten für ein an die brasilianischen Rahmenbedingungen und Ziele angepasstes Förderinstrument wird den südamerikanischen Regierungen eine Grundlage gegeben, auf der sie ein effektives Förderprogramm für erneuerbare Energien aufbauen können.

1.2 Überblick über Fördersysteme für erneuerbare Energien im Stromsektor

Die vorliegende Forschungsarbeit befasst sich primär mit der Anpassung von *Feed-In Laws* an länderspezifische Rahmenbedingungen und Ziele. An dieser Stelle wird deshalb lediglich ein kurzer Überblick über die Funktionsweise der verschiedenen Fördersysteme gegeben.

Die Fördersysteme für erneuerbare Energien lassen sich in Preissysteme und Mengensteuerungen einteilen. Bei Mengensteuerungen werden in der Regel die Strommengen festgelegt, die aus erneuerbaren Energien erzeugt werden sollen: Bei so genannten Auktionsmodellen geben Stromanbieter Preisangebote ab, zu denen sie bereit sind, Strommengen auf Basis erneuerbarer Energien zu erzeugen. Die Bieter mit den niedrigsten Preisen erhalten einen langjährigen Stromabnahmevertrag, der eine dem Gebot entsprechende Vergütung des Stroms einschließt. Bei einem Quotenmodell/Zertifikatshandel determiniert in der Regel die Regierung eine Pflichtquote für Strom aus erneuerbaren Energiequellen, die Verbraucher oder Stromanbieter einhalten müssen. Nach der Festlegung dieser Verpflichtung wird ein Parallelmarkt für Erneuerbare-Energien-Zertifikate eingerichtet [1.9], [1.10]. Die Vor- und Nachteile dieser Systeme wurden bereits in verschiedenen Forschungsarbeiten untersucht, von denen einige in Kap. 1.4 aufgeführt sind.

Bei Preissystemen erfolgt die Förderung in der Regel mengenunabhängig. Stromeinspeisegesetzgebungen (*Feed-In Laws*), Steueranreize oder Investitionszuschüsse zählen zu den Preissystemen, wobei die letzten beiden auch in Ergänzung der *Feed-In Laws* zur Anwendung kommen. Die Grundbausteine eines *Feed-In Law* sind ein diskriminierungsfreier Netzzugang, eine langjährige Stromabnahmegarantie und ein gesetzlich festgelegter Einspeisetarif sowie eine nationale Ausgleichsregelung zur Umlage der Kosten auf die Verbrauchergruppen. Diese Elemente fördern bei einer adäquaten Ausgestaltung Investitionen in den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien. Der Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten hängt von den Investitionsanreizen ab, die bei *Feed-In Laws* primär durch die Höhe der Einspeisevergütung gegeben werden. Die Kostenumlage auf alle Verbrauchergruppen führt zudem in der Regel zu einer breiten Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung und der Regierungen, da der Staatshaushalt durch das *Feed-In Law* nicht direkt belastet wird [1.9], [1.11], [1.12].

1.3 Methodischer Ansatz und angewendete Forschungsmethoden

Im Rahmen der vorliegenden Dissertation stehen drei Forschungsthemen im Mittelpunkt der Betrachtung. Neben den Rahmenbedingungen für fluktuierende erneuerbare Energien

in Schwellenländern am Beispiel Brasiliens werden die betriebswirtschaftlichen Charakteristika der Erzeugungstechnologien und die Förderbedingungen im Rahmen des brasilianischen *Feed-In Law* PROINFA analysiert. Auf Basis der Forschungsergebnisse werden Eckpunkte angepasster Förderbedingungen für die Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien in Brasilien abgeleitet [Abb. 1-a].

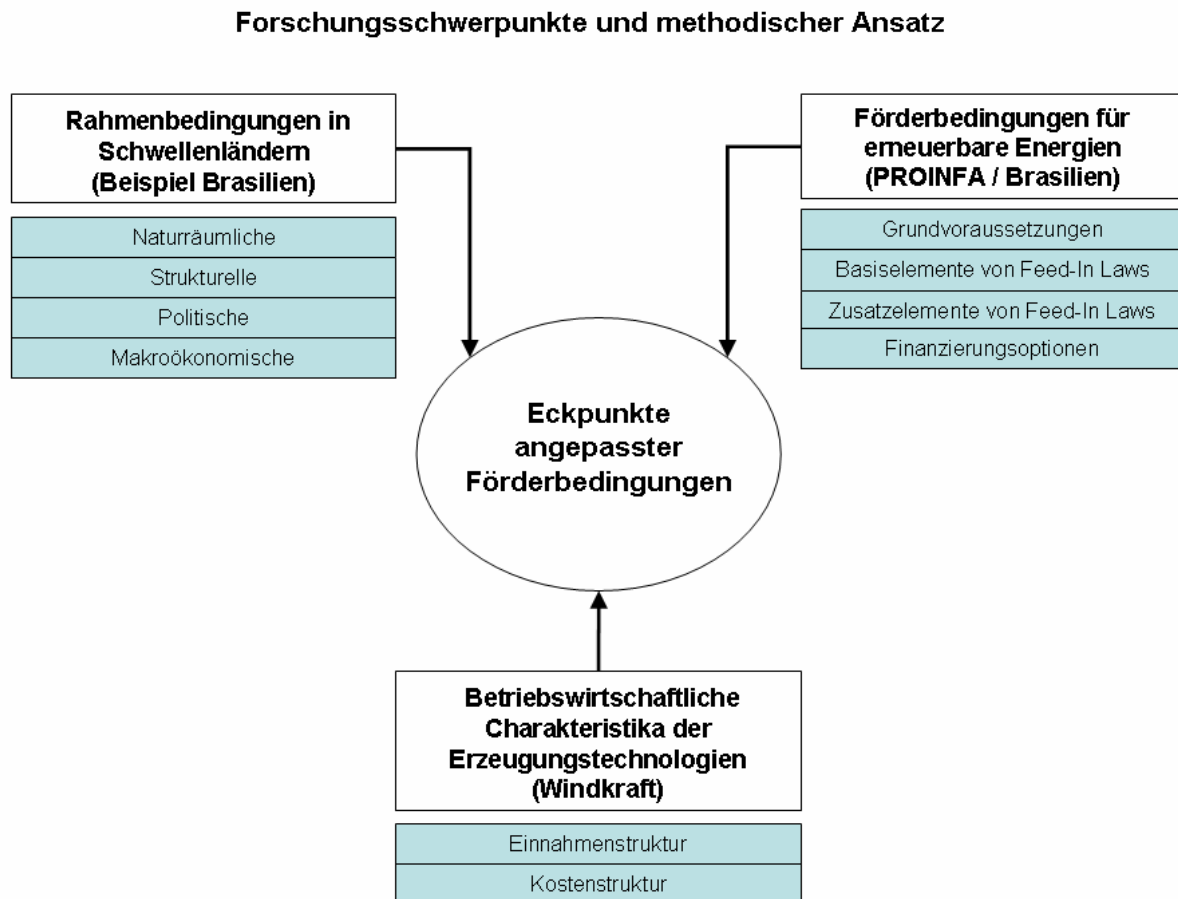


Abb. 1-a: Forschungsschwerpunkte und methodischer Ansatz (Eigene Darstellung).

Die Forschungsarbeit basiert auf einer umfangreichen Literatur- und Datenanalyse. Wegen der partiellen Privatisierung und Liberalisierung des Stromsektors in den 1990er Jahren, den damit verbundenen rechtlichen Reformen sowie der Stromversorgungskrise im Jahr 2001 ist das öffentliche und wissenschaftliche Interesse am brasilianischen Stromsektor in den letzten zehn Jahren relativ groß gewesen. Dies spiegelt sich unter anderem in der beachtlichen Anzahl von Publikationen über den brasilianischen Stromsektor wider. Nach der „Stromkrise“ im Jahr 2001 bemühten sich die zuständigen staatlichen Institutionen des Stromsektors durch hohe Transparenz, das durch die Versorgungskrise beeinträchtigte Vertrauen der Bevölkerung und der Investoren zurück zu gewinnen. Zusätzlich geben private Energieinformationsdienste, wie CANALEnergia, umfangreiche Hintergrundinformationen über den brasilianischen Energiesektor. Einige Themen- und Sachverhalte,

die Bestandteil von Experteninterviews hätten sein können, konnten bereits während der Literatur- und Datenanalyse ausreichend abgedeckt werden. Das „Experteninterview“ hat deshalb im Rahmen dieser Dissertation eine sekundäre Bedeutung als Forschungsmethode.

Im Rahmen des Forschungsaufenthalts des Autors im Jahr 2004 war eine standardisierte Befragung über die Kostenstruktur der Windkraftanlagen geplant. Das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI) hatte bereits im Jahr 2003 eine Befragung über die Wirtschaftlichkeit der Windenergieanlagen (WEA) durchgeführt, deren Ergebnisse z. T. in der vorliegenden Forschungsarbeit berücksichtigt wurden [Kap. 5]. Die Kenntnisse der Vorhabensträger und Experten über die Kostenstruktur der geplanten Windkraftprojekte hatten sich wegen der geringen Umsetzungsfortschritte in den Jahren 2003 und 2004 lediglich geringfügig verändert. Dies hing u. a. mit dem langwierigen Auswahlprozess der Windkraftprojekte im Rahmen des brasilianischen *Feed-In Law* PROINFA zusammen [Kap. 7.2.2]. Die Entscheidung, die standardisierte Befragung deshalb nicht durchzuführen, fiel nach zwei Experteninterviews mit Projektentwicklern/Vorhabensträgern [EI 1], [EI 2]. Der standardisierte Fragebogen befindet sich vollständigshalber im Anhang der vorliegenden Forschungsarbeit. .

1.4 Bisherige Forschungsarbeiten zu dem Thema

Förderinstrumente für erneuerbare Energien stehen auch im Zusammenhang mit ihrer zügigen Verbreitung in Europa zunehmend im Forschungsmittelpunkt. Eine Übersicht über die Fördermechanismen europa- und weltweit geben folgende Publikationen:

- NITSCH et al. [1.13] geben in „Renewable Energy in Europe“ einen Überblick über die verschiedenen Fördermechanismen und die Gesamtsituation der Nutzung erneuerbarer Energien in Europa.
- DEL RÍO et al. [1.9] analysieren Politikansätze zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf dem europäischen Strommarkt, wobei neben den Fördermechanismen für erneuerbare Energien weitere Optionen, wie z. B. das *Demand Side Management* (DSM), untersucht werden.
- Das „Handbook of Renewable Energies in the European Union“ von REICHE [1.14] basiert auf Fallstudien der Länder der EU15 über die Förderbedingungen für erneuerbare Energien.
- Einen weltweiten Überblick über die Verbreitung von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien gibt der „Renewables Global Status Report 2006 Update“ vom Renewable Energy Policy Network for the 21st Century – REN21 [1.1].

Eine Reihe von Publikationen beschäftigt sich mit dem Vergleich von Fördersystemen. BUTLER et al. vergleichen Stromeinspeisesysteme, Quotenmodelle und das Auktionsmo-

delle miteinander [1.15]. Meistens beschränken sich die Betrachtungen jedoch auf Vergleiche zwischen *Feed-In Laws* und Quotenmodellen [1.16], [1.17], [1.18], [1.19].

Im Rahmen der *International Feed-In Cooperation*, der derzeit Spanien, Deutschland und Slowenien angehören, wurden die *Feed-In Laws* der Mitgliedsländer gegenübergestellt [1.20], [1.21].

Ein umfassender Vergleich der bestehenden *Feed-In Laws* und die Ausgestaltung ihrer Funktionselemente sind in folgenden Veröffentlichungen zu finden.

- KLEIN et al. [1.12] analysieren den Aufbau der europäischen *Feed-In Laws* und erstellen eine Typisierung der verschiedenen Elemente einer Stromeinspeisegesetzgebung.
- MENDONÇA [1.11] erläutert an einigen weltweiten Länderstudien die Stromeinspeisegesetzgebungen und greift bei der Erläuterung der Funktionsweise von *Feed-In Laws* auf die Typisierung von KLEIN et al. zurück.

In Brasilien standen die Forschungen in den letzten Jahren meist mit den Reformen des Stromsektors im Jahr 2004 in Zusammenhang. Die Markteinführung erneuerbarer Energien war hingegen lediglich in Einzelfällen Forschungsgegenstand.

- WACHSMANN et al. [1.22] griffen im Jahr 2003 als erste das Förderprogramm PROINFA in ihren Forschungen auf. Dabei wurde ein kurzer Vergleich zwischen den deutschen und brasilianischen Rahmenbedingungen für die Windkraftnutzung gezogen.
- DUTRA et al. [1.23] beschäftigen sich mit der Integration der Windkraftförderung in das aktuelle Kommerzialisierungsmodell im brasilianischen Stromsektor auf Basis von Strommengenversteigerungen.
- MOLLY [1.24], [1.25] hat im Anschluss an die Implementierung des PROINFA in den Jahren 2003 und 2004 die Wirtschaftlichkeit und die technische Umsetzbarkeit von Windkraftanlagen in Brasilien analysiert.
- Die Anpassung von Markteinführungsprogrammen an die brasilianischen Rahmenbedingungen haben KISSEL et al. [1.26] in einem wissenschaftlichen Artikel untersucht, wobei die makroökonomische Situation Brasiliens einen Schwerpunkt bildete.

Trotz zunehmender Forschungstätigkeit im Bereich der Markteinführungsprogramme im Allgemeinen und *Feed-In Laws* im Speziellen besteht ein großer Forschungsbedarf im Hinblick auf die Anpassung und Optimierung derartiger Instrumente an die Rahmenbedingungen und Ziele von Schwellenländern.

1.5 Gliederung der Forschungsarbeit

Die Forschungsarbeit besteht aus insgesamt neun Kapiteln. Nach der Einleitung werden zunächst die Potenziale und die Marktentwicklung der fluktuierenden Energiequellen Windkraft und Solarstrahlung in Brasilien beschrieben und in einen globalen Kontext ge-

bracht [Kap. 2]. Im dritten und vierten Kapitel befasst sich der Autor mit den strukturellen und politischen Rahmenbedingungen für die Nutzung der fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen in Brasilien. Schwerpunkte der Analyse liegen neben der aktuellen Struktur des Stromsektors und Zielen der Energiepolitik auf dem Entwicklungsprozess der strukturellen Rahmenbedingungen seit den Reformen des Stromsektors in den 1990er Jahren und dem Wandel der politischen Ziele in den letzten Jahrzehnten. Ab dem fünften Kapitel beziehen sich die Untersuchungen in erster Linie auf die Windkraft, deren Nutzung als einzige fluktuierende Energiequelle im Rahmen des brasilianischen Stromeinspeisegesetzes PROINFA gefördert wird. Der Untersuchung der Einnahmen- und Kostenstruktur von Windkraftprojekten [Kap. 5] folgt eine Analyse der makroökonomischen Rahmenbedingungen für langfristige Investitionen in Brasilien [Kap. 6], wobei die Inflations-, Zins- und Wechselkursentwicklung Schwerpunktthemen darstellen. Im siebten Kapitel steht das brasilianische *Feed-In Law* PROINFA im Mittelpunkt der wissenschaftlichen Betrachtungen. Unter Berücksichtigung von Aufbau und Ausgestaltung der Stromeinspeisegesetzgebungen in Europa werden die Einzelelemente des PROINFA und die relevanten Förderrahmenbedingungen, wie z. B. Förder- und Kreditprogramme, untersucht. Im achten Kapitel werden auf Basis der Analyse der Rahmenbedingungen [Kap. 3 bis 6] und der Untersuchung des PROINFA [Kap. 7] Optimierungen der PROINFA-Elemente und der Förderrahmenbedingungen vorgeschlagen sowie Eckpunkte eines an die Rahmenbedingungen und politischen Ziele angepassten *Feed-In Law* herausgearbeitet. Die vorliegende Forschungsarbeit endet mit einer Kurzzusammenfassung und einem Ausblick [Kap. 9].

2 Entwicklungsstand und Potenziale der Stromerzeugung aus den fluktuierenden Energiequellen Solarstrahlung und Windkraft in Brasilien

In diesem Kapitel werden der Entwicklungsstand und die Potenziale der erneuerbaren Energiequellen Solarstrahlung [Kap. 2.1] und Windkraft [Kap. 2.2] in Brasilien erörtert, wobei die Marktentwicklung in Brasilien der Weltmarktentwicklung gegenübergestellt wird.

2.1 Entwicklungsstand und Potenziale der Photovoltaik-Stromerzeugung

2.1.1 Weltweite Marktentwicklung für Photovoltaik

Die Photovoltaikindustrie befindet sich seit ca. einem Jahrzehnt in einer Boomphase, die durch die Implementierung von Fördergesetzgebungen zur Markteinführung vor allem in Deutschland, Spanien, Japan und den USA ausgelöst wurde. Die Produktion- und Nachfrageentwicklung verdeutlichen den Photovoltaikboom in den letzten Jahren [Abb. 2-a].

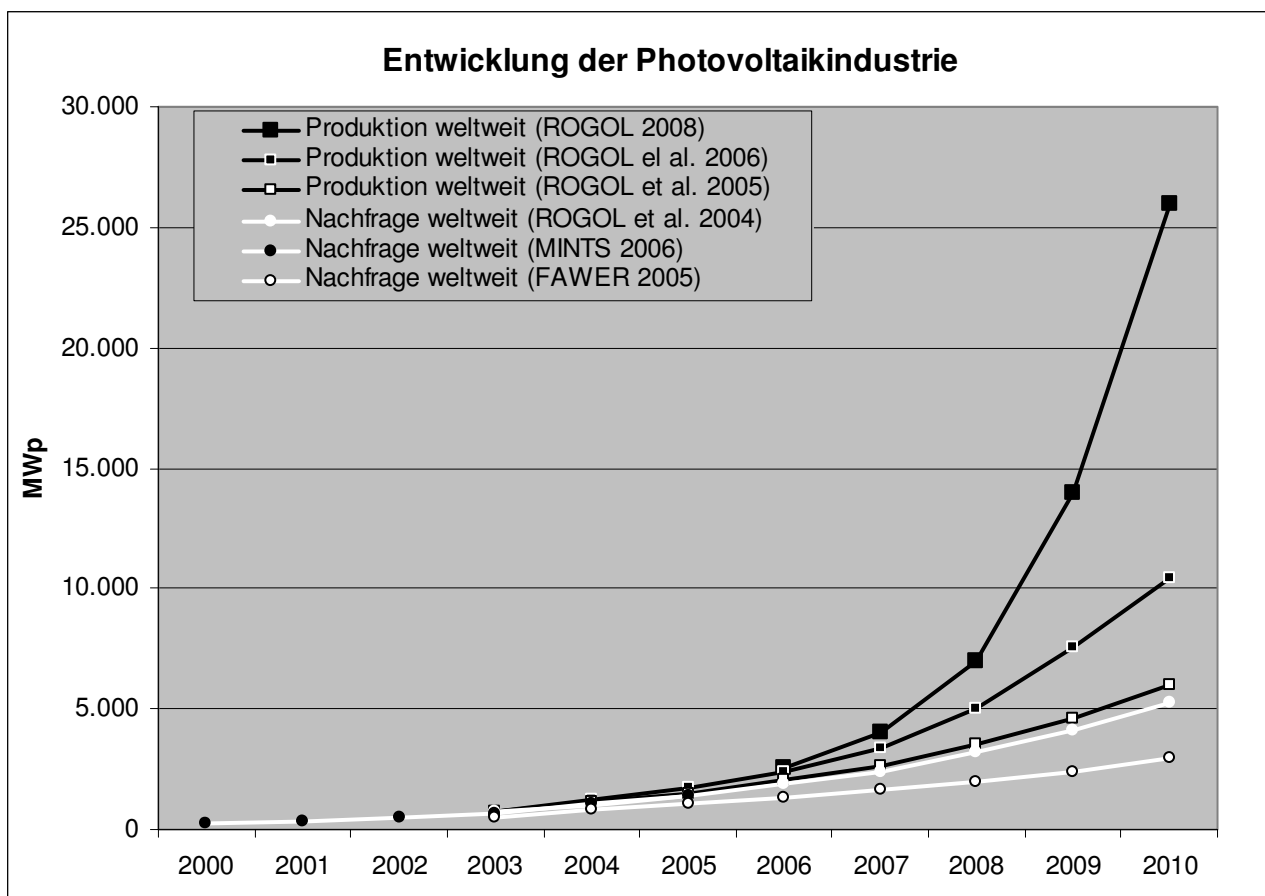


Abb. 2-a: Entwicklung der PV-Industrie seit dem Jahr 2000 und Marktprognosen über die Entwicklung bis 2010 [2.1], [2.2], [2.3], [2.4], [2.5], [2.6], (Eigene Darstellung).

Im Rahmen einer umfassenden Analyse des Photovoltaikmarkts im Jahr 2006 wurden von ROGOL et al. 400 Experteninterviews und 50 Internetseiten ausgewertet [2.3]. Die Autoren der Studie gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2010 die Jahresproduktion um 530%

auf über 10 GWp ansteigen wird. Nach Angaben der Studie aus dem Jahr 2006 werde die Produktion der auf kristallinem Silizium (c-Si) basierenden Zellen/Module auf 8 GW ansteigen, da mit einem Produktionsanstieg von hochreinen Silizium von 32.000 t (2006) auf ca. 85.000 t (2010) zu rechnen sei, wovon der Solarindustrie mindestens 59.000 t zur Verfügung stehen werden. Gleichzeitig könne die verarbeitete Siliziummenge pro Watt um 40% von 11,5 g (2005) auf ca. 7 g (2010) gesenkt werden. Der Marktanteil anderer Zelltypen (CdTe, a-Si; CIS, μ c-Si, concentrators) werde von 9% auf 20% und die Jahresproduktion von 0,15 GW (2005) auf 2 GW (2010) ansteigen. Die Autoren heben hervor, dass die genannten Zahlen konservative Schätzungen sind: „There is upside potential for both c-Si and non-traditional beyond our forecasts” [2.3]. Im Juli 2008 geht ROGOL sogar von einem Anstieg der Jahresproduktion bis zum Jahr 2010 auf insgesamt 26 GWp aus [2.4].

Während ROGOL et al. (2006) von jährlichen Produktionssteigerungen von über 40% bis zum Jahr 2009 ausgehen, sind die Prognosen der Bank SARASIN über die jährlich neu installierte PV-Leistung mit jährlich rund 20% bis 2008 deutlich konservativer. Als Basis der Prognose dienten hier Einschätzungen der wichtigsten PV-Märkte. Erst ab 2009 werde die Wachstumsrate wieder signifikant ansteigen und im Jahr 2010 26% erreichen. Im selben Jahr sollen rund 3 GWp neu installiert werden [2.6].

Ein Hauptgrund für die deutlichen Differenzen zwischen den beiden Studien zur Entwicklung der PV-Industrie liegt in der unterschiedlichen Bewertung des Siliziumengpasses. Während FAWER von einem deutlich gebremsten Wachstum bis zum Jahr 2008 ausgeht, prognostizieren ROGOL et al., dass der Siliziumengpass das Wachstum durch einen effizienteren Einsatz des Siliziums und den verstärkten Markteintritt von alternativen PV-Technologien einen geringfügigen Einfluss auf das Wachstum haben werde. Die Prognose von ROGOL et al. im Jahr 2005 war mit jährlichen Wachstumsraten von ca. 30% und einer Jahresproduktion von 6 GW im Jahr 2010 noch deutlich konservativer ausgefallen [2.2].

Ein weiterer Grund für die Unterschiede liegt in der Erfassung der Daten. Während die Angaben von ROGOL et al. auf Informationen der wichtigsten Marktakteure basieren, wählt FAWER die Daten zur bisherigen Marktentwicklung als Ausgangspunkt der Prognose [2.6]. Die Daten über die neu installierte PV-Leistung sind oftmals unvollständig, weil es in der Regel keine zentrale Erfassung der installierten PV-Systeme gibt. Dies zeigt beispielsweise eine Untersuchung der Fachzeitschrift PHOTON über den PV-Markt Deutschland, dem weltweit größten Regionalmarkt. PHOTON hat über eine Befragung der Stromnetzbetreiber nachgewiesen, dass in der BRD im Jahr 2004 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von mindestens 610 MWp und im Jahr 2005 von mindestens 858 MWp neu

installiert wurden [2.7]¹. FAWER geht in seiner Marktanalyse aber nur von 440 MWp im Jahr 2004 und 505 MWp im Jahr 2005 neu installierter PV-Kapazität in Deutschland aus [2.6]. Während der mittelfristige Ausbau der Produktionskapazitäten über die Befragungen der Marktakteure ermittelt werden kann, ist eine vollständige Ermittlung der Nachfrageentwicklung nicht realistisch, da sie mittelfristig von politischen Entscheidungen über die Einführung, Modifikation oder Abschaffung von Fördergesetzgebungen abhängt.

2.1.2 Marktentwicklung für Photovoltaik in Brasilien

In Brasilien wurde im Jahr 1994 das Programm zur ländlichen Elektrifizierung PRODEEM verabschiedet, in dessen Rahmen im Zeitraum von 1996 bis 2002 insgesamt rund 8.700 PV-Systeme mit einer Gesamtleistung von ca. 5,2 MWp installiert wurden [2.8], [Kap. 4.4], [Tab. 4-a]. Bei den PV-Systemen handelt es sich ausnahmslos um Inselsysteme oder Hybridsysteme in entlegenen Regionen [2.9].

Das PRODEEM wurde im Jahr 2002 vom TCU, eine mit dem Bundesrechnungshof vergleichbare Institution, überprüft. Aufgrund gravierender Mängel in der Programmkonzeption, -organisationsstruktur und -durchführung hat der TCU dem MME Auflagen für eine Weiterführung des PRODEEM gemacht, welche vor allem die Ortung und Wartung der bisher installierten Systeme betrifft. Des Weiteren wurde die Integration des PRODEEM in das von der Regierung unter Luiz Inácio „Lula“ da Silva geschaffene Programm *Luz para Todos* (Licht für alle) beschlossen, das mittelfristig die Elektrifizierung aller brasilianischen Haushalte zum Ziel hat. Ab dem Jahr 2003 wurde die Revitalisierung der im Rahmen des PRODEEM installierten PV-Systeme angegangen. Zur Elektrifizierung vom Stromnetz weit entfernter Haushalte greifen einzelne EVUs im Rahmen des Programms *Luz para Todos* auf die PV zurück² [Kap. 4.4.1]. Nach Einschätzung des Autors dürfte die jährlich installierte Leistung seit 2003 unter 1 MWp gelegen haben.

Die PV-Gesamtleistung in Brasilien lag Ende des Jahres 2006 nach Schätzungen des Autors zwischen 10 – 12 MWp. In der Datenbank über die Stromerzeugung in Brasilien der ANEEL, die für die Genehmigung sämtlicher Stromerzeugungsanlagen in Brasilien zu-

¹ Photon befragte alle 900 deutschen Stromnetzbetreiber. „Für das Jahr 2005 liegen bisher Daten von 875 Netzbetreibern vor, welche insgesamt 89,43 Prozent des deutschen Strommarktes repräsentieren. Es fehlen noch Daten von 25 meist kleineren Netzbetreibern. Für 2004 sind bisher die Solarstromdaten von 97,12 Prozent der Netzbetreiber eingegangen. Die Daten basieren auf den bis zum 14.02.2007 eingegangenen Rückmeldungen“. „Wenn man die noch ausstehenden Zahlen als Hochrechnung mit einbezieht, kommt man auf einen Zubau von 688 MW im Jahr 2004 und 948 MW im Jahr 2005“ [2.7].

² Die CEMIG im Bundesstaat Minas Gerais wird 7.000 Systeme für Wohneinheiten in ländlichen Raum installieren. Die COELBA im Bundesstaat Bahia möchte im Rahmen des Luz para Todos in einer ersten Phase 9.000 Systeme für Geringverbraucher mit einer monatlichen Erzeugungskapazität von 13 kWh und 30 kWh installieren [2.10].

ständig ist, befindet sich lediglich eine netzgekoppelte Solaranlage³ mit einer Leistung von 20,48 kWp [2.11]. Die Petrobrás hat im Jahr 2002 eine netzgekoppelte Dünnschichtzellen-Anlage mit 45,5 kWp-Leistung in Betrieb genommen [2.12]. Mindestens sechs weitere PV-Anlagen⁴, die meist zu Forschungszwecken installiert wurden, werden von der ANEEL-Statistik ebenfalls nicht erfasst. Die netzgekoppelten Anlagen in Brasilien umfassten Ende des Jahres 2006 eine Gesamtleistung von ca. 100 kWp. Folglich liegt der Anteil von netzgekoppelten Anlagen an der Gesamt-PV-Leistung bei lediglich ca. 1%.

Tab. 2-a: Regionale Nachfrageentwicklung für Photovoltaik im Zeitraum 2000 bis 2005 [2.5] in [2.16].

*Schätzungen des Autors.

		2000	2001	2002	2003	2004	2005
Europa	(MWp)	74,1	119,9	172,6	232,6	472,4	667,4
	in %	29	34	34	34	45	48
Asien	(MWp)	83,3	117,4	187,1	262,7	341,5	448
	in %	33	33	37	39	33	32
Nordamerika	(MWp)	36,8	46,2	61,9	77,6	105	139
	in %	15	13	12	11	10	10
Westasien	(MWp)	15,1	18,4	23,5	28,3	42	48
	in %	6	5	5	4	4	3
Lateinamerika	(MWp)	11,3	13,2	15,5	18,6	21	20,8
	in %	4	4	3	3	2	1
davon Brasilien*	(MWp)	< 1,5	< 3	< 1	< 1	< 1	< 1
Ozeanien	(MWp)	9,3	11,7	14,4	19,6	22,1	20,8
	in %	4	3	3	3	2	1
Südostasien	(MWp)	6,1	7,2	8,8	11	15,8	19,5
	in %	2	2	2	2	2	1
Zentral- und Südafrika	(MWp)	10,1	12	13,3	15,7	18,9	18,1
	in %	4	3	3	2	2	1
Mittlerer Osten	(MWp)	2,6	3,1	3,4	4,1	4,9	5,6
	in %	1	1	1	1	<1	<1
Nordafrika	(MWp)	3,3	3,8	4,4	5,1	6,3	1,8
	in %	1	1	1	1	1	<1
Total	(MWp)	252	352,9	504,9	675,3	1049,8	1389,6
	in %	100	100	100	100	100	100

In den PV-Wachstumsregionen Europa und Asien, mit Deutschland und Japan als wichtigsten Teilmärkten, lag der Anteil der netzgekoppelten Anlagen im Jahr 2005 hingegen bei 97% bzw. 87%, weltweit lag er bei 82% [Tab. 2-b]. Die in den durch Fördergesetzgebungen begünstigten Kontinenten ausgelöste Wachstumsdynamik von netzgekoppelten

³ Es handelt sich um die PV-Anlage der *Fundação de Amparo à Pesquisa e Extensão Universitária* in Nova Mamoré im Bundesstaat Rondônia [2.11].

⁴ Weitere netzgekoppelte Anlagen sind: CHESF/Recife, 11 kWp; LABSOLAR/Florianópolis, 2 kWp; IEE/USP/ São Paulo, 0,75 kWp; COPPE/UFRJ/Rio de Janeiro, 0,848 kWp [2.13]; IEE/USP/ São Paulo, 3 kWp [2.14]; Greenpeace/São Paulo, 2,8 kWp [2.15].

Anlagen führte in den letzten Jahren zu einem Rückgang des Marktanteils Lateinamerikas⁵ an der weltweit neu installierten PV-Gesamtleistung [Tab. 2-a].

Zum Aufbau einer nationalen PV-Industrie ist die Schaffung eines internen Marktes von großer Bedeutung. Nationale Markteinführungsprogramme für netzgekoppelte PV-Anlagen führten in einigen Ländern zu deutlichen Nachfragesteigerungen, die Investitionsanreize für den Ausbau der Produktionskapazitäten schufen und zu einer beschleunigten Technologienentwicklung führten. Während deutsche, japanische und US-amerikanische Unternehmen aus diesem Grund auf dem Weltmarkt Spitzenpositionen einnehmen⁶, verpasste die lateinamerikanische PV-Industrie den Anschluss in diesem dynamischen Wirtschaftszweig. Ein Förderprogramm für netzgekoppelte PV-Anlagen wurde bisher in keinem Land Lateinamerikas implementiert. Der bis heute einzige Solarzellenproduzent, Heliodinâmica aus dem Bundesstaat São Paulo, produzierte zuletzt auf nicht konkurrenzfähigem technologischen Niveau und musste folglich im Jahr 2006 die Produktion, die unter 2 MWp pro Jahr lag, einstellen.

Tab. 2-b: Marktanteil verschiedener Photovoltaikanwendungen [2.5] in [2.16] (vom Verfasser modifiziert).

* Inklusive Photovoltaikanlagen von EVUs, ** Inklusive Geräte mit integrierten Solarzellen,

***Schätzungen des Autors.

	Neu installierte Leistung 2005	Netzgekoppelt - Wohnen	Netzgekoppelt - Gewerbe/ Industrie*	Inselsysteme - Wohnen**	Inselsysteme – Gewerbe/ Industrie
	(MWp)	(%)	(%)	(%)	(%)
Europa	667,4	54	43	1	1
Asien	448	85	2	8	4
Nordamerika	139	35	29	19	16
Westasien	48,6	0	11	44	44
Lateinamerika	20,8	0	4	69	27
davon Brasilien***	< 1	< 1		> 99	
Ozeanien	20,8	9	2	45	44
Südostasien	19,5	2	0	68	29
Zentral- und Südafrika	18,1	0	3	69	28
Mittlerer Osten	5,6	0	5	40	55
Nordafrika	1,8	0	2	40	58
Total	1389,6	57	25	11	7

⁵ Der Marktanteil sank von 4% im Jahr 2000 auf ca. 1% im Jahr 2005. Die jährlich neu installierte Leistung stagnierte zwischen 2003 und 2005 bei einem Wert von ca. 20 MW [Tab. 2-a].

⁶ Nach ROGOL et al. befinden sich unter den zwanzig „leading runners“ und „fast runners“ der PV-Industrie sechs US-amerikanische, fünf japanische und vier deutsche Unternehmen [2.3].



Abb. 2-b: Durchschnittliche tägliche Globalstrahlung auf einer horizontalen Fläche in Brasilien [2.17]⁷.

2.1.3 Potenziale der Photovoltaik in Brasilien

Die durchschnittlichen täglichen Solarstrahlungswerte auf einer horizontalen Fläche liegen in einem Großteil Brasiliens zwischen 5 und 6 kWh/m² und erreichen Maximalwerte im Norden des Bundesstaates Bahia von 6,5 kWh/m². Die Minima der Globalstrahlung wer-

⁷ Der *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, Teil des UNEP/SWERA-Projekts zur Erhebung der Wind- und Solarenergiepotenziale, basiert auf Datenerhebungen zwischen Juli 1995 und Dezember 2005. Kernelement ist das physikalische Modell BRASIL-SR zur Berechnung der Solarstrahlung am Boden, bei dem Satellitenbilder und Klimadaten die Grundlage der Berechnungen darstellen. Detaillierte Informationen die Methodologie bei der Berechnung der Globalstrahlung sind auf den S. 13ff des *Atlas Brasileiro de Energia Solar* zu finden [2.17].

den im Bundesstaat Santa Catarina verzeichnet und betragen ca. $4,25 \text{ kWh/m}^2$ [2.17], [Abb. 2-b]. In der BRD, dem weltweit größtem PV-Markt, lag der jährliche Durchschnitt der Globalstrahlung auf einer horizontalen Fläche im Zeitraum 1981-2000 zwischen 900 und 1220 kWh/m^2 [2.18]. Die durchschnittliche tägliche Globalstrahlung auf einer Horizontalen liegt demnach in Deutschland zwischen 2,4 und $3,4 \text{ kWh/m}^2$.

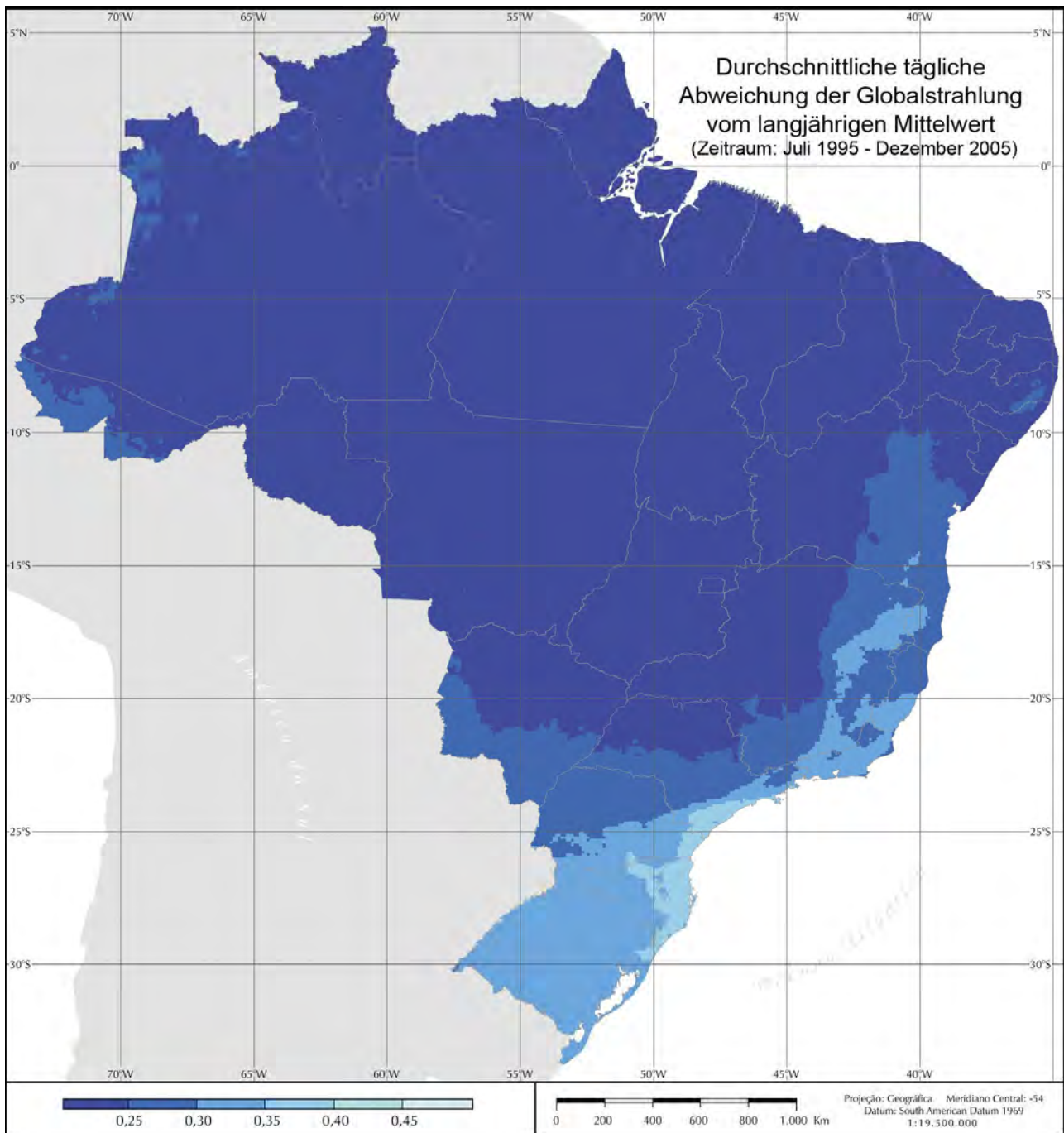


Abb. 2-c: Durchschnittliche tägliche Abweichung der Globalstrahlung vom ca. zehnjährigen Mittelwert [2.17].

Photovoltaikanlagen werden zur Erhöhung des Ertrags zur Sonne geneigt. Zur Beurteilung des nutzbaren Potenzials muss die Erhöhung der Solarstrahlung, die durch die Neigung der Fläche entsteht, den Globalstrahlungswerten auf einer horizontalen Fläche hinzuzugediert werden [2.19].

Die Globalstrahlung auf einer geneigten Fläche in Berlin ist bei einem dem Breitengrad entsprechenden Neigungswinkel ($52^{\circ}30'$ N) im Jahresmittel knapp 5% höher gegenüber der Globalstrahlung auf einer Horizontalen. Bei optimaler Neigung (ca. 30° nach Süden im Vergleich zur Horizontalen) würde der Energiegewinn in Berlin bei ungefähr 12% im Jahresmittel liegen [2.18]. Eine dem Breitengrad entsprechende Neigung der Fläche bringt im Breitengradspektrum der BRD im Jahresmittel einen Zugewinn unter 10%. Bei optimaler Neigung von ca. 30° würde der Energiegewinn im Jahresmittel unter 15% liegen.

Die brasilianischen Standorte mit den niedrigsten Strahlungswerten erreichen demnach höhere Globalstrahlungswerte als die strahlungsintensivsten Standorte in Deutschland, auch wenn die PV-Anlage eine optimale Neigung aufweist. Zudem sind die jahreszeitlichen Schwankungen der Globalstrahlung in Deutschland⁸ erheblich stärker ausgeprägt als in Brasilien. Aufgrund der Nähe zum Äquator weisen vor allem die Standorte im Norden und Zentralbrasilien nur geringe Strahlungsschwankungen im Jahresverlauf auf [Abb. 2-c].

Die natürlichen Voraussetzungen zur Nutzung der Solarstrahlung zur Stromerzeugung sind in Brasilien mit 1500 bis 2400 kWh/m²/a erheblich günstiger als in der BRD mit 900 bis 1220 kWh/m²/a und im Durchschnitt ebenfalls günstiger als in Spanien mit 1200 bis 1850 kWh/m²/a [2.18], [2.17].

Unter Berücksichtigung der derzeitigen Einspeisetarife in Europa⁹ liegen die Erzeugungskosten des PV-Stroms trotz der hohen Globalstrahlungswerte im Jahresverlauf derzeit noch deutlich über den Kosten anderer Stromerzeugungstechnologien [Kap. 3.4.2]. Deshalb bleiben die Potenziale der Photovoltaiknutzung in Brasilien ohne die unterstützende Implementierung von Fördergesetzgebungen mittelfristig begrenzt.

RÜTHER hebt zwei bereits heute relativ marktnahe Anwendungen hervor, über die eine breitere Marktentwicklung für PV-Anlagen in Brasilien möglich wäre: a) Diesel/PV-Hybridsysteme in Inselnetzen, b) Netzgekoppelte Anlagen in Geschäftszentren [2.16].

⁸ Siehe PHOTON Solarstrahlungskarten 2006 [2.20].

⁹ Beispielsweise liegen die Einspeisetarife in Deutschland im Jahr 2007 zwischen 37,96 ct/kWh (Freiflächenanlage) und 54,21 ct/kWh (Fassadenanlage) und in Spanien zwischen 22,9764 ct/kWh (> 10 MWp) und 44,0381 ct/kWh (≤ 100 kWp) [2.21], [2.22].

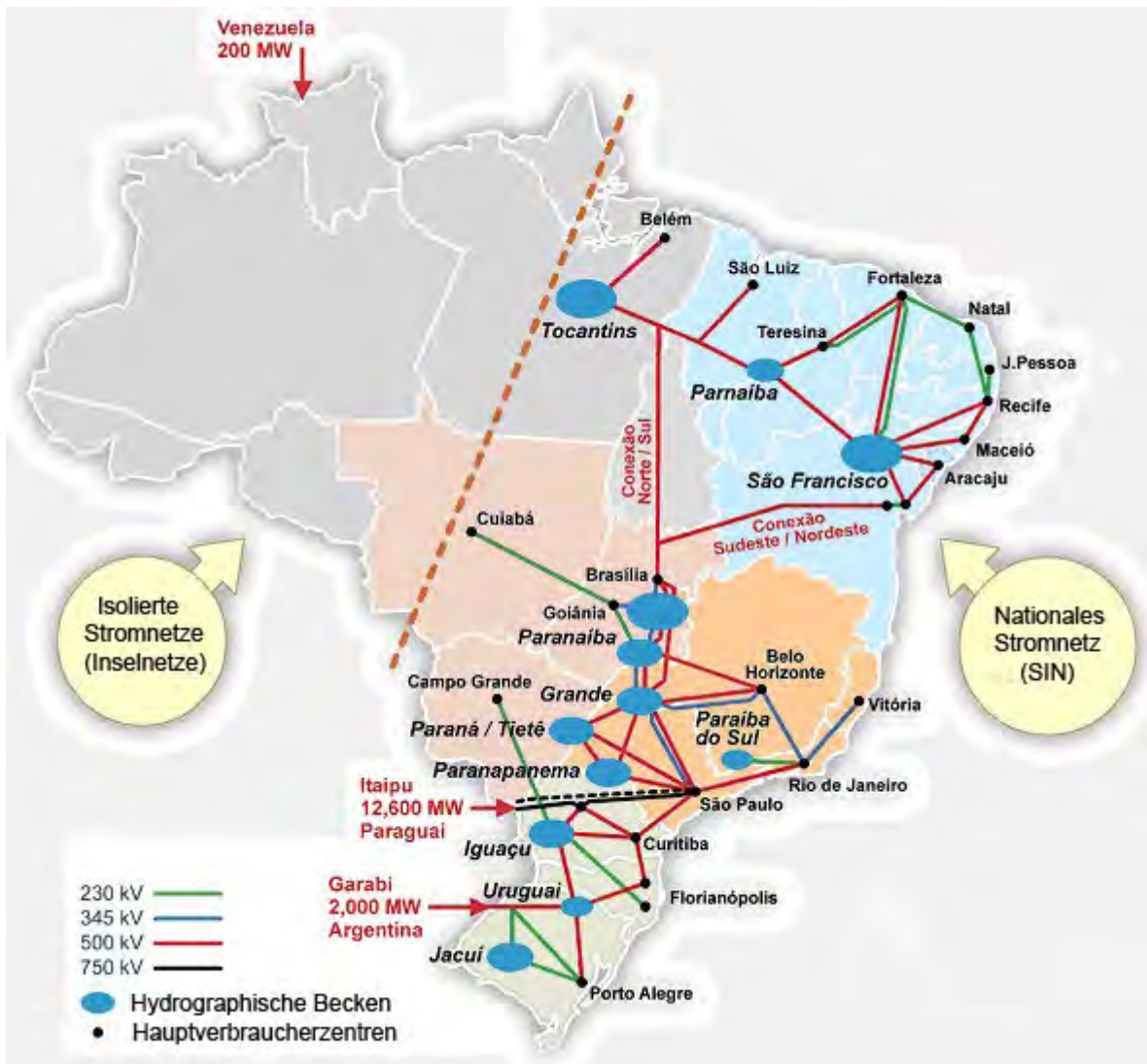


Abb. 2-d: Schematische Darstellung der Struktur der brasilianischen Stromversorgung [2.17].

Diesel/PV- Hybridsysteme in Kleinnetzen sind eine wirtschaftliche Alternative zu den Diesellgeneratoren in den Regionen, die sich weit entfernt vom nationalen Stromnetz (SIN) befinden. Ca. 3% der brasilianischen Bevölkerung werden über Inselnetze, die von unabhängigen Stromproduzenten (PIE) oder lokalen EVUs betrieben werden, mit Strom versorgt [Abb. 2-d].

Allein im Amazonasgebiet gibt es nach Angaben von BEYER et al. 286 Diesellgeneratoren mit einer Gesamtkapazität von über 620 MW (MVA) [2.23], [Abb. 2-e]. Die Betreiber dieser Inselnetze erhalten für die eingesetzten Brennstoffe eine Rückerstattung durch die Eletrobrás¹⁰. Diese ab dem Jahr 2009 degressive Subvention, die durch eine Umlage¹¹ auf

¹⁰ Die Eletrobrás zahlt den Betreibern dieser Inselnetze eine monatliche gesetzlich festgelegte Rückerstattung für die eingesetzten Brennstoffe, die sich folgendermaßen berechnet: Rückerstattung (R\$) = Gemessene Stromerzeugung (MWh) x K x [1000 x Spezifischer Verbrauch (l/kWh) x Preis des Brennstoffs (R\$/l) – Wasserkrafttarifäquivalent (R\$/MWh)]. Die Rückerstattung verläuft degressiv aufgrund eines Reduktionsfaktors K, der bis 31.12.2008 den Wert

die an das nationale Netz (SIN) angeschlossenen Stromkunden gegenfinanziert wird, würde nach der momentanen Gesetzeslage bis zum Jahr 2022 fortbestehen.

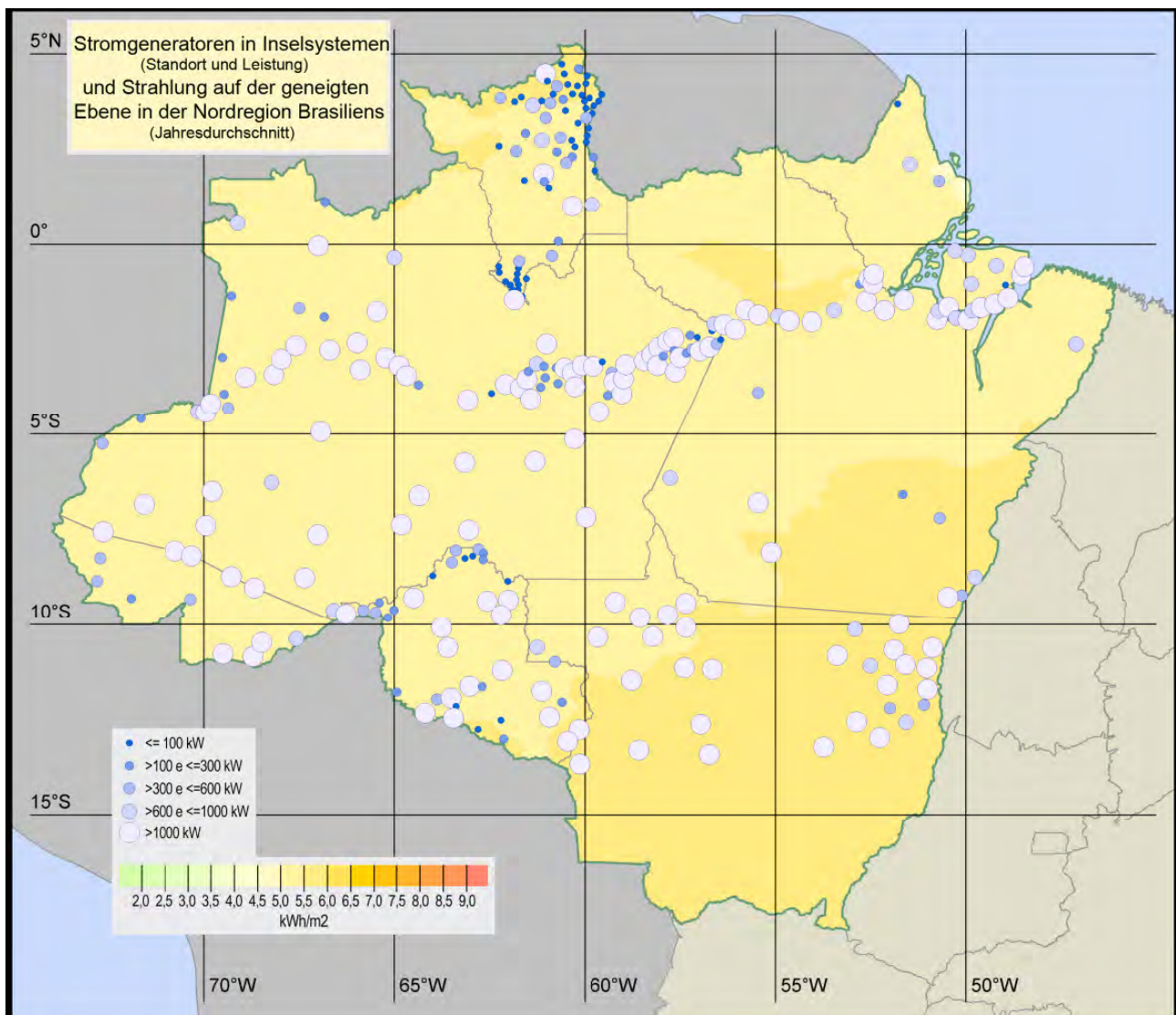


Abb. 2-e: Standort und Leistung von Diesel gefeuerten Stromgeneratoren und Strahlung auf einer entsprechend dem Breitengrad geneigten Ebene [2.16].

Bei Einsatz von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen, u. a. die Photovoltaik, kann der Wert der eingesparten Brennstoffkosten zur Finanzierung der Investitionen eingefordert werden [2.24]. Dieser Anreiz hat bisher nicht dazu geführt, dass eine nennenswerte Zahl der Betreiber erneuerbare Energien anwendet [2.16].

0,9 hat, zwischen 01. Januar 2009 und 31.12.2014 auf 0,7 sinkt und ab Januar 2015 den Wert 0,5 haben wird. Eine Rückerstattung ist nur möglich, wenn der spezifische Verbrauch des Stromgenerators nicht über 0,34 l/kWh liegt [2.24].

¹¹ In das Konto des Brennstoffverbrauchs der Inselformen (*Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados*), aus dem die Umlage finanziert wird, zahlen alle EVUs (*concessionárias*) ein, die Endkunden direkt versorgen [2.25].

Ein weiterer marktnaher Einsatz ist in Brasilien in Geschäftsvierteln und allgemein in städtischen Bereichen mit hohem Gewerbeanteil möglich. Dort wird in den Mittagsstunden die höchste Last über den gesamten Tagesverlauf gemessen, der vor allem auf den Einsatz von Klimaanlage zurückzuführen ist. In den Geschäftszentren verlaufen deshalb die Lastentwicklung und die solare Einstrahlung im Tagesverlauf weitgehend synchron. KNOB et al. haben mit einer 21-monatigen Analyse von 14 Einspeisepunkten in Florianópolis (27°S, 48 W°) nachgewiesen, dass die Photovoltaik in diesen Bereichen in signifikanter Weise zum *Peak-Shaving* beitragen und damit andere Kraftwerkskapazitäten substituieren könnte [2.29].

In Wohngebieten wird in Brasilien hingegen in der Regel in den frühen Abendstunden die Spitzenlast gemessen, wenn neben den rund um die Uhr betriebenen Elektrogeräten vor allem zur Kühlung von Lebensmitteln weitere Verbraucher zugeschaltet werden. Hauptursache für den *Peak Load* in den Abendstunden in Wohnbereichen ist die Brauchwassererhitzung mit elektrischen Duschköpfen (*chuveiros elétricos*) [2.25], [2.26]¹².

2.2 Entwicklungsstand und Potenziale der Windkraftnutzung

Die Entwicklung der Windindustrie begann in Zusammenhang mit den Ölpreisschocks in den 1970er Jahren, in deren Folge in einigen Ländern Initiativen zur Nutzung der Windkraft zur Stromerzeugung entstanden. Während Großprojekte im Megawattbereich Anfang der 1980er Jahre, wie z. B. der GROWIAN in der BRD, an der technischen Umsetzung scheiterten, wurden in Dänemark erfolgreich kleine Dreiblattrotoren mit Stallregelung bis zur Serienreife entwickelt¹³. Der Dreiblattrotor setzte sich in der Folgezeit auf dem Markt durch, wobei sich mit steigender Nennleistung der Anlagen die Pitchregelung auf dem Markt behauptete¹⁴.

Im Zeitraum von 1985 bis 2005 verhundertfachte sich die Nennleistung der Anlagen in Serienproduktion von 50 kW auf 5.000 kW. Eine weitere Steigerung der Anlagen in Serienreife auf 7.000 kW erwartet das DEWI bis zum Jahr 2010 [Abb. 2-f].

¹² Der *Peak Load* in den Wohngebieten führt zu dem allgemeinen *Peak Load* in den vier Teilnetzen des brasilianischen Stromnetzes SIN. Im Winter wird der *Peak Load* in der Regel zwischen 19 und 20 Uhr gemessen und im Sommer, außer im Teilnetz Südbrasilien, zwischen 20 und 21 Uhr [2.27]

¹³ In Dänemark durfte Windstrom schon in dieser frühen Entwicklungsphase in die öffentlichen Netze eingespeist werden [2.30].

¹⁴ In der Leistungsklasse größer als 2.000 MW ist die Pitchregelung Standard [2.31].

Leistungs- und Größenentwicklung der Windkraftanlagen

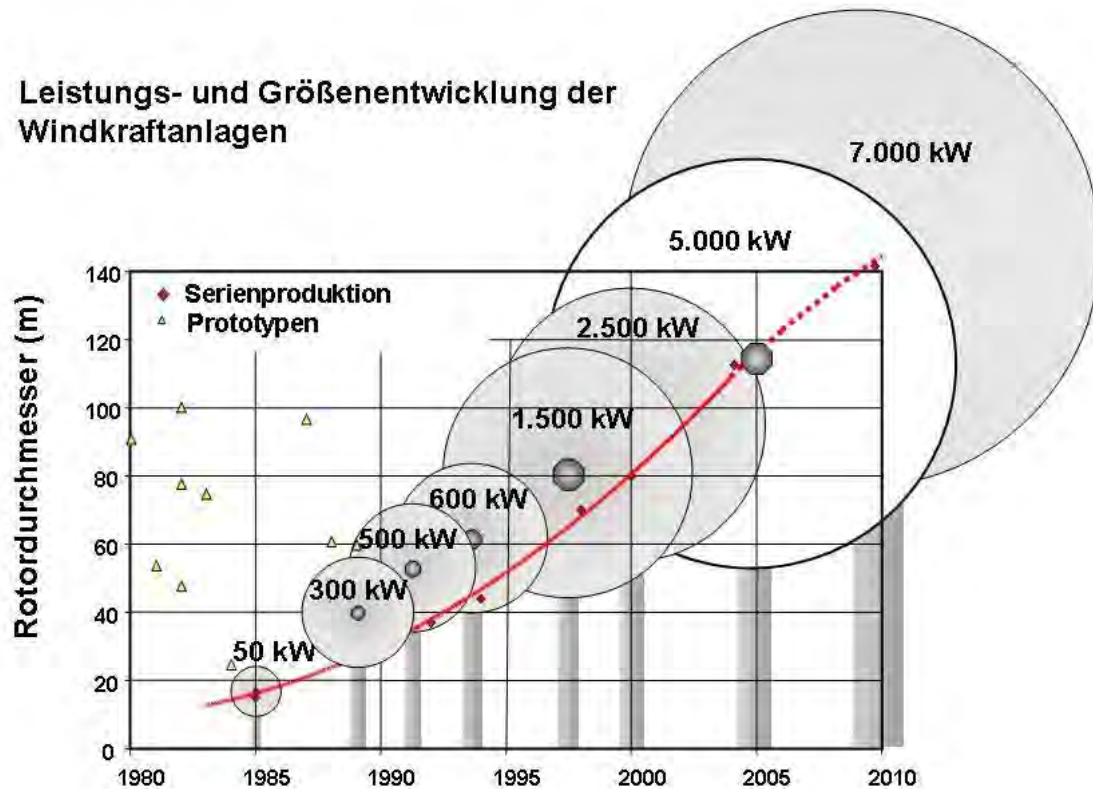


Abb. 2-f: Leistungs- und Größenentwicklung der Windkraftanlagen seit 1980 [2.31].

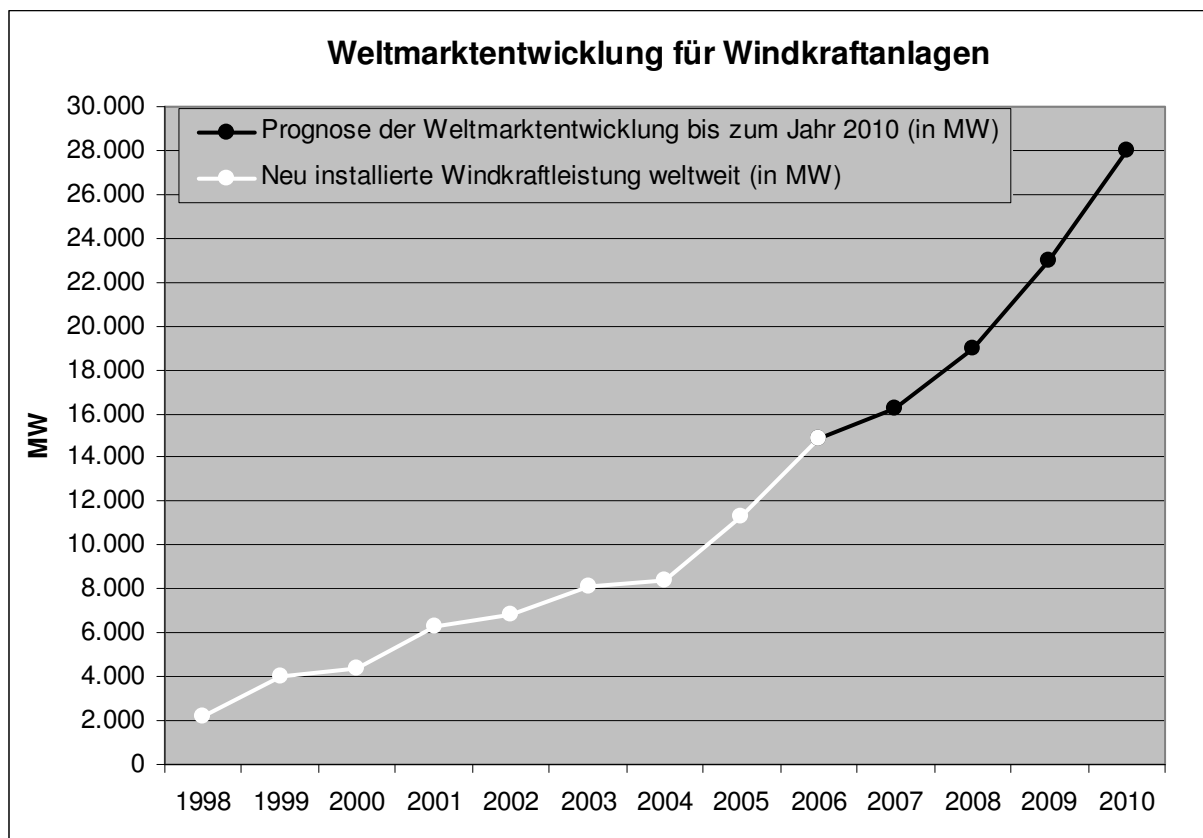


Abb. 2-g: Weltweite neu installierte Windkraftleistung im Zeitraum 1998-2006 und Prognose der Marktentwicklung bis zum Jahr 2010 [2.33] (Eigene Darstellung).

2.2.1 Weltweite Marktentwicklung für Windkraftanlagen

Die jährlich neu installierte Windkraftleistung stieg im Zeitraum von 1993 bis 2006 von unter 500 MW [2.32] auf 14.900 MW [2.33] bzw. 15.016 MW [2.34] im Jahr 2006. Die jährlichen Wachstumsraten lagen im Zeitraum 1998 bis 2006 zwischen 3% im Jahr 2004 und 84% im Jahr 1999. In den Jahren 2005 und 2006 wurde ein Wachstum von mehr als 30% verzeichnet [Abb. 2-g]. Die Volatilität der Wachstumsrate hängt mit der ehemals hohen Abhängigkeit von nur wenigen Absatzmärkten zusammen, die sich aber aufgrund der Bildung einiger neuer Absatzmärkte derzeit abschwächt [Abb. 2-h].

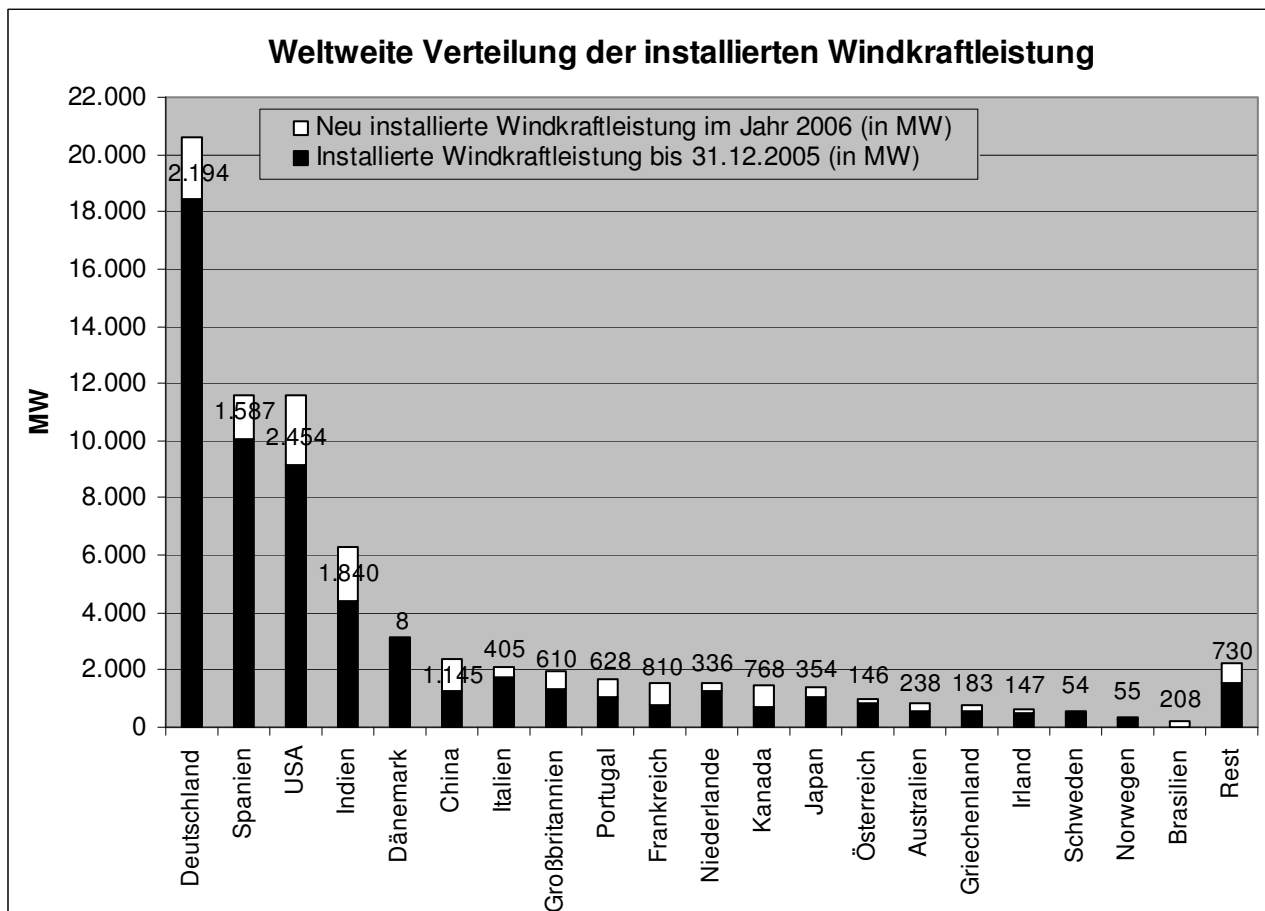


Abb. 2-h: Installierte Windkraftleistung in den zwanzig Länder mit der größten installierten Windkraftleistung (Stand 31.12.2006) [2.33] (Eigene Darstellung).

In den 1990er Jahren wurden im Pionierland Dänemark, sowie in Deutschland, Spanien und in Indien Rahmenbedingungen geschaffen, die eine signifikante Zunahme der Windkraftnutzung zur Stromerzeugung ermöglichten. In den USA war die Entwicklung der Windenergienutzung, die durch die erste Ölpreiskrise 1973 ausgelöst worden war und zu Beginn der 1980er den Höhepunkt erreichte, nach dem Auslaufen der Kreditprogramme Mitte der 1980er Jahre praktisch zum Erliegen gekommen [2.35]. Erst zu Beginn des 21. Jahrhunderts kam es zu einer deutlichen Wiederbelebung des US-amerikanischen Windenergiemarkts.

Tab. 2-c: Die fünf größten Windenergieabsatzmärkte der Jahre 1997 und 2006 [2.32], [2.33].

Windenergienutzung im Jahr 1997	Gesamte installierte Leistung (31.12.1997)	Anteil an weltweit installierter Leistung	Im Jahr 1997 installierte Neuleistung	Anteil an weltweit installierten Neuleistung im Jahr 1997
	(MW)	(%)	(MW)	(%)
Deutschland	2.081	26,56	533	34,04
USA	1.511	19,28	29	1,85
Dänemark	1.116	14,24	285	18,20
Indien	940	12,00	120	7,66
Spanien	512	6,53	262	16,73
Gesamtwert der fünf Länder	6.160	78,61	967	78,48
Welt	7.836	100,00	1.566	100,00
Windenergienutzung im Jahr 2006	Gesamte installierte Leistung (31.12.2006)	Anteil an weltweit installierter Leistung	Im Jahr 2006 installierte Neuleistung	Anteil an weltweit installierter Neuleistung im Jahr 2006
	(MW)	(%)	(MW)	(%)
Deutschland	20.622	27,90	2.194	14,72
Spanien	11.615	15,72	1.587	10,65
USA	11.603	15,70	2.454	16,47
Indien	6.270	8,48	1.840	12,35
Dänemark	3.136	4,24	8	0,05
Gesamtwert der fünf Länder	53.246	72,05	8.083	54,25
Welt	73.904	100,00	14.900	100,00

Tab 2-c zeigt, dass die genannten fünf Länder, die im Jahr 1997 rund 78% der gesamten weltweit installierten Windenergieleistung aufwiesen, auch im Jahr 2006 mit einem Anteil von ca. 72% die fünf Länder mit den größten Windstromerzeugungskapazitäten waren.

Der Weltmarktanteil dieser fünf Länder, gemessen an der jährlich neu installierten Leistung, ist hingegen von rund 78% im Jahr 1997 deutlich auf ca. 54% im Jahr 2006 gesunken. Während Deutschland, Spanien, USA und Indien im Jahr 2006 Weltmarktanteile zwischen 10% und 17% aufwiesen, brach der dänische Windmarkt nach Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen infolge eines Regierungswechsels im Jahr 2001 zusammen¹⁵. Die zunehmende Bedeutung neuer Absatzmärkte spiegelt sich in Abb. 2-h wieder. Vor allem China mit 1.145 MW (1.334 MW, [2.34]) neu installierter Leistung im Jahr 2006, aber auch Kanada, Frankreich, Portugal und Großbritannien mit jeweils über 600 MW Neuleistung, veranschaulichen die räumliche Expansion der Windkraftnutzung.

¹⁵ Der Weltmarktanteil Dänemarks an der neu installierten Windkraftleistung betrug im Jahr 2006 nur 0,05% (8 MW) [2.33].

2.2.2 Marktentwicklung für Windkraftanlagen in Brasilien

Brasilien verfügte bis einschließlich des Jahres 2005 über eine netzgekoppelte Windkraftleistung von 28,55 MW. Im Jahr 2002 wurde in Brasilien das Förderprogramm für erneuerbare Energien PROINFA verabschiedet, in dessen Rahmen bis 31.12.2006 insgesamt 54 Windenergieprojekte mit einer Gesamtleistung von 1.423 MW Windenergie installiert werden sollten [2.36], [2.37], [2.38], [Kap. 7]. Bis zum oben genannten Datum wurden allerdings lediglich knapp 15% des geplanten Kapazitätsausbaus umgesetzt [2.11]. Mit einer Neuleistung von 208,6 MW im Jahr 2006 hat sich die Windkraftleistung Brasiliens trotz der verzögerten Umsetzung des PROINFA binnen einen Jahres vervielfacht¹⁶. Brasilien befindet sich im Jahr 2006 in Bezug auf die installierte Gesamtleistung mit 237,15 MW weltweit auf dem zwanzigsten Rang und hinsichtlich der neu installierten Leistung im Jahr 2006 auf Rang vierzehn [Abb. 2-h]. Dieser positive Trend könnte, wenn eine weitgehende Umsetzung des PROINFA gelingt, sich in den nächsten zwei Jahren fortsetzen. Aufgrund der im Leistungsumfang begrenzten Förderung des PROINFA ist eine mittelfristige Prognose der Marktentwicklung nicht möglich. Sollte jedoch keine 2. Phase des PROINFA oder eine andere Form der Förderung verabschiedet werden, ist ein massiver Einbruch des brasilianischen Windmarktes vorherzusehen [Kap. 4].

Tab. 2-d: Windkraftanlagen in Brasilien [2.11], [2.39] (Stand 31.12.2006).

Bezeichnung des Windkraftwerks	Leistung (in kW)	Anzahl WEA / Leistung pro Anlage (Anzahl x kW)	In- betrieb- nahme (Jahr)	Standort (Gemeinde / Bundesstaat)
UEE Experimental do Morro do Camelinho	1.000	4 x 250	1994	Gouveia / Minas Gerais (MG)
UEE Prainha	10.000	20 x 500	1999	Aquiraz / Ceará (CE)
UEE Taíba	5000	10 x 500	1999	São Gonçalo do Amarante / Ceará (CE)
UEE Palmas	2.500	5 x 500	1999	Palmas / Paraná (PR)
UEE Olinda	225	1 x 225	1999	Olinda - Pernambuco (PE)
UEE de Fernando de Noronha	225	1 x 225	2000	Fernando de Noronha / Pernambuco (PE)
UEE Mucuripe	2.400	4 x 600	2002	Fortaleza / Ceará (CE)
UEE Bom Jardim da Serra	600	1 x 600	2002	Bom Jardim da Serra / Santa Catarina (SC)
UEE Horizonte	4.800	8 x 600	2003	Água Doce / Santa Catarina (SC)
UEE Macau	1.800	3 x 600	2004	Macau / Rio Grande do Norte (RN)
UEE Água Doce	9.000	15 x 600	2006	Água Doce / Santa Catarina (SC)
UEE RN 15 - Rio do Fogo	49.600	62 x 800	2006	Rio do Fogo / Rio Grande do Norte (RN)
UEE Osório	50.000	25 x 2000	2006	Osório / Rio Grande do Sul (RS)
UEE Sangradouro	50.000	25 x 2000	2006	Osório / Rio Grande do Sul (RS)
UEE Índios	50.000	25 x 2000	2006	Osório / Rio Grande do Sul (RS)

¹⁶ Bis 31.12.2008 sollen die restlichen Projekte des PROINFA in Betrieb genommen werden [2.38].

Für die Entwicklung einer nationalen Windkraftindustrie ist die Entwicklung des eigenen Binnenmarktes von großer Bedeutung. Die fünf Weltmarktführer Vestas (Dänemark, Marktanteil 28,2%), Gamesa (Spanien, 15,6%) und GE Wind (USA, 15,5%), Enercon (BRD, 15,4%) und Suzlon (Indien, 7,7%) kommen aus den Ländern mit der höchsten installierten Windkraftkapazität. Mit Goldwind (Marktanteil: 2,8%) befindet sich im Jahr 2006 zum ersten Mal ein Unternehmen aus China unter den zehn Weltmarktführern, die einen Marktanteil von 95,2% der weltweiten installierten Neukapazitäten im Jahr 2006 hatten [2.34].

Trotz eines bis zum Jahr 2006 kaum entwickelten brasilianischen Binnenmarktes produziert die Wobben Windpower Ind. e Com. Ltda. seit 1996 Windkraftanlagen in Sorocaba im Bundesstaat São Paulo, in der die Windkraftgeneratoren E-48 (800 kW) und E-70 (2000 kW) sowie Rotorblätter produziert werden. Wobben Windpower, eine Tochterfirma der Enercon GmbH, eröffnete im Jahr 2002 einen weiteren Produktionsstandort für Windkraftrotorblätter in Pecém im Bundesstaat Ceará, wo seit 2005 auch Zementtürme für den Binnenmarkt produziert werden [2.39]. Von den insgesamt 237,15 MW¹⁷ in Brasilien installierter Leistung sind 235,7 MW oder 99,4% der Windkraftleistung von Wobben Windpower¹⁸ hergestellt worden, dem derzeit einzigen Produzenten von Windkraftgroßanlagen in Südamerika. Die Monopolstellung hängt auch mit der Konzeption des Förderprogramms PROINFA zusammen, in dem ein Nationalisierungsgrad von mindestens 60% vorge-schrieben wird [Kap.4], [Kap.7]. Diese Voraussetzung erfüllen zurzeit nur die Anlagen von Wobben Windpower (Stand: 31.12.2006)¹⁹.

Ebenfalls in Sorocaba produziert die TECSIS Tecnologia e Sistemas Avançados seit über einem Jahrzehnt Rotorblätter, z. B. für den US-amerikanischen Windkraftanlagenbauer GE Wind. Das brasilianische Unternehmen TECSIS, ursprünglich ausschließlich ein Hersteller von Industrieventilatoren, produziert die Rotorblätter bisher ausnahmslos für die Exportmärkte vor allem in Europa und Nordamerika. Nach Angaben des Unternehmens sind weltweit in mehr als 4.000 Windkraftanlagen Rotorblätter von TECSIS in Betrieb [2.42].

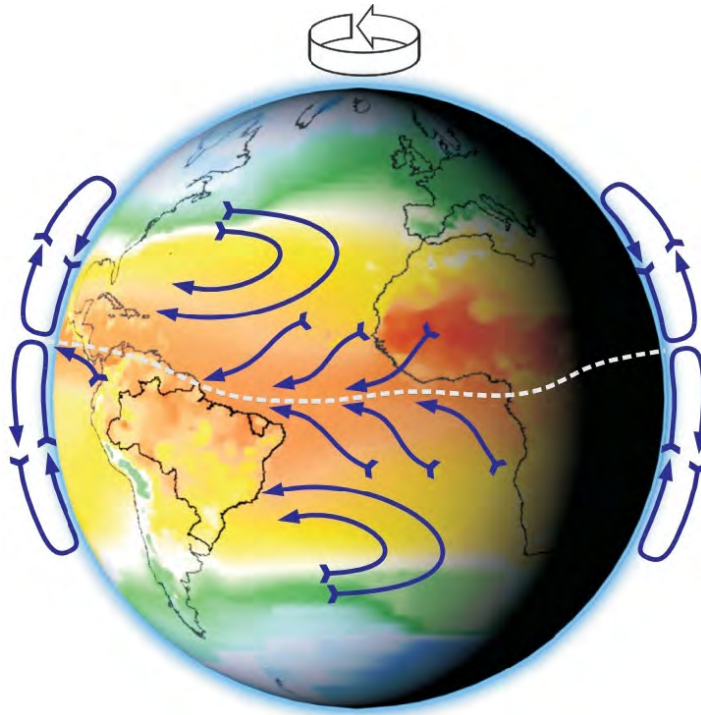
¹⁷ 236,9 MW sind davon netzgekoppelte Anlagen (Tab. 3-a). Die UEE de Fernando de Noronha mit einer Leistung von 0,225 ist in ein Inselnetz integriert. Die Gesamtleistung der brasilianischen Windkraftanlagen ($\geq 0,225$ kW) beträgt demnach, gerundet auf zwei Stellen nach dem Komma, 237,15 MW.

¹⁸ Seit 2002 beträgt der Marktanteil von Wobben Windpower am brasilianischen Markt für Windkraftgroßanlagen 100% [2.39].

¹⁹ Die Monopolstellung wird voraussichtlich nur bis in das zweite Halbjahr des Jahres 2007 fortbestehen, da die Fuhr-länder AG die Errichtung einer Produktionsstätte für Windkraftanlagen des Typs FL 1000 (1 MW) und darauf folgend des Typs FL 1500 (1,5 MW) im Bundesstaat Ceará im Nordosten Brasiliens begonnen hat [2.40], [2.41].

2.2.3 Potenziale der Windkraftnutzung in Brasilien

Die Windverhältnisse in Brasilien werden durch die globalen Luftmassenzirkulationen der Hadley-Zelle und des Südostpassats sowie einem subtropischen Hochdruckgebiet über dem Atlantik geprägt.



Das generelle Profil der atmosphärischen Zirkulationen, wie es in Abb. 2-i dargestellt ist, wird lokal und regional durch Faktoren wie den Küstenverlauf und das Relief signifikant beeinflusst. Beginnend im äußersten Norden Brasiliens werden im Folgenden die Gebiete mit den für eine energetische Nutzung günstigsten Windverhältnissen genannt.

Abb. 2-i: Hauptwindzirkulationen [2.43].

2.2.3.1 Regionen/Zonen mit günstigen Windverhältnissen

In der Serra Pacaraima im Bundesstaat Roraima gibt es eine isolierte Gebirgsregion mit guten Windbedingungen mit durchschnittlich 8 bis 10 m/s (Zone 1), [Abb. 2-j].

Eine Großregion mit durchschnittlichen Windstärken zwischen 6 und 9 m/s befindet sich im Nordosten Brasiliens und umfasst den Küstenstreifen der Bundesstaaten Maranhão, Piauí, Ceará und Rio Grande do Norte (Zone 2). Neben dem Südostpassat prägt tagsüber eine intensive Meer-Land-Zirkulation die Windverhältnisse dieser Region. Die geringe Vegetation im niederschlagsarmen Nordosten führt zu einer starken Erwärmung der Landoberfläche, - besonders in Ceará und Rio Grande do Norte -, und damit zu einer stärkeren Ausprägung der Land-Meer-Temperaturdifferenz.

Die von Nordosten nach Südosten verlaufenden Höhenzüge in einer Entfernung bis 1000 km von der brasilianischen Küstenlinie bieten ebenfalls gute Windbedingungen. Punktuell werden an den höchsten Gipfeln der Chapada Diamantina und der Serra do Espinhaço in Folge der vertikalen Kompression von Luftmassen lokal Windgeschwindigkeiten zwischen 6,5 m und 8 m/s gemessen (Zone 3).

Der Küstenstreifen zwischen 21° und 23° südlicher Breite (Süden des Bundesstaats Espírito Santo bis Nordosten des Bundesstaats Rio de Janeiro) steht bereits unter Einfluss einer subtropischen Hochdruckzone über dem Atlantik, die eine Zirkulation aus östlichen Richtungen auslöst. Wegen des Küstengebirges entsteht ein Luftmassenstau, der zu einer Verstärkung der Winde bei gleichzeitiger Ablenkung Richtung Süden führt. Die Windgeschwindigkeiten betragen in diesem Gebiet ca. 7,5 m/s (Zone 4).

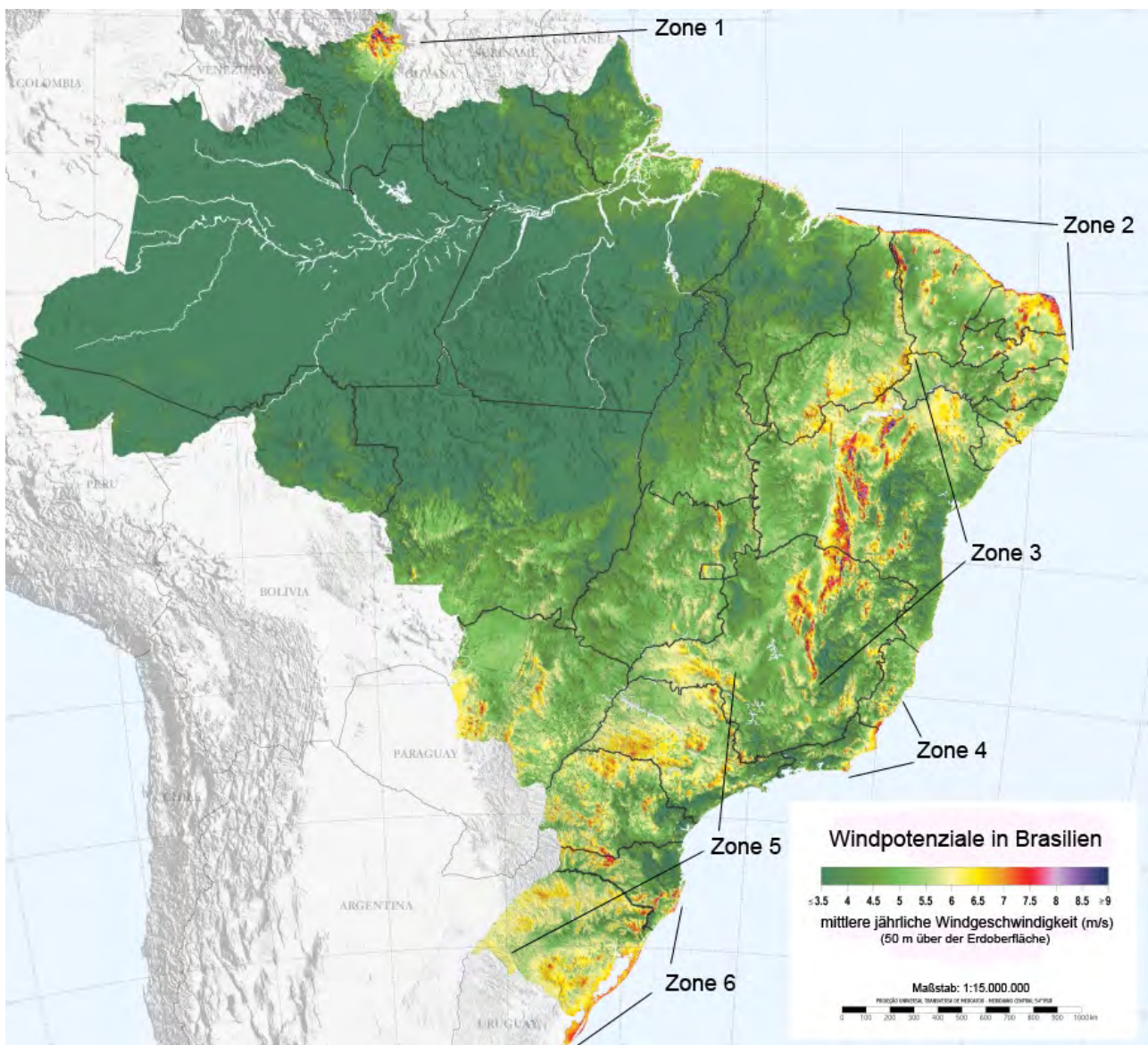


Abb. 2-j: Windpotenziale in Brasilien [2.43] (Zoneneinteilung durch Verfasser).

Der Druckgradient zwischen der Tiefdruckzone im Nordosten Argentinien und dem subtropischen Hochdruckgebiet über dem Atlantik führt auch im Süden Brasiliens zu einem dauerhaften Luftmassenabfluss aus östlichen Richtungen, der in der Regel zu Windgeschwindigkeiten von 5,5 bis 6,5 m/s über weiten Teilen dieser Region führt. An den höchsten Erhebungen dieser Region und in den Hochebenen mit geringerer Rauigkeit der

Oberflächen, wie den Campos de Palmas, werden durchschnittliche Windgeschwindigkeiten zwischen 7 und 8 m/s erreicht (Zone 5).

Ebenfalls Windgeschwindigkeiten über 7 m/s werden an der Südküste Brasiliens erreicht, wo das allgemeine Windregime durch See-Land-Winde tagsüber infolge der unterschiedlichen Erwärmung der Oberflächen verstärkt wird (Zone 6) [2.43]²⁰.

FEITOSA et al. kommen zu ähnlichen Ergebnissen in Bezug auf die mittleren Windgeschwindigkeiten in den Zonen 2 bis 6. Eine ausgeprägte Zone 1 spiegelt sich hingegen nicht in ihren Forschungsergebnissen wieder [2.45]²¹.

Neben den Windverhältnissen ist die Verbrauchernähe ein wichtiger Kostenfaktor für die Nutzung von Erneuerbare-Energien-Potenzialen, da sich die Entfernung zwischen Produktion und Verbrauch auf die Transmissionskosten und die Netzanschlusskosten auswirkt.

2.2.3.2 Bevölkerungsdichte als Indikator für Verbrauchernähe

Brasilien ist mit durchschnittlich ca. 20 Einwohnern pro km² ein dünn besiedeltes Land [2.44]. Die Bevölkerung ist sehr ungleich verteilt und konzentriert sich primär auf den über 7.000 km langen Küstenstreifen, wie Abb. 2-k verdeutlicht.

Neben den größten Agglomerationen Brasiliens, São Paulo (11 Mio.) und Rio de Janeiro (6,1 Mio.) im Südosten des Landes, der mit 78,5 Mio. Einwohnern bevölkerungsreichsten Großregion, konzentriert sich die Bevölkerung im Besonderen im Nordosten Brasiliens, wo die Geburtenrate mit 2,6 zudem deutlich über dem landesweiten Durchschnitt von 2,3 Kindern pro Frau liegt (Stand: 2000) [2.46]. Wichtigste Wachstumspole der mit rund 51 Millionen Einwohnern zweitbevölkerungsreichsten Großregion sind die Küstenstädte Fortaleza (2,3 Mio.), Recife (1,5 Mio.) und Salvador, der mit 2,7 Mio. Einwohnern drittgrößten Stadt Brasiliens (Stand: 01.07.2006) [2.47], (Stand: 2005) [2.48]. Die Nutzung der Windkraft bietet sich im Hinblick auf eine verbrauchernahe Produktion vor allem in den dichter besiedelten Küstenzonen 2, 4 und 6 an.

²⁰ Grundlage des *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro* von LEITE DE SÁ et al. sind Daten des Zeitraums 1983-1999, die mit der Software MesoMap ausgewertet wurden, das auf dem Simulationssystem MASS (*Mesoscale Atmospheric Simulation System*) basiert. Detaillierte Informationen über die Methodologie bei der Analyse der Windverhältnisse sind auf den S. 19ff des *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro* zu finden [2.43].

²¹ Grundlage des *Panorama do potencial eólico no Brasil* von FEITOSA et al. sind Daten des Zeitraums 1979-1997. FEITOSA et al. haben das Simulationssystem MM5 (*Mesoscale Meteorology Model 5*) bei ihren Forschungen verwendet. Detaillierte Informationen über die Methodologie im Rahmen der Analyse der Windverhältnisse sind auf den S. 25ff zu finden [2.45].

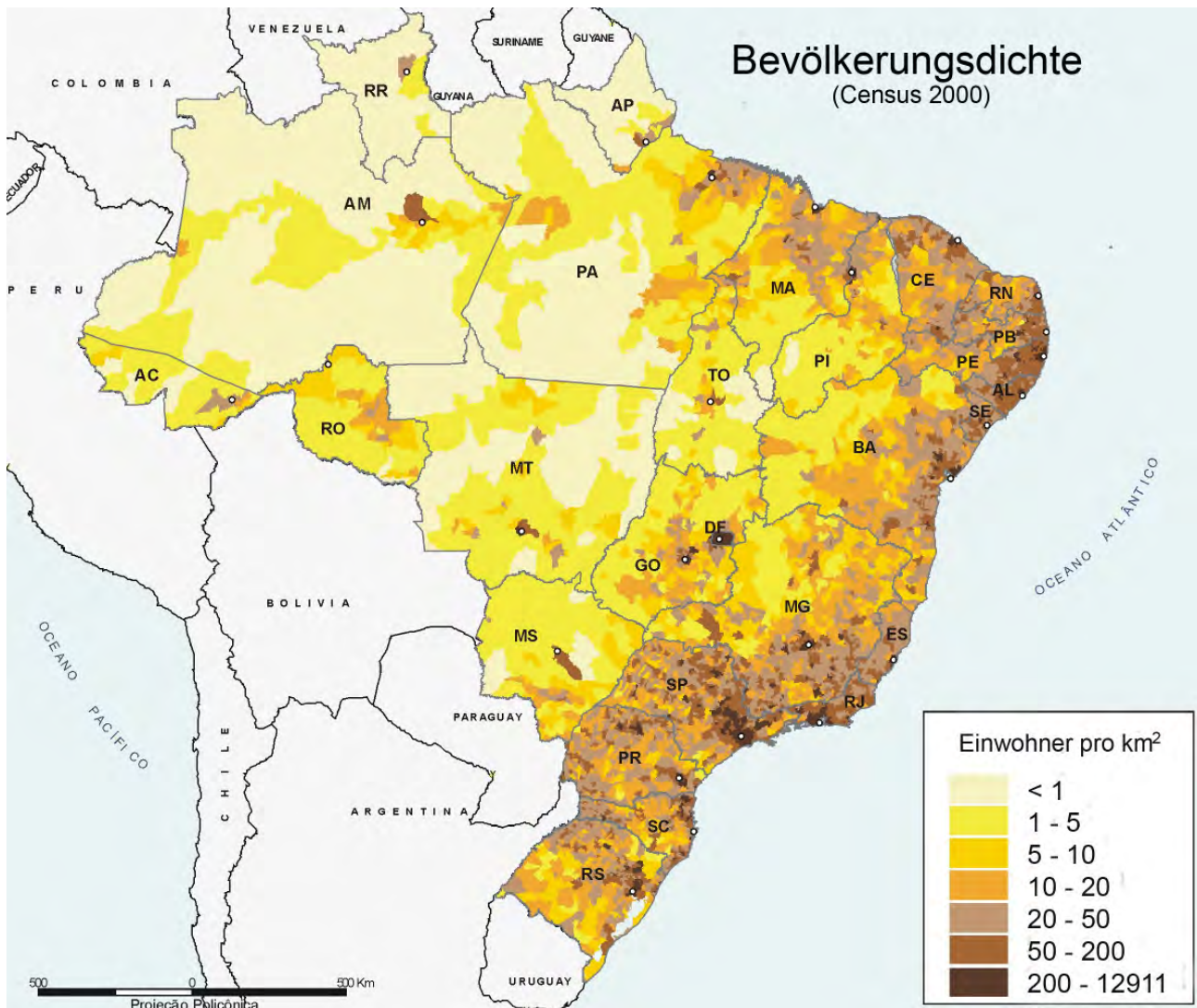


Abb. 2-k: Bevölkerungsdichte in Brasilien [2.44].

2.2.3.3 Semiarider Nordosten als potenzielle Vorrangregion

Ein weiterer wichtiger Faktor für die Nutzung der Windenergiepotenziale ist die Verfügbarkeit alternativer Energieressourcen in der jeweiligen Region. Die Stromerzeugung Brasiliens, dem Land mit den weltweit größten Süßwasserreserven, basiert seit Jahrzehnten auf der Wasserkraft (Kap. 3). Die Niederschläge sind über das brasilianische Territorium ungleich verteilt. Im semiariden bis ariden Nordosten gibt es eine ausgedehnte Trockenzeit, die von Juni/Juli bis November andauert. Abb. 2-l. zeigt, dass in weiten Teilen des Nordostens sechs oder mehr Trockenmonate²² vorherrschen. Im Besonderen in diesen semiariden und ariden Gebieten im Nordosten Brasiliens, in denen die Wasserressourcen im Hinterland und besonders in den Bundesstaaten Piauí, Ceará und Rio Grande do Norte

²² Es handelt sich um Trockenmonate (aride Monate), wenn die potenzielle Verdunstung die Niederschlagsmenge übersteigt.

saisonal stark begrenzt sind, stellt die Windkraft eine sinnvolle Ergänzung zum derzeitigen auf Wasserkraft basierenden Kraftwerkspark dar²³.

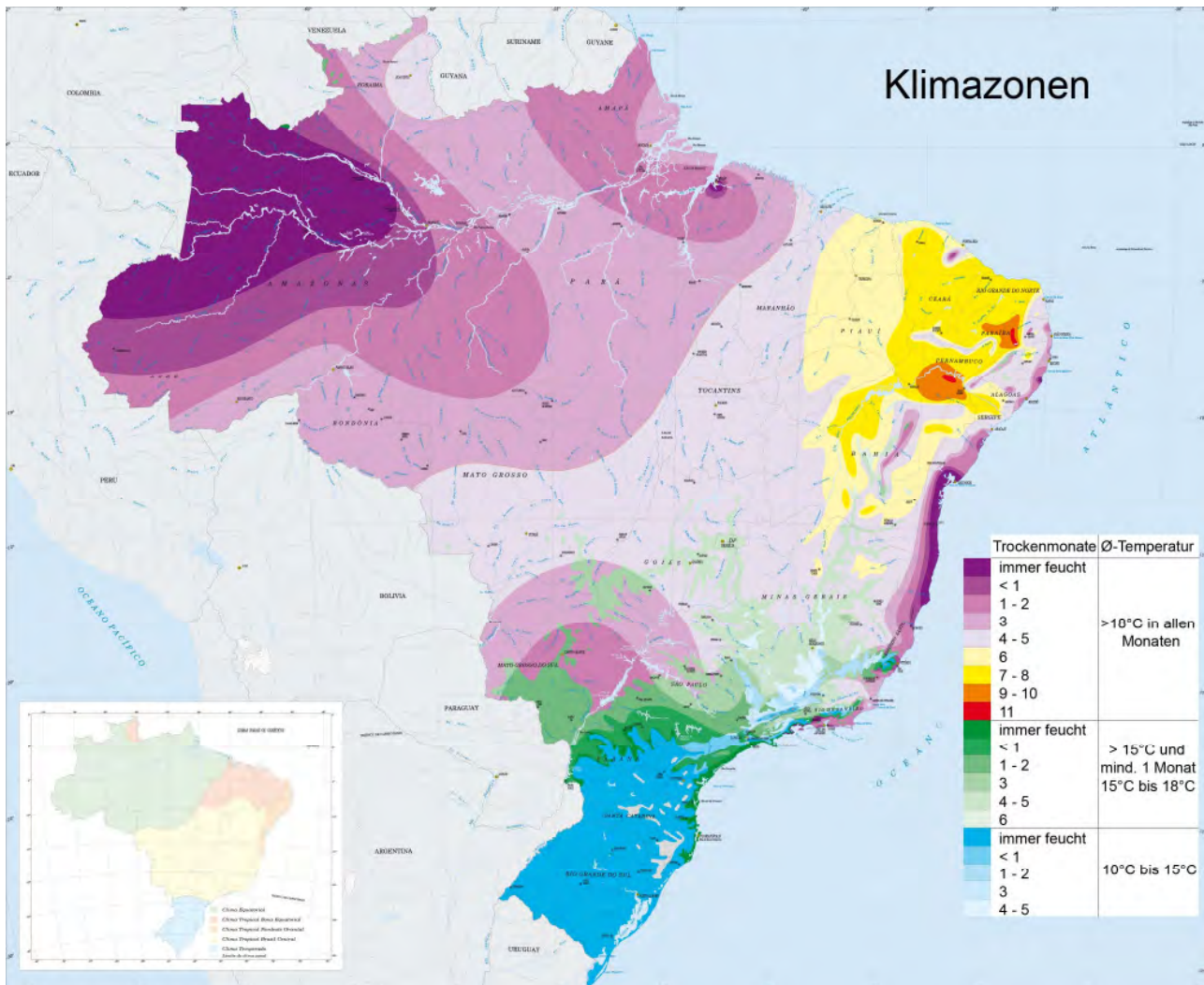


Abb. 2-l: Die klimatische Gliederung Brasiliens [2.49].

Ein weiteres Argument für die Windkraftnutzung im Nordosten Brasiliens liegt in der saisonalen Verfügbarkeit. Vor allem in den Küstenbereichen des Nordostens von Pará/Amapá bis Rio Grande do Norte treten die höchsten durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in der zweiten Hälfte der Trockenzeit von September bis November auf (Abb. 2-m). Wind- und Wasserkraftpotenziale ergänzen sich in dieser Großregion im Jahresverlauf²⁴.

In der Region Nordosten, welche die Zone 2 und rund zwei Drittel der Zone 3 einschließt (Abb. 2-j), befindet sich mit geschätzten 75,0 GW (144,3 TWh/Jahr) mehr als die Hälfte

²³ In den Regionen Norden, Nordosten und Südosten/Mittlerer Westen wird in der Regel im November der niedrigste Wasserstand in den Speicherbecken der Wasserkraftwerke gemessen. In Südbrasilien gibt es hingegen keine ausgeprägte Trockenzeit [Abb. 3-e].

²⁴ Während der Trockenmonate hemmen die absteigenden Luftmassen des Südostpassats die Konvektion und damit die Bildung von Niederschlägen [2.50].

des gesamten Windkraftpotenzials Brasiliens (143,5 GW, 272,2 TWh/Jahr), definiert durch mittlere jährliche Windgeschwindigkeiten von größer als 7 m/s [2.43]²⁵.

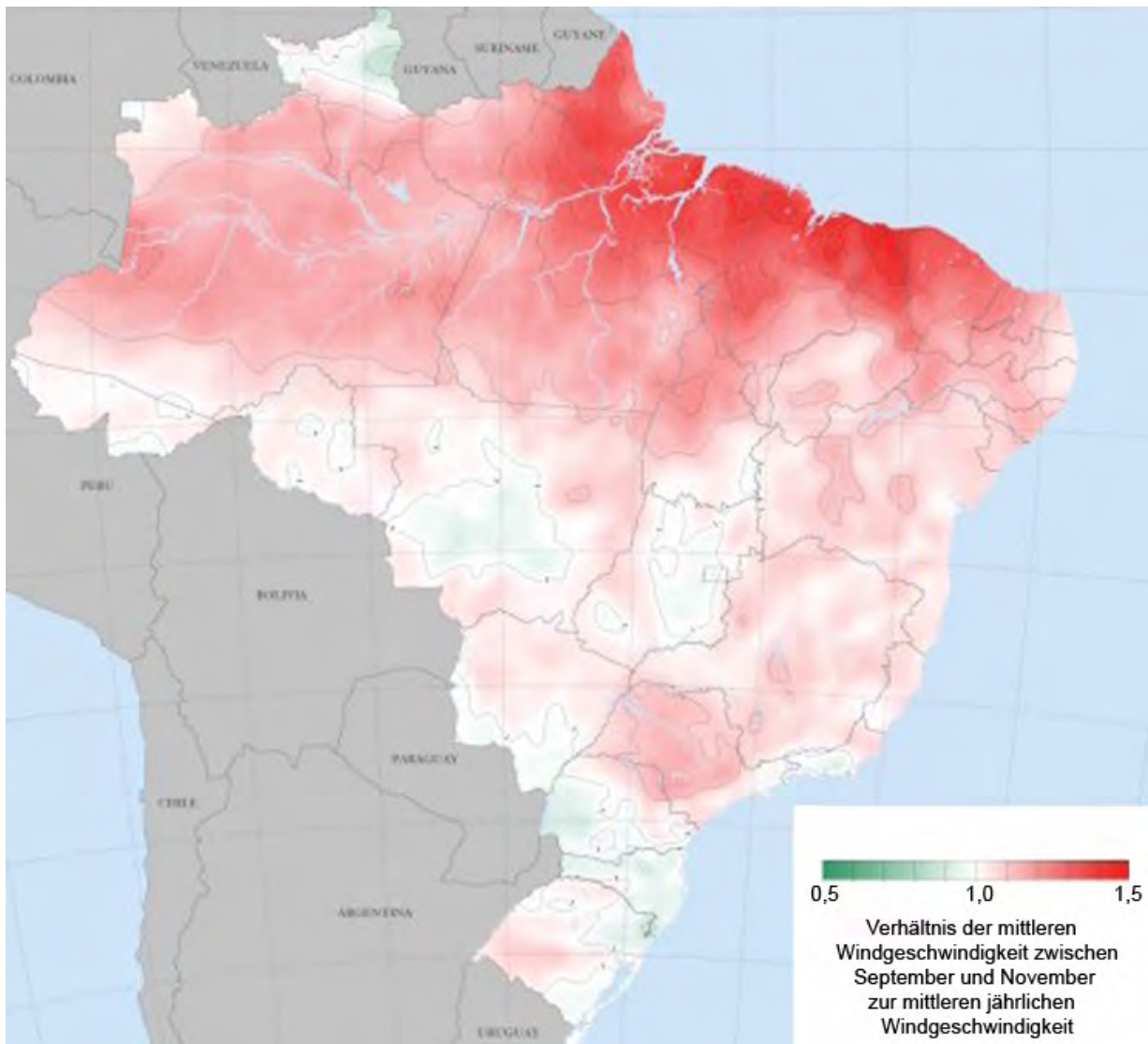


Abb. 2-m: Saisonale Ausprägung des Windkraftpotenzials in Brasilien. Mittlere Windgeschwindigkeit von September bis November dividiert durch die mittlere jährliche Windgeschwindigkeit [2.43].

²⁵ Das Potenzial wurde für eine Dichte von 2 MW Windkraftkapazität pro km² berechnet und einer Verfügbarkeit der Anlagen von 98% [2.43].

2.3 Entwicklungsperspektiven für die Nutzung der fluktuierender Energiequellen Windkraft und Solarstrahlung in Brasilien

Bei einem Kostenvergleich der konkurrierenden Stromerzeugungstechnologien ist die Photovoltaik auch mittelfristig nur in Inselsystemen vor allem in entlegenen Regionen ohne Netzanschluss eine konkurrenzfähige Alternative [Kap. 2.1.3].

Lediglich eine politische Entscheidung über die Einführung einer Fördergesetzgebung für Photovoltaik als Zukunftsinvestition in eine umweltfreundliche und von fossilen Ressourcen unabhängige diversifizierte Stromversorgung könnte der Entwicklung eines brasilianischen Photovoltaikmarktes in den nächsten Jahren entscheidende Impulse geben. Die Chancen für eine derartige politische Entscheidung werden in Kap. 4 analysiert.

Die Erzeugungskosten des Windstroms in Brasilien liegen in der Regel derzeit ebenfalls über den Erzeugungskosten konkurrierender Stromerzeugungstechnologien, sind jedoch deutlich geringer als die der Photovoltaik [Kap. 3.4]. Im Gegensatz zur Photovoltaik wurde die marktnähere Windkraft in das Förderprogramm PROINFA, ein *Feed-In Law* angelehnt an die europäischen Einspeisegesetze, integriert. Bis zum 31.12.2008 sollen insgesamt 1.423 MW Windkraftleistung in Brasilien ans Netz angeschlossen werden [2.38], wovon im Jahr 2006 bereits 208 MW installiert worden sind [Tab. 2-d]. Bis zum Jahr 2022 sollen die erneuerbaren Energiequellen Windkraft, Biomasse und Kleinwasserkraft (≤ 30 MW) einen Anteil von 10% am brasilianischen Strommix ausmachen [2.36]. Welchen Anteil ggf. die Windkraft daran haben wird, hängt unmittelbar von den zukünftigen rechtlichen Rahmenbedingungen ab, die sich im politischen Prozess entwickeln [Kap. 4]. Der Ausbau der Windkraftkapazitäten zur Ergänzung des wasserkraftbasierten Kraftwerksparks wäre eine adäquate Maßnahme zur Verhinderung von Stromrationierungen wegen Wassermangels wie im Jahr 2001 [Kap. 3.2.3].

3 Strukturelle Rahmenbedingungen des brasilianischen Stromsektors für die Nutzung erneuerbarer Energien

Die Entwicklung der brasilianischen Stromversorgung im Laufe des zwanzigsten Jahrhunderts war, aufgrund der enormen territorialen Ausdehnung Brasiliens und der schon vor Beginn der Elektrifizierung ausgeprägten räumlichen Disparitäten, eine besondere Herausforderung für Politik und Wirtschaft. Der brasilianische Kraftwerkspark wird nach seiner starken Expansion vor allem in den 1970er Jahren weiterhin von der Großwasserkraft dominiert. Mit 68,9% der netzintegrierten Erzeugungskapazität macht die Großwasserkraft trotz verstärkter Diversifizierungstendenzen seit der Stromkrise 2001 rund 2/3 der Gesamtleistung und über 80% der Stromerzeugung in Brasilien aus [Tab. 3-a], [Abb. 3-f].

Tab. 3-a: Netzintegrierte Kraftwerkskapazität in Brasilien (Stand: 03.01.2007) [3.1].

*Abfallprodukt der Papierindustrie.

Kraftwerkstyp	Anzahl	(MW)	%	Energieträger / Kraftwerkstyp (detailliert)	Anzahl	(MW)	%
Wasserkraft	633	73.558,5	70,5	Kleinwasserkraft (<= 1 MW)	202	106,8	0,1
				Kleinwasserkraft (> 1 - 30 MW)	275	1.566,3	1,5
				Großwasserkraft (> 30 MW)	156	71.885,4	68,9
Biomassekraftwerke	269	3.692,8	3,5	Zuckerrohr-Bagasse	226	2.656,8	2,6
				Black liquor*	13	785,3	0,8
				Holz	26	224,3	0,2
				Biogas	2	20,0	0,0
				Reishülsen	2	6,4	0,0
Windkraft	15	236,9	0,2	Wind	15	236,9	0,2
Photovoltaik	1	0,02	0,0	Solarstrahlung	1	0,02	0,0
Gaskraftwerke	101	10.798,5	10,4	Erdgas	74	9.859,9	9,5
				Prozessgas	27	938,6	0,9
Ölkraftwerke	566	4.460,5	4,3	Diesel	546	3.052,9	2,9
				Residualöle	20	1.407,5	1,4
Atomkraftwerke	2	2.007,0	1,9	Uran	2	2.007,0	1,9
Kohlekraftwerke	7	1.415,0	1,4	Steinkohle	7	1.415,0	1,4
Import	-	8.170,0	7,83	Importland			
				Paraguay	-	5.650,0	5,4
				Argentinien	-	2.250,0	2,2
				Venezuela	-	200,0	0,2
				Uruguay	-	70,0	0,1
Total	1.594	104.339,0	100		1.594	104.339,0	100

In den zu den Wasserkraftwerken gehörigen Speicherbecken können Wassermengen aufgestaut werden, die bei Durchlaufen der Wasserkraftwerke ca. 194.000 GWh Strom entsprechen. Der brasilianische Stromsektor verfügt demnach über große Energiespeicher, welche die komplementäre Nutzung von fluktuierenden Energiequellen wie der Wind- und Solarenergie bei entsprechendem Netzausbau in großem Umfang ermöglichen. Die besten Windstandorte [Kap. 2.2.3] befinden sich verbrauchernah in der Küstenregion, die den

Hauptsiedlungsraum Brasiliens darstellt. Die Grundstruktur des brasilianischen Stromsektors ist somit geeignet für eine Integration der fluktuierenden Stromproduktion aus Windkraft.

Im folgenden Kapitel wird zunächst ein kompakter Abriss über die Strukturentwicklung des brasilianischen Stromsektors gegeben, der unerlässlich für das Verständnis der aktuellen Struktur des brasilianischen Stromsektors ist [Kap. 3.1], [Kap. 3.2], [Kap. 3.3]. Dabei werden im Besonderen die wechselnden regulativen Rahmenbedingungen, welche die Finanzierung des Stromsektors bzw. die Kommerzialisierung des Stroms betreffen, als Hauptentwicklungsfaktor betrachtet. Eine weitere Hauptdeterminante der Nutzung erneuerbarer Energien ist das Niveau der Stromerzeugungspreise, das in Kap. 3.4 näher untersucht wird.

3.1 Die staatlich gesteuerte Expansion des Stromsektors (1950-1993)

In den 40er Jahren des letzten Jahrhunderts führte der starke Anstieg der Stadtbevölkerung, die fortschreitende Industrialisierung und die Entwicklung des Handels- und Dienstleistungssektors zu einem Anstieg der Stromnachfrage, welche die Expansion des Kraftwerksparks deutlich überstieg und zu einer signifikanten Unterversorgung zu Beginn der 50er Jahre des 20. Jahrhunderts führte. Die großen urbanen Zentren São Paulo, Rio de Janeiro, Belo Horizonte und Vitória waren davon besonders betroffen. In Fabriken, Hotels, Kinos und auch in Büro- und Geschäftsgebäuden wurden zunehmend eigene Generatoren installiert. 1954 wurden ca. 20% der elektrischen Energie in São Paulo von den Konsumenten selbst produziert. Die zunehmenden Rationierungen und Blackouts und die damit verbundenen wirtschaftlichen Folgen rückten die bereits in den 40er Jahren begonnene Diskussion zwischen den Befürwortern einer Verstaatlichung des Stromsektors einerseits und den Verfechtern einer privaten Stromversorgung sowie der Beteiligung ausländischen Kapitals andererseits in den Vordergrund. Während dieser Auseinandersetzung einigten sich die brasilianische Staatsregierung und die Regierungen der Bundesstaaten auf eine Reorganisierung des Stromsektors auf staatlich/bundesstaatlicher Basis [3.2]. Wichtige Faktoren für diese Entscheidung waren nach PAIXÃO die unzureichenden Finanzmittel und das Desinteresse der brasilianischen Unternehmer an Investitionen in den Stromsektor, die dem Industrialisierungsziel der brasilianischen Regierungen entgegenstanden [3.3]. Zwischen 1954 und 1964 konstituierten sich in fast allen Bundesstaaten eigene Energieversorgungsunternehmen (EVUs), in welche die privaten Firmen zum Teil eingegliedert wurden. Als Vorbild dienten hierfür die bereits gegründeten bundesstaatlichen EVUs

CEEE (*Companhia Estadual de Energia Elétrica*) in Rio Grande do Sul, CHESF (*Companhia Hidro Elétrica do São Francisco*) in Pernambuco und CEMIG (*Companhia Energética de Minas Gerais*) in Minas Gerais. Die bundesstaatlichen EVUs waren in erster Linie für die Verteilung zuständig und werden im Folgenden vereinfachend als Verteilungsnetzbetreiber (VNB) bezeichnet. Transmission und Erzeugung lagen mehrheitlich in den Händen der vier Regionalunternehmen der staatlichen Holding Eletrobrás.

Im Jahr 1954 wurde der Nationalplan zur Elektrifizierung (*Plano Nacional de Eletrificação*) und die Gründung der Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. von der Regierung unter Führung Getúlio Vargas in den Kongress eingebracht. Die Eletrobrás sollte als staatliches Unternehmen mit nationalem Wirkungsraum mit der Hauptaufgabe der Umsetzung des Nationalplans der Elektrifizierung betraut werden. Aufgrund der starken Opposition der Befürworter eines privaten Stromsektors, die sogar Teile der Regierung einschloss, wurden die genannten Vorhaben erst im Jahr 1961 verabschiedet. Nach der Gründung des Ministeriums für Bergbau und Energie MME (*Ministério de Minas e Energia*) im Jahr 1960 und der Gründung der Eletrobrás im Jahr 1962 war die Basisstruktur des staatlichen brasilianischen Energiesektors definiert, die bis Mitte der 1990er Jahre weitgehend unverändert blieb [3.2], [3.4].

Mit der Gründung der Eletrobrás und des MME kam es zu einer Zentralisierung der Entscheidungs- und Finanzierungsstruktur des Stromsektors. Die Eletrobrás koordinierte nicht nur die Expansions-²⁶, Operations-²⁷, und Finanzplanung sowie die Verknüpfung des Stromsektors mit der Industrie, sondern kontrollierte auch die vier Regionalunternehmen²⁸ ELETRONORTE, CHESF, FURNAS und ELETROSUL, die im Geschäftsfeld der Transmission klassische Gebietsmonopolisten waren, sowie zwei VNB auf Bundesstaatsebene (Light und ESCELSA – *Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.*). Die Eletrobrás war zudem Teilhaber der anderen bundesstaatlichen EVUs und hielt 50% der Itaipu Binacional, des binationalen Wasserkraftwerks Itaipu, das heutzutage mit einer Leistung von 14 GW zu den größten der Welt zählt.

²⁶ Die GCPS - Koordinationsgruppe der Planung des Stromsektors übernahm die Abstimmung und Anpassung der Expansionspläne der EVUs untereinander unter Berücksichtigung der von der Eletrobrás aufgestellten Richtlinien und unter Sicherstellung der Kompatibilität mit der Energiepolitik [3.5].

²⁷ Die GCOI – Koordinationsgruppe des vernetzten Betriebs (*operação interligada*) war für die Betriebsplanung, Betrieb und die handelsspezifischen Fragestellungen im Spannungsfeld zwischen Erzeugungs- und Verteilungsebene zuständig. [3.6]

²⁸ Die staatlichen Regionalunternehmen CHESF, ELETRONORTE, ELETROSUL und FURNAS übernahmen eine Ausgleichsfunktion zwischen den bundesstaatlichen EVUs. Strommengenüberschüsse von bundesstaatlichen Firmen wurden von den Regionalversorgern gekauft und zusammen mit dem Strom aus eigenen Kraftwerken an bundesstaatliche EVUs verkauft, die den Strombedarf im eigenen Versorgungsgebiet nicht selber decken konnten.

Der zentralistisch organisierte staatliche Stromsektor blieb bis zur Verabschiedung der brasilianischen Verfassung im Jahr 1988 unangetastet; die finanzielle und strukturelle Neugliederung des Stromsektors wurde im Jahr 1993 eingeleitet.

Den Zeitraum von den Verstaatlichungsbemühungen im Jahr 1950 bis zur Einleitung der Neugliederung im Jahr 1993, unterteilt der Autor in Anlehnung an RODRIGUES et al. unter dem Gesichtspunkt der Finanzierung in fünf Phasen²⁹ [3.2].

3.1.1 Finanzierung durch staatliche Transferleistungen (1950-1967)

Bis zum Jahr 1953 waren die bis dahin größten gebauten Kraftwerke, die Wasserkraftwerke Paulo Alonso, Três Marias und Furnas, hauptsächlich aus Haushaltsmitteln finanziert worden. Zur Finanzierung des Stromsektors wurde 1953 per Gesetz der von der brasilianischen Entwicklungsbank BNDE³⁰ verwaltete FFE (Bundesfonds für Elektrifizierung) eingeführt, dessen Mittel sich aus 40% des Steueraufkommens aus dem IUEE (Einheitssteuer über Elektrische Energie) und des für den Stromsektor reservierten Anteils der Konsumsteuer (*Imposto do Consumo*) zusammensetzten. Die verbleibenden 60% des IUEE-Aufkommens gingen zur zweckgebundenen Anwendung im Stromsektor direkt an die Bundesstaaten und Gemeinden. Eine Vielzahl von Bundesstaaten gründete eigene Fonds zur Elektrifizierung. Subventionierte Langzeitkredite und Finanzressourcen in Form einer Aktionsbeteiligung wurden ebenfalls vom BNDE genehmigt. Internationale Entwicklungsbanken wie die BIRD oder die EXIMBANK finanzierten ebenfalls einige Projekte in dieser Initialphase. Im Jahr 1957 wurde die so genannte garantierte Vergütung (*remuneração garantida*) von 10% eingeführt und in der Tarifberechnung berücksichtigt [3.7]. Die garantierte Vergütung wurde für die allgemeine Stromversorgung aus Anlagen gezahlt, die mit Eigenmitteln errichtet worden waren. Zudem kam die garantierte Vergütung in der Bauphase einer Anlage zur Anwendung, indem der Zinssatz auf die Investitionskosten aufgeschlagen wurde [3.8]³¹.

²⁹ RODRIGUES et al. unterteilen den Zeitraum von 1950 bis 1990 grob in zwei Phasen, eine Initialphase (*fase inicial*), in der die Expansion des Stromsektors in erster Linie durch staatliche Transferleistungen finanziert wird (1950-1967), und eine Unternehmensphase (*fase empresarial*), in der Betrieb und Expansion des Stromsektors überwiegend mit Eigenmitteln gedeckt werden (1967-1990). Die Unternehmensphase unterteilen RODRIGUES et al. wiederum in drei Unterphasen, so dass sich insgesamt vier Phasen herausbilden. Die Zeitintervalle der ersten drei Phasen sind vom Autor übernommen worden, die vierte Phase „Verschärfung der Krise“ (*aceleração da crise*) 1980-1990 wurde in zwei Phasen Kap. 3.1.4 und Kap 3.1.5 untergliedert und bis zur Entschuldung des Stromsektors infolge des Gesetzes 8631/1993 ausgedehnt [3.2].

³⁰ heute BNDES.

³¹ Ab 1972 betrug die garantierte Vergütung 10 bis 12% [3.9]. Erst im Jahr 1993 wurde sie durch das *Lei 8.631* abgeschafft [Kap. 3.2.1].

Ab 1964 kam es nach der Gründung der zentralen Institutionen des Stromsektors, der Eletrobrás und des MME, zu einer umfassenden Veränderung der Finanzierungsstruktur dieses öffentlichen Sektors. Der Transfer des FFE und der staatlichen Wertpapierbeteiligungen am Energiesektor zur „Holding“ Eletrobrás, sowie die Einführung eines Pflichtkredits (*empréstimo compulsório*), der durch die Verbraucher finanziert wurde, und dessen Mittel von der Eletrobrás in den Sektor reinvestiert wurden, führten zu einer Zentralisierung der Finanzstruktur des Stromsektors. Im Jahr 1972 kam es, durch Aufhebung der anfänglichen Investitionsverpflichtung von 60% der Pflichtkreditmittel im Verhältnis zum Kreditvolumen der Bundesstaaten, zu einem weiteren Machtzugewinn der Eletrobrás auf Kosten der Bundesstaaten.

Die Befreiung von der Importsteuer auf Equipment im Jahr 1966, die Senkung der Umsatzsteuer von 30% auf 17% sowie die Einführung von bundesstaatenweiten Einheitstarifen auf Basis der Kosten der Stromversorgung (*custos de serviço*) im Jahr 1964 führten zu einer Verbesserung der Refinanzierungsmöglichkeiten der EVUs. Mit diesen Maßnahmen begann eine Übergangsphase von der staatlichen Finanzierung der Expansion hin zu einer Finanzierung aus sektoreigenen Ressourcen [3.2].

3.1.2 Finanzierung durch sektoreigene Ressourcen – Eigenfinanzierung (1967-1974)

In dieser Phase wurde die Eletrobrás – durch einen Steuer- und Rücklagentransfer vom Staatshaushalt und den Haushalten der bundesstaatlichen VNB – sukzessive zu der gesetzlich verankerten, zentralen Institution des brasilianischen Energiesektors, bei der Finanzmittel gebündelt und zentral verteilt wurden. In dieser Zeit wurde auch in anderen staatlichen Sektoren eine Trennung des Staatshaushalts von den Haushalten der jeweiligen staatlichen Holding unternommen. Während der Anteil der Finanzmittel des Stromsektors aus dem Staatshaushalt von 1967 bis 1977 von 31% auf 10% sank, stieg der Anteil der Eletrobrás im Jahr 1977 auf 40% und lag ab 1974 über den durch die bundesstaatlichen Verteilungsnetzbetreiber generierten Einnahmen (inklusive IUEE). Konkrete Maßnahmen im Rahmen dieses Mitteltransfers zur Eletrobrás waren u. a. die Einführung einer so genannten „Garantierrücklage“ (*Reserva Global de Garantia*) und einer „Zurückführungsrücklage“ (*Reserva Global de Reversão*) [3.2], [3.4]. Im Jahr 1972 kam es zu einer nationalen Angleichung der Stromtarife. Das brasilianische Stromnetz bestand de facto aus vier miteinander gekoppelten Regionalnetzen, deren Zusammenwachsen mit der Angleichung der Tarife gestärkt werden sollte, die je nach Region und EVU bis zu 40% auseinander lagen. Der Einheitstarif wurde weiterhin nach den realen Stromkosten (*custo de*

serviço) berechnet, mit dem Unterschied, dass nun das Gesamtsystem der Maßstab war und nicht wie vorher die einzelnen Bundesstaaten. Die Angleichung der Tarife bedeutete u. a. für die Südostregion mit den Hauptindustriezentren São Paulo und Rio de Janeiro einen Anstieg der Tarife. Im Zusammenhang mit dem Einheitstarif steht die Einführung eines Kompensierungskontos (*Conta de Resultados a Compensar*), mit dem Fehlallokationen ausgeglichen werden sollten, die durch die, bezogen auf die einzelnen Bundesstaaten, kostenunabhängigen Strompreise entstanden [3.9]. Das Kompensierungskonto hatte den Nebeneffekt, dass ineffiziente Unternehmen von den wirtschaftlichen Unternehmen und der Staatsregierung mitfinanziert wurden [Kap. 3.2.1].

3.1.3 Finanzierung durch Kreditaufnahme im Ausland (1974-1979)

Die Nachfrage nach elektrischer Energie blieb bei einem Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 7% pro Jahr zwischen 1974 und 1980 ungebrochen, vor allem auch, weil während der ersten Ölkrise konkurrierende Energieträger deutlich teurer waren als Elektrizität. Diese Tendenz wurde noch durch die Tarifpolitik ab 1974 verstärkt, die durch eine unterinflationäre Anpassung der Stromtarife zur Bekämpfung der steigenden Inflation geprägt war. Die dadurch real sinkenden Stromtarife führten zu einer Verschlechterung der Einnahmensituation des Energiesektors.

Der zweite nationale Entwicklungsplan (PND II), verabschiedet im Jahr 1975, sah zur Deckung der steigenden Stromnachfrage eine Vielzahl von Großinvestitionen vor, wie den Bau der Wasserkraftwerke Itaipu und Tucuruí, Itumbiara, Paulo Alonso IV und Sobradinho sowie die ersten und bis heute einzigen Atomkraftwerke Angra I und II. Angra II war Bestandteil eines acht Atomkraftwerke umfassenden langfristigen Kooperationsvertrags mit dem damaligen Westdeutschland. Bei gleichzeitiger Erosion der Einnahmen des Stromsektors verblieb nur die Möglichkeit einer verstärkten Kreditfinanzierung und einer zunehmenden Verschuldung des Stromsektors. Der Anteil der Auslandskredite an den Gesamtressourcen erhöhte sich von 1974 bis 1980 von 19% auf 37%, wobei die Kredite von internationalen Geschäftsbanken an Bedeutung gewannen und der Anteil von Entwicklungsbanken gewährten Kredite zurückging. Die Kreditaufnahme bei internationalen Geschäftsbanken ab 1974 lässt sich mit der großen Liquidität der internationalen Finanzmärkte im Zuge der ersten Ölkrise erklären, welche zu niedrigen Kreditzinssätzen führte. Die zweite Ölpreiskrise im Jahr 1980 hatte jedoch einen gegenteiligen Effekt auf die internationalen Finanzmärkte, und die Zinsen stiegen auf über 20% [3.2].

3.1.4 Überschuldungskrise (1980-1988)

Mit dem starken Anstieg des internationalen Zinsniveaus zu Beginn der 1980er Jahre geriet der Stromsektor bei steigendem Schuldendienst und weiterhin unterinflationärer Tarifanpassung aus dem finanziellen Gleichgewicht. Das mexikanische Moratorium im Jahr 1982 führte zudem zu höheren Auflagen für internationale Kredite an lateinamerikanische Schuldnerländer, und die Aufnahme weiterer Kredite wurde zunehmend begrenzt. Ab dem Jahr 1983 verschlechterte sich die Einnahmensituation wegen der stark steigenden Inflation erneut. Die Vollendung einiger Investitionsprojekte wurde durch Mittelkürzungen verzögert mit Folge steigender Investitionskosten.

Im Jahr 1986 erreichte die Verschuldung des Stromsektors eine Höhe von 24 Milliarden US\$, ca. 80% davon in ausländischer Währung. Bereits im November 1985 war der „sektorielle Wiederherstellungsplan“ (PRS) in Kraft getreten. Der PRS hatte zum Ziel – vor allem mittels einer sukzessiven Tarifierhöhung über der Inflationsrate – den Selbstfinanzierungsanteil des Sektors zu erhöhen, der 1986 bei nur noch 54% lag. Lediglich vier Monate später trat der *Plano Cruzado* in Kraft, ein Plan zur Inflationsbekämpfung mittels Einfrieren der Preise, und machte den geplanten Realanstieg der Stromtarife zunichte.

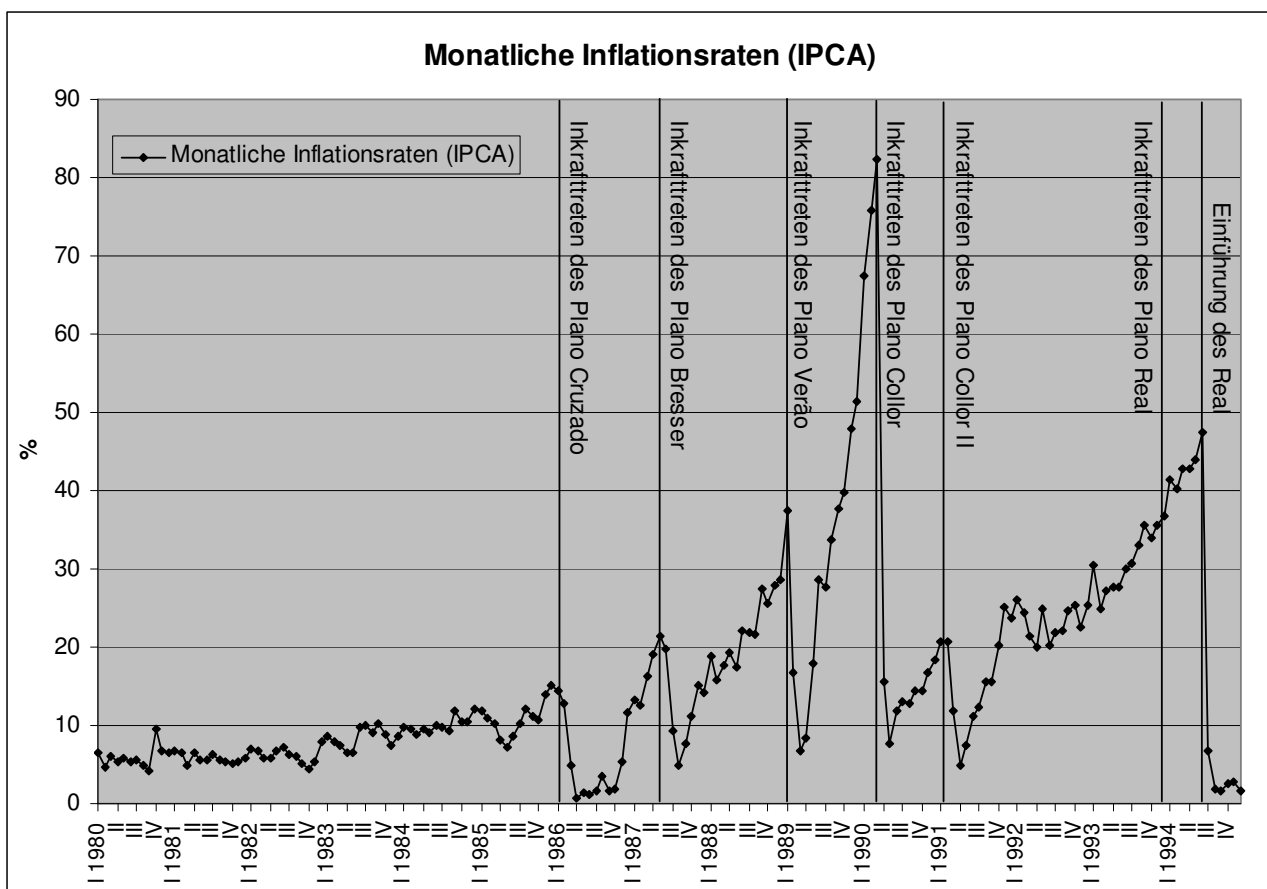


Abb. 3-a: Inflationsentwicklung von 1980 bis 1994 und die Wirkung der verschiedenen Pläne zur Inflationsbekämpfung [3.10] (Eigene Darstellung).

Der PRS wurde daraufhin angepasst. Anstatt eines Realanstiegs der Stromtarife sollten nun Regierungsmittel aus anderen Sektoren zur zweiten Finanzierungssäule des Stromsektors werden. Zusätzlich sollte mit weiterer Kreditaufnahme der finanzielle Engpass überwunden werden, doch das am 20. Januar 1987 ausgerufene halbjährige Moratorium Brasiliens verhinderte den Zugriff auf weitere Auslandskredite [3.11].

Die katastrophale finanzielle Situation des Sektors und die zunehmenden Verteilungskonflikte innerhalb des Energiesektors, die auf die Aufgliederung³² des Sektors in bundesstaatlich und staatlich kontrollierte Betriebe zurückzuführen waren, veranlasste die Staatsregierung im Jahr 1987, eine Kommission zur institutionellen Revision des Stromsektors (REVISE) einzusetzen. Hauptziele der REVISE waren die Untersuchung einer größeren Teilnahme des Privatsektors durch Schaffung neuer Anreize und die Reform der institutionellen und politischen Struktur zur Lösung der diagnostizierten Probleme des Sektors [3.14]. REVISE schlug eine Beibehaltung der staatlichen Hegemonie vor, bei gleichzeitiger Effizienzsteigerung und Wiedergewinnung der Selbstfinanzierungsfähigkeit des Sektors. Die Empfehlungen von REVISE wurden nicht umgesetzt, dienten jedoch als Basis des Gesetzes *Lei 8631/1993*, das die strukturelle und finanzielle Neugliederung des Sektors begründete [3.14], [3.12].

3.1.5 Partielle Zahlungsunfähigkeit des Stromsektors (1988-1993)

Die neue Verfassung aus dem Jahr 1988 wirkte sich durch die damit verbundene Abschaffung der IUEE-Steuer und des Pflichtkredits (*empréstimo compulsório*) negativ auf die Einnahmesituation des Stromsektors aus, dem gleichzeitig weitere Abgaben aufgebürdet wurden, wie z. B. eine finanzielle Kompensation für die Benutzung von Wasserressourcen (*compensação financeira pela utilização de recursos hídricos*) und Royalties für Itaipu. Subventionierte Stromtarife für die Industrie und die weiterhin unterinflationäre Anpassung der Stromtarife, auch infolge verschiedener Programme zur Inflationsbekämpfung [Abb. 3-a], sorgten für einen weiteren Rückgang des Selbstfinanzierungsanteils des Sektors. Diese dauerhafte finanzielle Schieflage führte zu einer Zunahme der Vertragsbrüche aufgrund von Zahlungsunfähigkeit, die auch Zulieferer und abhängige Subunternehmer erfasste. Betroffen waren vor allem bundesstaatliche EVUs, wie z. B. die CESP, die zum Ende der 1970er / Anfang der 1980er Jahre, in Erwartung einer weiteren starken Expansion der Energienachfrage, ambitionierte Infrastrukturprojekte angingen. Infolge der Hoch-

³² Die anderen ehemaligen staatlichen Wirtschaftssektoren, wie die Telekommunikation oder die Stahlindustrie, war der Transfer der Beteiligungen der Bundesstaaten zum Zentralstaat bereits zum Ende der 1970er Jahre abgeschlossen. Im Stromsektor koexistierten weiterhin bundesstaatliche und staatliche Betriebe.

zinsphase in Zusammenhang mit der zweiten Ölpreiskrise erwiesen sich diese Projekte im Nachhinein als nicht rentabel und/oder deren Produktionskapazitäten wurden aufgrund geringerer Wachstumsraten des Stromverbrauchs überflüssig. So standen z. B. die Bauvorhaben von vier Großkraftwerken der CESP zu Beginn der 1990er still. Bundesstaatliche EVUs, wie z. B. die CEMIG oder die COPEL, die hingegen nach dem Bau von Itaipu, dessen Strom die Regionalunternehmen CHESF, FURNAS und ELETROSUL vorrangig abnehmen mussten³³, keine weiteren Investitionen in neue Kraftwerke tätigten, befanden sich zu Beginn der 1990er Jahre in einer betriebswirtschaftlich deutlich besseren Situation [3.14]. Dass eine tief greifende Versorgungskrise trotz der desolaten Situation des brasilianischen Energiesektors bis zu dem Zeitpunkt ausblieb, lag in erster Linie in den durchschnittlich moderaten Wachstumsraten der Stromnachfrage seit Beginn der 1980er Jahre begründet [3.3]. Die finanzielle Situation des Energiesektors war ein Spiegelbild der Situation des öffentlichen Sektors im Allgemeinen, der im Januar 1991 Auslandsschulden von 91 Milliarden US\$ akkumulierte. Dem Moratorium im Jahr 1987 folgte ein zweites im Juli 1989. Die Finanzkrise wurde erst mit der Unterzeichnung einer Vereinbarung in Anlehnung an den Brady Plan im Jahr 1992 beigelegt und Brasilien erhielt erneut Zugang zu ausländischem Kapital. Dieses wurde jedoch nicht mehr für die Kreditfinanzierung von Projekten, z. B. zum Ausbau des Kraftwerksparks, eingesetzt, sondern zur Schuldendeckung genutzt [3.11]³⁴.

3.2 Partielle Liberalisierung und Privatisierung des Stromsektors (1993-2002)

3.2.1 Übergangsphase – Gesetzliche Reformierung des Stromsektors (1993-1995)

Im März 1993 begann mit dem *Lei 8.631* die Neuregelung des Stromsektors. Dieses Gesetz leitete u. a. mittels der Abschaffung der so genannten „garantierten Vergütung“ (*regime de remuneração garantida*) und der im gesamten Brasilien gültigen Einheitstarife auf Basis der Kosten der Stromversorgung (*custos de serviço*) einen Paradigmenwechsel ein. Des Weiteren wurde das CRC-Konto (*Conta de Resultados a Compensar*) abgeschafft, in der die Differenz zwischen der über die Jahre an die bundesstaatlichen EVUs geleisteten Vergütung und der gesetzlich festgelegten „garantierten Vergütung“ verbucht wurde, die zu dem Zeitpunkt ca. 24 Milliarden US\$ betrug. Die bundesstaatlichen EVUs hatten ihrerseits ca. 5 Milliarden US\$ Schulden bei den Regionalverteilern in Form von nicht bezahl-

³³ Das Gesetz *Lei Itaipu 5.899/1973* [3.13] beruhte auf einem bilateralen Vertrag mit Paraguay, der im April 1973 unterzeichnet worden war [3.4].

³⁴ Die Auslandsverschuldung des öffentlichen Sektors sank von US\$ 91,9 Milliarden im Januar 1991 auf US\$ 52,3 Milliarden im Dezember 2004 [3.11].

ten Stromlieferungen. Bei der Kontenaufrechnung, bei der u. a. die Kredite der bundesstaatlichen Verteilungsnetzbetreiber bei den staatlichen Regionalunternehmen beglichen wurden, übernahm der Staat Schulden des Stromsektors von ca. 20 Milliarden US\$, die er durch die Ausgabe von Staatsanleihen finanzierte [3.15].

Die Berechnung der Stromtarife basierte weiterhin auf den Kosten der Stromversorgung, wobei Tarifierhöhungen an zukünftige Produktivitätssteigerungen der EVUs geknüpft wurden, die mit der Staatsregierung über die DNAEE³⁵ vertraglich festgeschrieben wurden. Zudem gab die Abschaffung der RENCOR (*Reserva Nacional de Compensação de Remuneração*)³⁶ und des damit verbundenen sektorinternen Mitteltransfers weitere Anreize zu Effizienz- und Produktivitätssteigerungen.

Die Dekrete 915/1993 und 1009/1993, sowie die Verordnung 337/1994 ermöglichten die Bildung von Konsortien zwischen staatlichen EVUs und Eigenproduzenten zur Exploration von hydroelektrischen Energieressourcen, regelten erstmalig den freien Zugang zum neu geschaffenen nationalen Übertragungsnetzsystem³⁷ (SINTREL) als Grundvoraussetzung eines Wettbewerbs im Segment der Stromerzeugung, sowie definierten neue Regeln für die Kommerzialisierung elektrischer Energie [3.16], [3.17], [3.18]. Dieser rechtliche Rahmen, dessen Verfassungskonformität in Zweifel gezogen wurde, diente als Grundlage für Konsortien zur Fertigstellung von Kraftwerksprojekten wie z. B. die *Usina de Serra da Mesa* im Bundesstaat Goiás.

Eine größere Rechtssicherheit für die Beteiligung von Privatunternehmen im Stromsektor wurde mit dem *Lei 8.987/1995* [3.19] erreicht. Basierend auf Artikel 175 der Verfassung (*Constituição Federal*) von 1988, wurde ein Rechtsrahmen für die Vergabe von Konzessionen (*concessões*) und Erlaubnissen (*permissões*) für öffentliche Versorgungsdienstleistungen im Allgemeinen geschaffen. *Lei 9.074*, verabschiedet im Juli 1995, spezifizierte die Ausschreibungspflicht für den Stromsektor. Als bevorzugte Methode etablierte sich die Versteigerung von Konzessionen, bei denen das meistbietende Unternehmen die Konzession zugesprochen bekam. Mit dem unabhängigen Stromerzeuger (*Produtor Independente*

³⁵ Das Nationaldepartment für Wasser und Elektrische Energie (*Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica*) wurde durch die Regulierungsbehörde ANEEL im Rahmen der Reformen ersetzt [Tab. 3-e].

³⁶ Über die RENCOR wurden Mittel von Unternehmen, die eine Vergütung oberhalb der garantierten Vergütung erwirtschafteten, hin zu Unternehmen mit einer Vergütung unterhalb der garantierten Vergütung durchgeführt. De facto wurde damit den Akteuren des Sektors der Anreiz von Produktivitätssteigerungen weitgehend genommen.

³⁷ Der Zusammenschluss der Übertragungsnetze der vier föderalen Stromerzeugern FURNAS, CHESF, ELETRONORTE und ELETROSUL im SINTREL sollte durch den Anschluss der bundesstaatlichen Übertragungsnetze ergänzt werden. Übergeordnetes Ziel war die Schaffung eines freien Netzzugangs [3.20].

de Energia Elétrica - PIE)³⁸ und den freien Verbrauchern (*consumidores livres*)³⁹, Großverbrauchern, denen die freie Wahl der Stromlieferanten gewährt wurde, definierte das Gesetz 9.074/1995 zwei neue Marktteilnehmergruppen [3.14], [3.21].

3.2.2 Teilprivatisierung und nachgelagerte institutionelle Neugliederung des Stromsektors (1995-1999)

Im Jahr 1990 hatte bereits die Regierung Collor das nationale Privatisierungsprogramm (PND) verabschiedet [3.23], das als Kernstück der angestrebten Sanierung des Staatshaushalts betrachtet wurde. Das PND steht im Kontext des Washingtoner Konsenses über eine neoliberale Wirtschaftspolitik zur Erlangung einer höheren makroökonomischen Stabilität, welche den Rückzug des Staats aus klassischen Staatssektoren wie z. B. Energie, Telekommunikation, Schienenverkehr und Post einschloss.

Im Mai 1995 nahm die Regierung von Fernando Henrique Cardoso (1994-2002) das „System Eletrobrás“ in das PND auf [3.24], anstatt die vollständigen Implementierung des Maßnahmenkatalogs der REVISE-Kommission durchzuführen. Die Kommission REVISE hatte ein Konzept für einen weitgehend selbstfinanzierenden regulierten staatlichen Sektor mit Anreizen zu Effizienz- und Produktivitätssteigerungen, aber nicht für einen liberalisierten privaten Stromsektor entwickelt. Aufgrund dessen begann der Privatisierungsprozess ohne ein an den brasilianischen Stromsektor angepasstes Konzept über eine institutionelle Neugliederung. Diesen Aspekt verdeutlicht NICKEL [3.25, S.29]:

„Betrachtet man [...] die Chronologie der Privatisierungen, so fällt auf, dass die ersten Privatisierungen bereits erfolgt waren, ehe die Regulierungsbehörde ihre Arbeit aufnahm, und somit vor der Einführung eines neuen institutionellen Rahmens im Elektrizitätssektor stattgefunden hatte. Erst im Frühjahr 1996 wurde die Coopers & Lybrand mit der Erarbeitung eines Konzeptes zur Reform der brasilianischen Elektrizitätswirtschaft beauftragt, das sie 1997 veröffentlicht[e]“.

Wären die Risiken eines rechtlichen Vakuums für die zum Großteil ausländischen Investoren mittels einer stringenten institutionellen Neugliederung vor der Privatisierung minimiert worden, wären aufgrund des geringeren Investitionsrisikos voraussichtlich höhere Privatisierungserlöse erzielt worden. Die Deviseneinnahmen infolge der Privatisierungen wurden jedoch zur Besserung der prekären Haushaltslage und vor allem in den Jahren 1997 und 1998 zur Stützung des Wechselkurses der Landeswährung Real benötigt [3.26].

³⁸ Ein Unabhängiger Stromerzeuger ist eine juristische Person oder Unternehmen, die in Konsortium zusammengeschlossen sind. Sie erhalten eine Konzession (*concessão*) oder Autorisierung (*autorização*), um auf eigene Kosten und Risiko Strom zu produzieren. Den Unabhängigen Stromerzeugern wird der freie Zugang zum Netz gewährt, und sie können bilaterale Verträge über den Stromkauf- und- verkauf abschließen [3.6], [3.21], [3.22].

³⁹ Freie Verbraucher (*consumidores livres*) können für den Energiekauf das EVU oder den Stromhändler frei wählen sowie den Preis und die Dauer der Energieversorgung frei verhandeln [3.6], [3.21].

Tab. 3-b: Die bedeutsamsten Privatisierungen im Stromsektor von 1989-2006 [3.27], [3.28], [3.29] und Internetseiten der genannten Unternehmen)

* Privatisierung der Erzeugungssparte der CELG. **Die CEEE wurde in drei Firmen unterteilt. Die Privatunternehmen CEEE-Norte-NE und CEEE-Centro Oeste sind für Verteilung in ihren Teilregionen zuständig und haben zusätzlich die thermoelektrischen Kraftwerke übernommen. Die bundesstaatliche CEEE Participações ist für die Verteilung in ihrer Teilregion und die gesamte hydroelektrische Stromerzeugung und das Übertragungsnetz zuständig. *** Im Bundesstaat São Paulo kam es zu einer Entflechtung der Geschäftsfelder und einer Aufteilung der Unternehmen CESP, Eletropaulo und CPFL. Bis auf einen Teil der Stromerzeugung der CESP befindet sich heute die gesamte Produktkette in privaten Händen. **** Privatisierung der Erzeugungssparte der ELETROSUL.

Firmenbezeichnung zum Zeitpunkt der Privatisierung	Ursprüngliche Firmenbezeichnung	Bundesstaat	Kontrolle vor dem Privatisierungsprozess	Datum der Privatisierung	Funktion
CELTINS	CELTINS	Tocantins	bundesstaatlich	Sep 89	Verteilung
ESCELSA	ESCELSA	Santa Catarina	staatlich / Eletrobrás	11. Jul. 95	Verteilung
Light	Light	Rio de Janeiro	staatlich / Eletrobrás	21. Mai. 96	Verteilung
CERJ (AMPLA)	CERJ	Rio de Janeiro	bundesstaatlich	20. Nov 96	Verteilung
COELBA	COELBA	Bahia	bundesstaatlich	31. Jul 97	Verteilung
Cachoeira Dourada*	CELG	Goiás	bundesstaatlich	5. Sep. 97	Erzeugung
CEEE-Norte-NE (RGE)**	CEEE	Rio Grande do Sul	bundesstaatlich	21. Okt 97	Verteilung
CEEE-Centro Oeste (AES Sul)**	CEEE	Rio Grande do Sul	bundesstaatlich	21. Okt 97	Verteilung
CPFL***	CPFL	São Paulo	bundesstaatlich	05. Nov 97	Verteilung
ENERSUL	ENERSUL	Mato Grosso do Sul	bundesstaatlich	19. Nov 97	Verteilung
CEMAT	CEMAT	Mato Grosso	bundesstaatlich	27. Nov 97	Verteilung
ENERGIPE	ENERGIPE	Sergipe	bundesstaatlich	03. Dez 97	Verteilung
COSERN	COSERN	Rio Grande do Norte	bundesstaatlich	11. Dez 97	Verteilung
COELCE	COELCE	Ceará	bundesstaatlich	02. Apr 98	Verteilung
EMAE - Eletropaulo Metropolitana***	ELETROPAULO	São Paulo	bundesstaatlich	15. Apr 98	Verteilung
CELPA	CELPA	Pará	bundesstaatlich	09. Jul 98	Verteilung
Elektro***	CESP	São Paulo	bundesstaatlich	16. Jul 98	Verteilung
GERASUL****	ELETROSUL		staatlich / Eletrobrás	15. Sep. 98	Erzeugung
EBE - Empresa Bandeirante de Energia***	ELETROPAULO	São Paulo	bundesstaatlich	17. Sep 98	Verteilung
CESP - Parana-pena***	CESP	São Paulo	bundesstaatlich	28. Jul 99	Erzeugung
CESP - Tietê***	CESP	São Paulo	bundesstaatlich	27. Okt 99	Erzeugung
CELPE	CELPE	Pernambuco	bundesstaatlich	20. Feb 00	Verteilung
CEMAR	CEMAR	Maranhão	bundesstaatlich	15. Jun. 00	Verteilung
SAELPA	SAELPA	Paraíba	bundesstaatlich	31. Nov. 00	Verteilung
CTEEP***	CESP/ ELETROPAULO - EPTÉ	São Paulo	bundesstaatlich	26. Jul. 06	Übertragung

Die brasilianische Regierung begann den Privatisierungsprozess auf der Verteilungsebene, weil sie befürchtete, dass sich keine Interessenten für Stromerzeugungsanlagen in einem Energiemarkt finden ließen, in dem die Risiken einer Nichtvergütung der Stromlieferung unkalkulierbar wären. Vor der Privatisierung befanden sich ca. 80% der Verteilungskapazität im Besitz der Bundesstaaten, die sich zum Großteil in einer prekären finanziellen Situation befanden und deren Verteilungsnetzbetreiber, auch nach dem Kontenausgleich im Jahre 1993 mit den staatlichen Regionalunternehmen, zum Teil weiterhin hoch verschuldet waren. Das Investitionsrisiko in Aktiva der Stromerzeugung wäre demnach bei der Beibehaltung der damaligen Struktur der Verteilungsebene hoch gewesen [3.20].

Nach den Privatisierungen der beiden in Staatsbesitz befindlichen Verteilungsnetzbetreiber ESCELSA und Light im Jahr 1995 wurde mit Hilfe des „Programms zur Stimulierung bundesstaatlicher Privatisierungen“ PEPE ein großer Teil der Bundesstaaten überzeugt, ihre Verteilungsnetzbetreiber ebenfalls zu privatisieren [Tab. 3-b].

Die Bundesstaaten opponierten zu Beginn gegen die vorrangige Privatisierung der bundesstaatlichen EVUs. Die Einführung des Programms PEPE führte jedoch wegen der hohen Verschuldung einer Vielzahl von Bundesstaaten zu einem Umdenkungsprozess. Die brasilianische Entwicklungsbank BNDES gab den Bundesstaaten im Rahmen dieses Programms Vorschüsse eines Teils der zukünftigen Privatisierungserlöse unter der Voraussetzung, dass die Privatisierung vom jeweiligen Bundesstaatsparlament genehmigt und die Privatisierung eingeleitet worden war [3.30], [3.31].

Zeitgleich mit dem Privatisierungsprozess der bundesstaatlichen Verteilungsnetzbetreiber wurde die institutionelle Neugliederung (RESEB) in Stufen durchgeführt:

- Mit dem *Lei 9427/1996* wurde die Nationale Agentur für Elektrische Energie (ANEEL) gegründet, die u. a. für die Ausschreibung der Konzessionen und deren Regulierung und Besteuerung, für die Überwachung des ökonomisch-finanziellen Gleichgewichts der EVUs und die Qualität der erbrachten Versorgungsdiensten, die Supervision der Exploration der Wasserressourcen, die Festlegung der Tarifstruktur sowie die Autorisierung der vorgeschlagenen Tarifhöhe zuständig ist. Sie löste die Nationale Behörde für Wasser und Energie (DNAEE) ab, die für die Genehmigung der Konzessionen der öffentlichen Energiedienstleistungen zuständig gewesen war.
- Im November 1997 legte die *Portaria 459/1997* der DNAEE provisorisch die Kalkulationsmethodologie des freien Zugangs zum Übertragungs- und Verteilungsnetz fest.
- Mit dem Gesetz *9648/1998*, in Anlehnung an ein von Coopers & Lybrand erarbeitetes Konzept [3.32], wurden der Nationale Systemoperator (ONS), dessen Hauptaufgaben die Betriebsplanung und -programmierung sowie die zentrale Steuerung der Stromerzeugung sind, und der Großhandelsmarkt für Strom (MAE) als weitere Säulen des neu strukturierten Stromsektors gesetzlich verankert.

Die Neustrukturierung des Stromsektors (RESEB) hatte eine Entflechtung der Geschäftsfelder Stromhandel, -erzeugung, -übertragung und -verteilung zum Ziel. In den Geschäftsfeldern Stromhandel und -erzeugung, in denen ein Wettbewerb generell möglich ist, sollte dieser u. a. durch die Privatisierung der Unternehmen vorangetrieben werden. Für Stromübertragung und -verteilung, die natürliche Monopole darstellen, waren wie bisher regulierte Tarife vorgesehen [Abb. 3-b].

Zeitgleich mit der Implementierung der wichtigsten Institutionen wurde im Mai 1998 die Restrukturierung der Eletrobrás und der Tochtergesellschaften CHESF, ELETRONORTE, ELETROSUL und FURNAS beschlossen. Die vier Tochtergesellschaften sollten vertikal

entflechtet und daraufhin privatisiert werden [3.34]. Die Privatisierung der staatlichen Betriebe begann noch im Jahr 1998 mit dem aus der ELETROSUL hervorgegangenem Stromerzeugungsunternehmen GERASUL. Die Währungskrise zu Beginn des Jahres 1999 stoppten jedoch die weiteren Privatisierungsbemühungen der Staatsbetriebe des Stromsektors [Kap. 3.2.3].

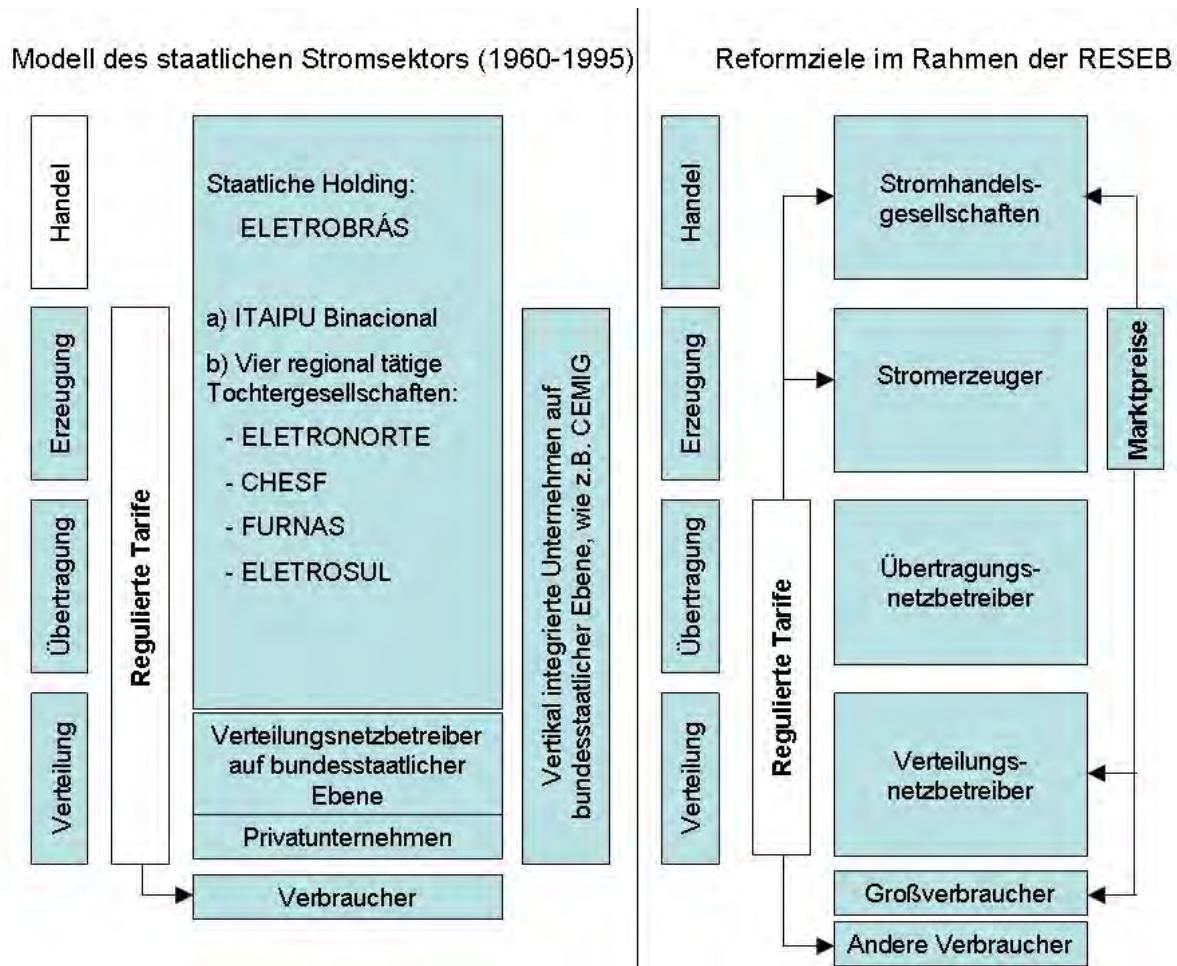


Abb. 3-b: Die integrierte Stromversorgung im staatlich-bundesstaatlichen Stromsektor und die Entflechtung der Geschäftsfelder im Rahmen der RESEB (Eigene Darstellung basierend auf [3.33]).

Mit der Gründung von ANEEL, ONS und MAE hatte der brasilianische Stromsektor eine neue Organisationsstruktur erhalten. Die ANEEL, als zentrale Regulierungsbehörde des Stromsektors, hatte zu Beginn mit dem Mangel an Erfahrung mit der Regulierung von öffentlichen Dienstleistungen und qualifiziertem Personal zu kämpfen, da eine Beteiligung von Fachkräften aus den Stromunternehmen gesetzlich untersagt war [3.27]. Sie stand vor einer immensen Regulierungsaufgabe und konnte die vielfältigen Regulierungslücken nicht kurzfristig ausfüllen.

Tab. 3-c: Die Unternehmen unter bundesstaatlicher bzw. staatlicher Kontrolle nach dem Privatisierungsprozess und den allgemeinen Umstrukturierungen im brasilianischen Stromsektor (Stand: 13.12.2006, [3.35], Internetseiten der genannten Unternehmen)

* Es wurden Geschäftsfelder dieser Firmen privatisiert und die nicht privatisierten Teilbereiche verblieben unter derselben Firmenbezeichnung in bundesstaatlicher Hand [Tab. 3-b]. ** Firmen wurden im Rahmen der Sektorumstrukturierungen gegründet.

Firmenbezeichnung	Bundesstaat / Tätigkeitsbereich	Kontrolle vor der Sektorumstrukturierung	Kontrolle nach der Sektorumstrukturierung	Geschäftsfelder
CEA	Amapá	bundesstaatlich		Verteilung
CEB	Brasília			Verteilung
CELESC	Santa Catarina			Verteilung
CEMIG	Minas Gerais			Integriert
CER	Roraima			Verteilung
COPEL	Paraná			Integriert
CEEE Participações (Sul-Sudeste)*	Rio Grande do Sul	bundesstaatlich		Integriert
CELG*	Goiás			Verteilung
CESP*	São Paulo			Erzeugung
CEAL	Alagoas	bundesstaatlich	staatlich / Eletrobrás	Verteilung
CEAM	Amazonas			Verteilung
CEPISA	Piauí			Verteilung
CERON	Rondônia			Verteilung
ELETROACRE	Acre			Verteilung
CHESF	National	staatlich / Eletrobrás		Erzeugung + Übertragung
ELETRONORTE				Erzeugung + Übertragung
FURNAS				Erzeugung + Übertragung
CGTEE**				Erzeugung
ELETROSUL*				Übertragung
ELETRONUCLEAR**				Erzeugung
Itaipu Binacional		staatlich / Eletrobrás (50%)		Erzeugung
Manaus Energia	Inselnetz Manaus	staatlich / Eletrobrás		Integriert
Boa Vista	Inselnetz Boa Vista	staatlich / Eletrobrás		Integriert

BÄHR benannte für das Jahr 1998 als weiterhin größtes Hemmnis der Expansion des Kraftwerksparks den Entwicklungszustand und die Inkonsistenz des neuen Modells für den Stromsektor [3.36]. Erst im Oktober 1999 traten die Resolutionen 281, 282 und 286 der ANEEL in Kraft, welche die umstrittene Verordnung *Portaria 459/1997* der mittlerweile aufgelösten DNAEE außer Kraft setzten und die Kalkulation der Zugangstarife zum Übertragungs- und Verteilungsnetz neu regelten [3.37], [3.38], [3.39], [3.40]. Erst ab dem Zeitpunkt kann von einem diskriminierungsfreien Netzzugang für unabhängige Stromerzeuger (PIE) gesprochen werden. Nach Meinung von LUDMER war insbesondere der provisorische Charakter der Verordnung 459/1997 und die Zweifel ihrer Verfassungskonformität in diesem Zeitraum für die mangelnde Investitionstätigkeit im Bereich Übertragungsnetze und Stromerzeugung verantwortlich [3.41]. Das neue Modell des Stromsektors hatte zwar zu einem Ausbau des Kraftwerksparks geführt [Abb. 3-c], jedoch lag die Expansion deutlich unterhalb den Erwartungen und beschränkte sich in erster Linie auf die Vollendung zu Beginn der 1990er gestoppter Bauvorhaben [3.20].

3.2.3 Währungskrise und Stromrationierung (1999-2002)

Im Januar des Jahres 1999 verschlechterte sich mit der massiven Entwertung des Reals das Investitionsklima auch im Stromsektor [Kap.6.6], [Abb. 6-m]. Die Privatisierungen in den Jahren 1995-1998 hatten u. a. die Ziele gehabt, durch die Deviseneinnahmen den Staatshaushalt zu sanieren und die Landeswährung zu stützen. Die Privatinvestoren hatten bei annähernder Währungsparität zwischen US\$ und Real in den brasilianischen Stromsektor investiert. Die starke Abwertung des Reals führte zwangsläufig zu einer Verringerung der Rendite der Investoren, da die Stromtarife nicht in dem Maße steigen konnten wie der Real bis zum Jahr 2002 an Wert verlor [siehe Kap. 6.6.2]. Nach der Aufgabe des Systems der Wechselkursbandbreiten im Januar 1999 und der Einführung der freien Wechselkurse war nicht absehbar, bei welchem Wert die Devaluation des Reals enden würde.

Nach einer massiven Steigerung der Erzeugungskapazität von jährlich durchschnittlich 11,8% in den 1970er Jahren, 4,1% in den 1980er Jahren, lag der Kapazitätsausbau in den 1990er Jahren bei nur noch durchschnittlich ca. 2,6% [3.42], [Abb. 3-c]. Der nur noch langsame Ausbau der Erzeugungskapazität in den 1990er Jahren führte Ende des Jahrzehnts zu einer akuten Versorgungskrise.

Tab. 3-d: Risiko eines Elektrizitätsdefizits [3.43].

(grau unterlegt und fett gedruckt: Risiko größer als 5%, fett gedruckt: Risiko größer 4%).

	Süden	Südosten / Mittlerer Westen	Norden	Nordosten
1999	5,8	5,4	1,4	2,4
2000	9,9	9,8	4,7	5,1
2001	4,0	6,4	4,0	4,7
2002	2,1	3,0	3,0	2,9
2003	0,9	1,5	2,0	2,0
2004	1,1	1,6	2,1	2,0
2005	1,2	1,8	2,3	2,6
2006	0,7	1,5	2,1	3,2

Im Jahr 1998 errechnete die GCPS für den Zeitraum 1999 bis 2001 ein Elektrizitätsdefizitrisiko von deutlich über 5%. Diese alarmierenden Zahlen veranlassten MME, ANEEL und BNDES zu einem Maßnahmenpaket zur Vermeidung einer Stromrationierung, das gleichzeitig einen ersten Rückschritt im Hinblick auf die Liberalisierungsbemühungen innerhalb des Stromsektors bedeutete:

- Die ANEEL ermöglichte den Kraftwerksinvestoren durch die Einführung von Referenzwerten (*valores normativos*) für die Stromerzeugung, die als Parameter für die Transaktionen „neuer Energie“ in dem MAE dienten, eine größere Vorhersehbarkeit ihrer Einnahmen.

- Die ANEEL verlangte von den Verteilungsnetzbetreibern den Nachweis über die langjährigen Versorgungsbedingungen der unfreien Verbraucher (*consumidores cativos*) mit dem Ziel, dass die Verteilungsnetzbetreiber Energiekaufverträge abschließen, welche den Bau neuer thermoelektrischer Kraftwerke ermöglichen sollten.
- Die BNDES legte für den kritischen Zeitraum von 1999 bis 2001 das Finanzierungsprogramm „Programm zur finanziellen Unterstützung von prioritären Investitionen im Stromsektor“ (*Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico*) auf, das 49 thermoelektrische Kraftwerke (davon 43 mit Erdgas gefeuerte mit einer Gesamtkapazität von ca. 15 GW) einschloss. Zudem autorisierte das MME die Eletrobrás als Stromhändler zu agieren und *Power Purchase Agreement* (PPA) mit den Investoren abzuschließen. Dadurch wurde das Risiko in Bezug auf den Kapitalrückfluss dieser Investitionen in thermoelektrische Kraftwerke mit Öl- oder Gasbefeuern herabgesetzt.
- Eine weitere Maßnahme bestand in der Verringerung des Gasdurchschnittspreises für die thermoelektrische Stromerzeugung auf US\$ 2,26 / MMBTU zur Anpassung an die von der ANEEL festgelegten Normativwerte [3.20].

Diese Eilmaßnahmen hatten vor allem einen kurzfristigen Ausbau der Kraftwerkskapazität von gasgefeuerten Kraftwerken zum Ziel. Ein überhitzter Markt für Gasturbinen mit Lieferzeiten von bis zu drei Jahren nach Bestellung und das hohe Wechselkursrisiko infolge der brasilianischen Währungskrise stellten jedoch Barrieren für eine kurzfristige Kapazitätserhöhung dar⁴⁰ [Kap. 4.2.2].

Bereits gegen Ende der 1990er Jahre hatte der Wasserstand in den Speicherbecken der Wasserkraftwerke der Region Südosten/Mittlerer Westen⁴¹ nach Beendigung der Hauptregenzeit trotz durchschnittlicher Niederschlagswerte kein einziges Mal die Marke des jeweiligen Vorjahres erreicht, ein eindeutiges Indiz für die Unterkapazität des brasilianischen Stromsektors in diesem Zeitraum. Im April 1997 wurde ein Wasserstand von 88% gemessen und in den Folgejahren 83% (April 1998), 70% (April 1999) und 59% (April 2000) [3.14].

Im Jahr 2001 musste eine Stromrationierung infolge des unzureichenden Kapazitätsausbaus in den 1990er Jahren und aufgrund der äußerst geringen Niederschläge im Frühjahr 2001⁴² verordnet werden, um eine gänzliche Entleerung der Wasserreservoirs zu vermeiden [Abb. 3-c], [Abb. 3-d].

⁴⁰ Die ausländischen Investoren und Financiers plädierten im August 2000 für eine „Dollarisierung“ des Regierungsprogramms zur prioritären Förderung von thermoelektrischen Kraftwerken [3.41].

⁴¹ Die Region Südosten/Mittlerer Westen ist mit 135.000 GWh Speicherkapazität das Kernstück des brasilianischen Stromsektors. In dem Versorgungsgebiet der Kraftwerke liegen die größten brasilianischen Ballungsräume São Paulo und Rio de Janeiro.

⁴² Im Februar 2001 erreichten die Niederschläge im Südosten/Mittlerer Westen 70% des langjährigen Mittels und im Nordosten nur 40%, deutlich unter den kalkulierten 85%, die zur Vermeidung der Stromrationierung ausgereicht hätten [3.41].

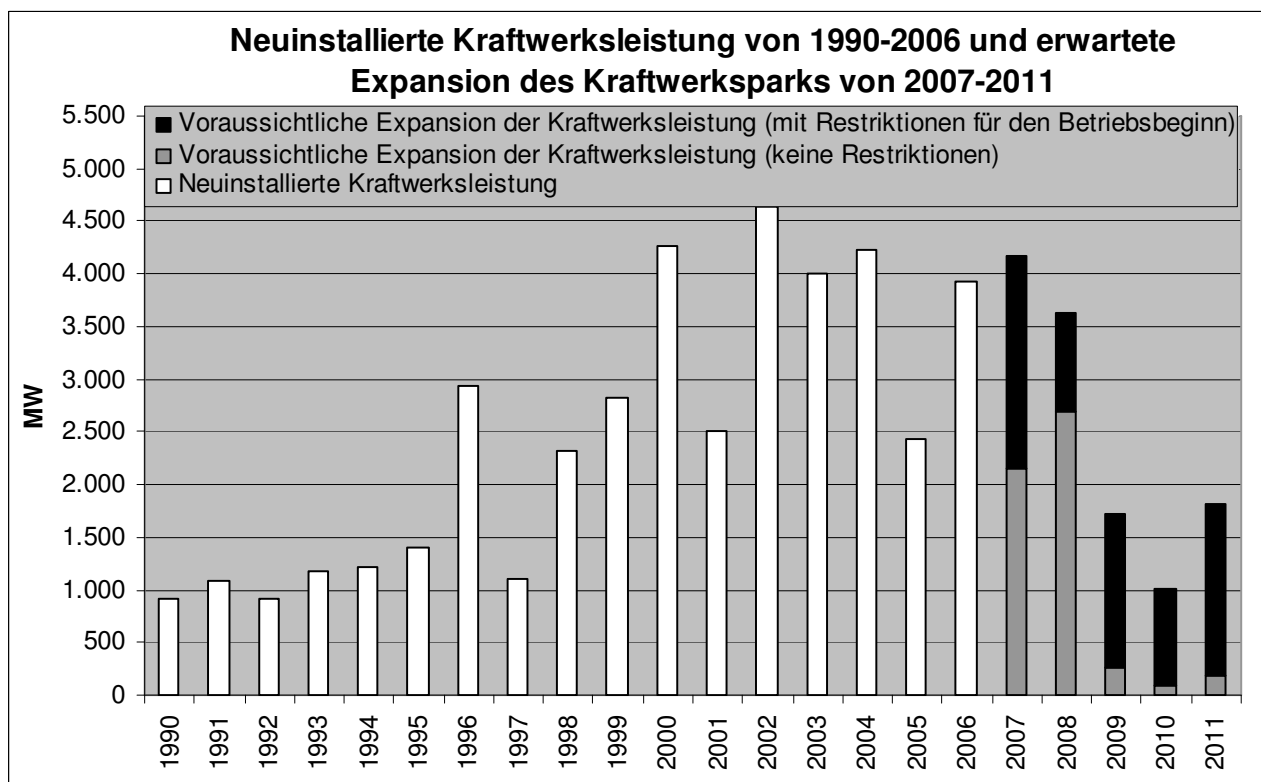


Abb. 3-c: Neuinstallierte netzintegrierte Kraftwerksleistung von 1990-2006 und die erwartete Expansion des Kraftwerksparks von 2007-2011 in Brasilien [3.44], [3.45] (Eigene Darstellung).

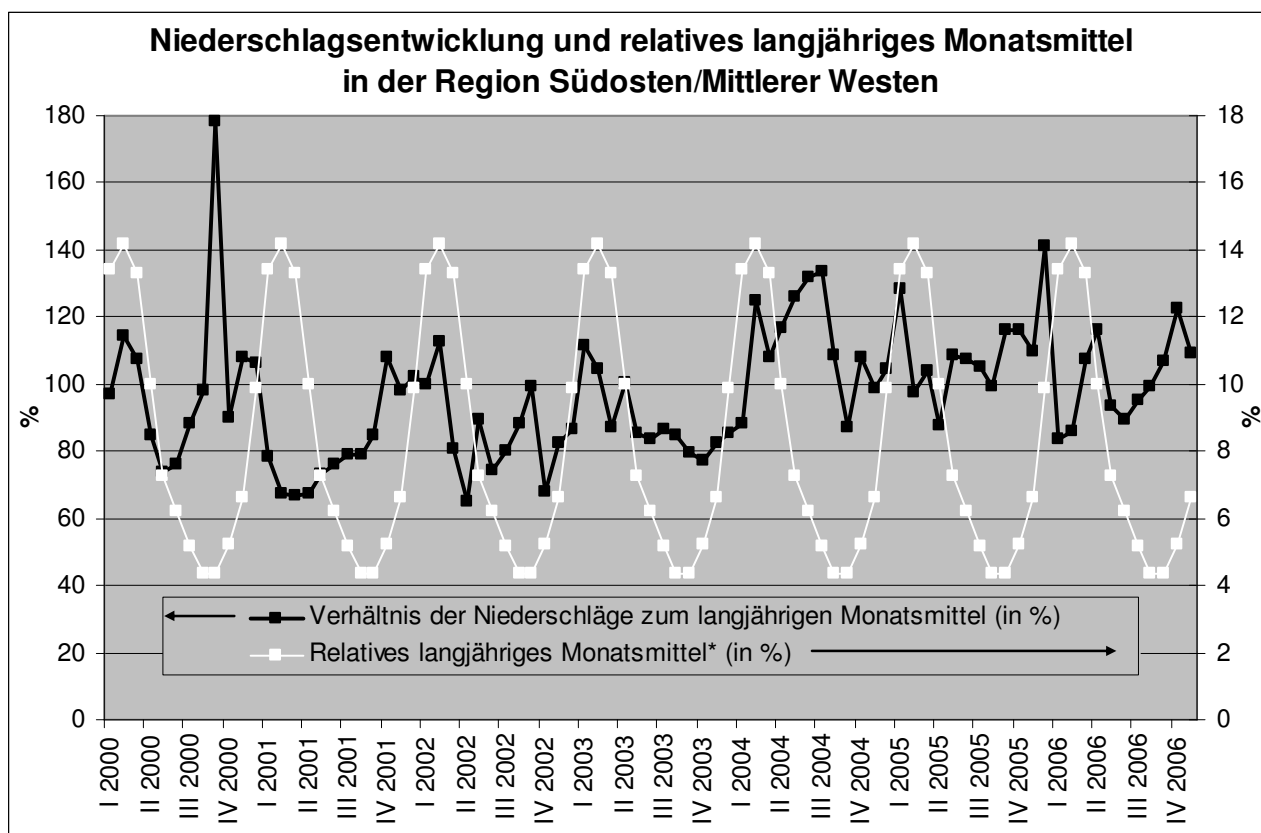


Abb. 3-d: Niederschlagsentwicklung im Zeitraum von Januar 2000 bis November 2006 [3.52] (Eigene Darstellung).

*konstantes relatives Monatsmittel, gebildet aus den langjährigen Monatsmittelwerten des Zeitraums Mai 2002 bis April 2006.

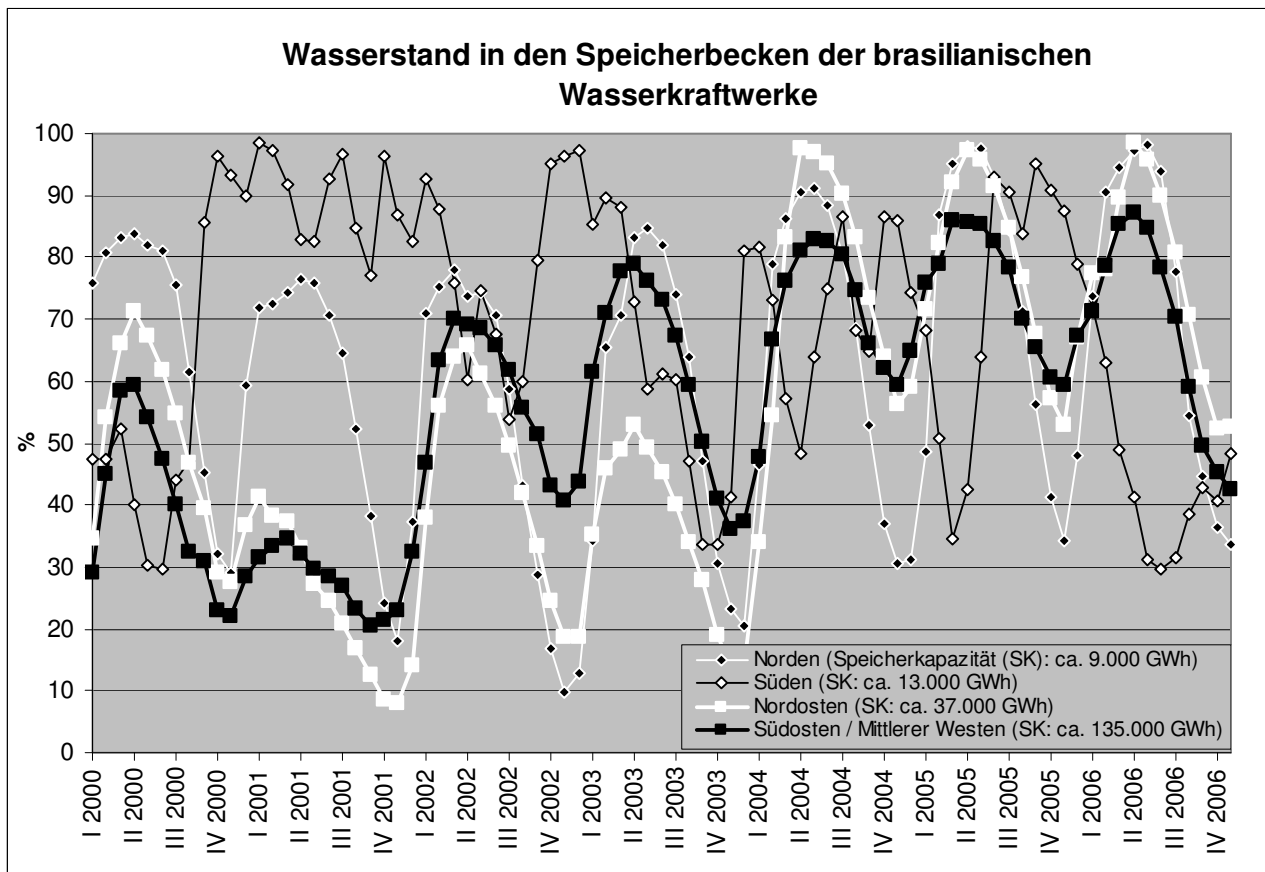


Abb. 3-e: Wasserstand in den Speicherbecken der brasilianischen Wasserkraftwerke in den vier Regionen des SIN von Januar 2000 bis November 2006 [3.46] (Eigene Darstellung).

Wegen der bereits voll ausgelasteten Übertragungsleitungen, welche die Region Süden und Südosten/Mittlerer Westen miteinander verbinden, konnte nur im geringen Umfang zusätzlicher Strom vom Süden, der in dieser Phase volle Speicherbecken verzeichnete, in den Südosten/Mittlerer Westen transportiert werden⁴³ [Abb. 3-e].

Im Mai 2001 wurde die „Kammer für Stromkrisenmanagement“ GCE (*Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica*) mit der primären Zielsetzung der Überwindung der Elektrizitätsversorgungskrise gegründet und die Richtlinien des Notprogramms zur Verringerung des Stromverbrauchs festgelegt (*Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica*) [3.48], [3.49]. Die GCE war eine interministerielle Kammer, die vom Minister-Chef (*Ministro-Chefe*) des Casa Civil koordiniert wurde und nach Beendigung der Krisensituation im Jahr 2002 durch die CGSE (*Câmara de Gestão do Setor Elétrico*) ersetzt wurde [3.50]. Das Handlungsspektrum der GCE lässt sich in die folgenden vier Themenfelder zusammenfassen: a) Stromrationierung, b) Strategieprogramm zur Erhöhung

⁴³ Die mangelnde Flexibilität des SIN spiegelte sich auch in den stark differierenden Spotmarktpreisen wider. Die marginalen Betriebskosten lagen im Februar 2001 im Südosten bei R\$ 216,37, im Nordosten und Norden bei 103,58 und im Süden bei R\$ 0,00 [3.41]. Im Jahr 2001 wurden von der Südregion 9.401 GWh in den Südosten/Mittlerer Westen exportiert [3.47].

des Stromangebots⁴⁴, c) Programm zur Erhöhung des „Notstromangebots“ („Blackoutversicherung“ - *seguro-apagão*) und d) Revitalisierung des Regulierungsmodells für den Stromsektor [3.51]. Im Rahmen der Stromrationierung wurde den privaten und gewerblichen Verbrauchern überlassen, wie sie in monatlichen Intervallen⁴⁵ 20% (Gewerbe: 15-25%) einsparen. Um die privaten Verbraucher zur Einhaltung der Einsparziele zu animieren, wurden die Tarife ab einem monatlichen Verbrauch von 200 kWh um 50% und ab 500 kWh um 200% erhöht und bei Übererfüllung ein Bonus gezahlt. Geringverbrauchern mit monatlichem Stromverbrauch von maximal 100 kWh waren von der allgemeinen Einsparverpflichtung befreit. Bei Gewerbebetrieben war die Lösung flexibler. Betriebe mit größeren Einsparpotenzialen konnten den Anteil, der über die gesetzliche Einsparquote hinausging, anderen Gewerbebetrieben mit geringen Einsparpotenzialen zum Kauf anbieten. Bei Nichteinhaltung der Bestimmungen drohte eine temporäre Stromabschaltung⁴⁶.

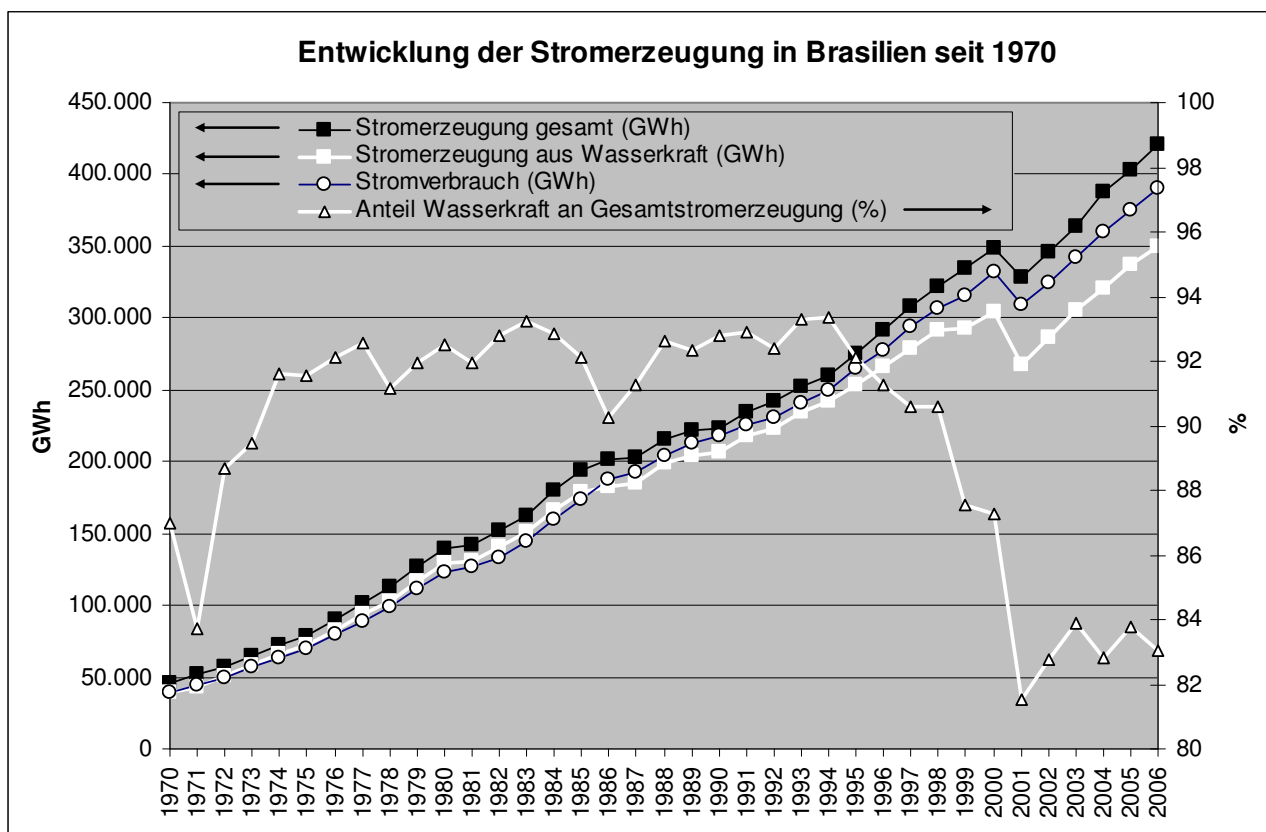


Abb. 3-f: Entwicklung von Stromerzeugung und -verbrauch sowie des Wasserkraftanteils an der Gesamtstromerzeugung seit 1970 [3.53] (Eigene Darstellung).

⁴⁴ Das Strategieprogramm hatte eine Verbesserung der Mechanismen zur Begleitung und Umsetzung von Projekten in der Planungs- und Bauphase zum Ziel.

⁴⁵ In Brasilien wird der Strom monatlich abgelesen. Referenzmonate im Rahmen des Notprogramms waren die Vorjahresmonate Mai, Juni und Juli 2000.

⁴⁶ Die temporäre Stromabschaltung dauerte beim ersten Verstoß maximal drei Tage und ab dem zweiten Verstoß zwischen vier und sechs Tagen [3.49].

In den Monaten Juni bis Dezember 2001 wurden 18,2% des Stroms in der Region Südosten/Mittlerer Westen im Vergleich zu den Referenzmonaten im Vorjahr eingespart [3.47]. Bei Beendigung der Rationierung am 28.02.2002 waren insgesamt 38.000 GWh eingespart worden, allein 30.000 GWh in der Region Südosten/Mittlerer Westen [3.51]. Die Gesamtstromerzeugung in Brasilien sank von 348.909 GWh im Jahr 2000 auf 328.509 GWh im Jahr 2001 und der Anteil der Wasserkraft an der Stromerzeugung nahm von 87,2% auf 81,5% ab [Abb. 3-f].

Neben der Stromrationierung wurde ein Programm zur Erhöhung des „Notstromangebots“, das auch als Blackout-Versicherung (*seguro-apagão*) bezeichnet wurde, realisiert, das mit der kurzfristigen Installation von 2.155 MW Kraftwerksleistung die Deckung von 95% der Stromversorgung auch bei den ungünstigen Niederschlagsverhältnissen in den Jahren 2002 und 2003 sichern sollte⁴⁷. Die Mehrkosten für diese Kraftwerke, die nur im Notfall Strom erzeugen sollten, wurden auf die Verbraucher umgelegt.

Die massiven Stromeinsparungen führten im Stromsektor zu entsprechenden Mindereinnahmen und zu einer Kontroverse innerhalb der verschiedenen Akteure des Stromsektors, die u. a. den Zusammenbruch des brasilianischen Spotmarks für elektrische Energie MAE zur Konsequenz hatten [3.54]. Im Rahmen einer Generalvereinbarung des Stromsektors (*Acordo Geral do Setor Elétrico*) wurden außerordentliche Stromtarifanhebungen⁴⁸ vereinbart und gleichzeitig die Rechtssicherheit erhöht, durch eine rechtliche Fixierung der Kostenübernahme und -weitergabe zwischen Stromerzeugern, -verteilern und -verbrauchern im Falle einer neuerlichen Stromrationierung. Zur Verhinderung von Stromrationierungen wurde zudem eine breite Diversifizierung der Stromerzeugung eingeleitet, indem der Anteil der erneuerbaren Energiequellen Wind, Biomasse und Kleinwasserkraft im Rahmen des Förderprogramms PROINFA neben dem fossilen Erdgas im Strommix ansteigen sollte [3.55], [Kap. 4.2], [Kap. 7].

Die durch die Versorgungskrise bereits diskreditierte Reformpolitik der Regierung Fernando Henrique Cardoso mit dem Ziel der Privatisierung und Liberalisierung des Stromsektors, die bereits Ende des Jahre 1998 nahezu zum Stillstand gekommen war, galt in der Öffentlichkeit spätestens im Jahr 2002 nach den außerordentlichen Stromtarifanhebungen als gescheitert. Mit der Wahl von Luiz Inácio „Lula“ da Silva zum neuen Präsidenten im letzten Quartal 2002 übernahmen Privatisierungskritiker das Ministerium für Bergbau und Energie

⁴⁷ Für die „Anwerbung“ der „Notstromkraftwerke“ inserierte das eigens gegründete zu 100% staatliche Unternehmen CBEE (*Comercializadora Brasileira der Energie Emergencial*) weltweit in diversen Printmedien.

⁴⁸ Zusätzlich zum ordentlichen Inflationsausgleich auf Basis des Preisindizes IGP-M [Kap. 6.1.1.3].

(MME), die in den Folgejahren eine erneute Umstrukturierung des Stromsektors bzw. organisatorische und regulative Anpassung an den Status Quo einleiteten.

3.3 Etablierung eines gemischtwirtschaftlichen Stromsektors (2003 bis heute)

Mit der Regierungsübernahme von Präsident da Silva änderten sich die politischen Vorgaben für die Entwicklung des Stromsektors erneut. Die Regierung sprach sich gegen eine Fortsetzung der Privatisierungen⁴⁹ aus und sah ebenfalls von einer erneuten Verstaatlichung der bislang privatisierten Betriebe ab. Hauptbestreben war es, Rahmenbedingungen für eine Koexistenz von staatlichen und privatwirtschaftlichen Betrieben zu schaffen, die eine Expansion des Sektors ermöglichten, um die Versorgungssicherheit bei moderaten Stromtarifen zu sichern. Diese Vorgaben wurden an soziale Ziele, wie z. B. die genannte „Universalisierung“ der Stromversorgung gekoppelt [3.56].

In den verschiedenen Geschäftsfeldern des Energiesektors war der Privatisierungsprozess ab Mitte der 1990er Jahre in unterschiedlicher Weise vorangeschritten. Der Verteilungsmarkt, bei dem der Privatisierungsprozess begonnen worden war, ist heute zu ca. 70%⁵⁰ privatisiert [Kap. 3.2.2]. Die Stromerzeugung, eigentliches Privatisierungsziel wegen der Möglichkeit der Etablierung eines Wettbewerbs in diesem Segment, ist hingegen nur zu ca. 30% in privaten Händen. Ca. 55% der Kraftwerkskapazität befinden sich im Besitz der Eletrobrás, deren Anteile zu 52,45% der Staat hält, und ihrer Tochtergesellschaften. Weitere ca. 15% der Stromerzeugungskapazitäten befinden sich in der Verantwortung der ehemals vertikal integrierten bundesstaatlichen Versorgungsunternehmen [3.35], [3.51].

3.3.1 Strukturbedingte Wettbewerbshemmnisse im brasilianischen Stromsektor

PIRES et al. sehen bei einem Verzicht auf eine fortschreitende Privatisierung den Vorteil, dass Privatkapital nicht in bereits abgeschriebene bestehende Stromerzeugungsanlagen investiert wird, sondern direkt in die Expansion der Erzeugungskapazität. Trotz der Nachteile halten PIRES et al. jedoch eine Vollprivatisierung des Segments Stromerzeugung insgesamt für die adäquatere Option, weil die dominierende Marktsituation der Staatsunternehmen dauerhafte Risiken für privatwirtschaftliche Investitionen in Neuanlagen birgt. Die Schaffung einer Wettbewerbssituation wird bei einem gemischtwirtschaftli-

⁴⁹ Im Rahmen der Reform 2004 wurde die ELETROBRÁS inkl. der vier Regionalunternehmen CHESF, ELETRONORTE, ELETROSUL und FURNAS aus dem Nationalen Privatisierungsprogramm (PND) genommen [3.22].

⁵⁰ Bei der ANEEL sind insgesamt 64 Verteilungsnetzbetreiber registriert [3.57]. Die 52 in der ABRADEE (Brasilianische Vereinigung der Elektrizitätsverteilungsnetzbetreiber) organisierten Verteilungsnetzbetreiber hatten im Jahr 2005 einen Marktanteil von ca. 95%. Die privatisierten Unternehmen innerhalb der ABRADEE hatten im Jahr 2005 einen Anteil von ca. 68% [3.58].

chen Modell dadurch erschwert, dass privatwirtschaftliche Unternehmen eine höhere Verzinsung des Kapitals veranschlagen als staatliche Unternehmen, wodurch nur bedingt eine reale Wettbewerbssituation entstehen kann. Die Staatsunternehmen könnten zudem mit Hilfe ihrer dominanten Marktstellung den Marktzutritt neuer Akteure weitgehend verhindern, wenn sie eine Angebotsstrategie mit Preisen unterhalb der Grenzkosten neuer Kraftwerkskapazität verfolgten⁵¹. Dadurch könnten Neuinvestitionen privater Unternehmen in Erzeugungskapazität verhindert oder private Investoren in PPP (*Public Private Partnership*) gedrängt werden, die den staatlich kontrollierten Anteil der Kraftwerkskapazität weiter erhöhten und ein wettbewerbsorientiertes Modell längerfristig ausschließen würden [3.51].

Ein gemischtwirtschaftlicher Stromsektor bedarf demnach einer Regulierung, die trotz der Koexistenz von privatwirtschaftlichen und staatlichen Unternehmen, ein hohes Maß an Wettbewerb zur effizienten Nutzung der begrenzten Kapitalressourcen ermöglicht.

Die Struktur des brasilianischen Kraftwerksparks, charakterisiert durch eine dominierende Stellung der Großwasserkraft, erweist sich jedoch im Allgemeinen als suboptimal für die Umsetzung eines offenen Wettbewerbs. Da die Wasserkraftwerke in der Regel in mehreren Staustufen hintereinander geschaltet und somit voneinander abhängig sind, stellt ein zentralisierter Abruf der Kraftwerksleistung und der Reallokation der gespeicherten Energie die effizienteste Form des Systemmanagements dar. Die Wasserkraftwerke stehen somit de facto nur bedingt im Wettbewerb zueinander. Auch ein unabhängiger Stromerzeuger müsste auf seine Entscheidungsautonomie verzichten und sich diesem koordinierten Abruf der Wasserkraftleistung unterordnen [3.20].

Ergänzend zu dem Wasserkraftsystem, dessen Kapazität, aufgrund der geringen Betriebskosten der Wasserkraftwerke, bei ausreichenden Wasserreserven vorrangig abgerufen wird, stehen Spitzenlast- und Notstromkraftwerke, die in Brasilien im Zuge der RESEB als flexible Kraftwerke (*usinas flexíveis*) bezeichnet wurden und während Lastspitzen bzw. saisonal bei niedrigem Wasserstand in den Speicherbecken zugeschaltet werden. Diese Kraftwerke sind zu einem Großteil Gaskraftwerke, die, eingeschränkt durch die Struktur des brasilianischen Gasmarkts, ebenfalls in keinem offenen Wettbewerb zueinander stehen.

⁵¹ Die Großwasserkraftwerke, die sich größtenteils im Besitz staatlich kontrollierter Betriebe befinden, erzeugen rund 80% des brasilianischen Stroms [Abb. 3-f]. Die Kosten der Stromproduktion dieser bestehenden Kraftwerke liegen deutlich unter den Erzeugungskosten anderer Kraftwerke. Es besteht demnach ein Spielraum bei der Preisgestaltung der durch Großwasserkraftwerke erzeugten Strommengen, der eine Angebotsstrategie der dominierenden Staatsbetriebe unterhalb der Grenzkosten der Expansion der Stromerzeugung ermöglicht.

3.3.2 Anpassung der Organisationsstruktur an einen gemischtwirtschaftlichen Stromsektor

Die institutionellen Veränderungen der Reform 2004, die auf den Gesetzen 10.847/2004, 10.848/2004 und dem Decreto 5.163/2004 basiert, waren erheblich geringer als bei der RESEB. Die von PAIXÃO als „Rückgrat des Stromsektors“ bezeichneten Institutionen ONS, ANEEL und MAE blieben weitgehend unangetastet [3.3, S. 222], [Tab. 3-e].

Tab. 3-e: Die institutionelle Gliederung des brasilianischen Energiesektors seit der Reform im Jahr 2004 [3.61], [3.69].

Die institutionelle Gliederung des brasilianischen Stromsektors seit der Reform im Jahr 2004	
Organ/Institution	Aufgaben
CNPE – Nationalrat für Energiepolitik (Lei 9.478/1998 [3.62], Decreto 3.520/2000 [3.63], Änderungen: Decreto 5.793/2006 [3.64])	Der CNPE ist das interministerielle Beratungsorgan des Präsidenten, das die Aufgabe hat, die Energiepolitik und -richtlinien vorzugeben, für eine rationale Nutzung der Energieressourcen einzustehen, die Energieversorgung der entlegenen Gebiete Brasiliens zu sichern und den Energiemix der vier Regionen periodisch zu überprüfen, sowie die Richtlinien für spezielle Programme zur Nutzung des Erdgases, der Kohle, der Kernenergie, der Biotreibstoffe, der Solarenergie, der Windenergie und anderer alternativer Energiequellen festzulegen.
MME – Ministerium für Bergbau und Energie (1960-1990, erneute Bildung Lei 8.422/1992, Änderungen: Lei 10.683/2003 [3.65])	Das MME ist als Regierungsorgan für die Formulierung und Implementierung der Energiepolitik im Einklang mit den vom CNPE definierten Richtlinien verantwortlich. Das MME ist für die Überwachung der Versorgungssicherheit im Stromsektor verantwortlich und im Fall eines konjunkturellen Ungleichgewichts zwischen Energieangebot und -nachfrage für die Definition von Maßnahmen zur Wiederherstellung der Versorgungssicherheit
EPE – Unternehmen für Energieforschung (Lei 10.847/2004 [3.60], Decreto 5.184/2004 [3.66])	Das staatliche Unternehmen EPE steht in enger Verbindung mit dem MME. Die vom EPE durchgeführten Studien und Forschungen sollen unterstützend auf die Planungen des Energiesektors wirken. Hauptaufgaben sind Studien, Projektionen und Analysen über den zukünftigen Strommix, eine integrierte Planung der Energieressourcen, die Expansion der Stromtransmission und -erzeugung und die allgemeine Umsetzbarkeit von Kraftwerken.
CMSE – Monitoring-Komitee des Elektrizitätssektors (Lei 10.848/2004[3.22])	Das CMSE, das vom MME direkt koordiniert wird, hat die Funktion, die Kontinuität und die Sicherheit der Stromversorgung im gesamten brasilianischen Territorium zu begleiten und zu bewerten. Es soll u. a. die Entwicklung der Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung, -kommerzialisierung, -import und -export begleiten, die Versorgungsbedingungen bewerten, periodisch eine integrierte Analyse der Versorgungssicherheit durchführen, Schwierigkeiten und Hindernisse identifizieren, welche die ununterbrochene Versorgung und die Sektorexpansion gefährden, und Veränderungsvorschläge und präventive Maßnahmen zur Wiederherstellung der Versorgungssicherheit erarbeiten.
ANEEL – Nationalagentur für Elektrische Energie (Lei 9.427/1996 [3.67], Decreto 2.335/1997 [3.68], Änderungen: Lei 10.848/2004 [3.22])	Die ANEEL ist für die Regulierung und Besteuerung von Stromerzeugung, -transmission, -distribution und -handel verantwortlich. Sie wacht dabei über die Qualität der Stromdienstleistungen, über die Universalisierung der Versorgung und legt die Tarife für die Endverbraucher fest, immer unter Berücksichtigung des wirtschaftlichen und finanziellen Gleichgewichts der Akteure und der Industrie. Im Rahmen der Veränderungen im Jahr 2004 wurden der ANEEL die Verantwortung über die Ausschreibungen übertragen. Bei Versteigerungen erwerben die Verteilungsnetzbetreiber des nationalen Übertragungsnetzes SIN Strommengen zur Versorgung Ihrer Kundschaft.
CCEE – Kammer zur Kommerzialisierung von Elektrischer Energie (Lei 10.848/2004 [3.22], Decreto 5.177/2004 [3.71])	Die CCEE übernahm die Funktionen und Organisations- und Betriebsstrukturen der MAE. Unter den Hauptaufgaben befindet sich die Ermittlung des <i>Preço de Liquidação de Diferenças</i> (PLD - Preis zur Begleichung der Differenzen), der zur Bewertung der Transaktionen, die auf dem Spotmarkt durchgeführt werden, verwendet wird. Weitere Aufgaben sind die Berechnung der gehandelten Strommengen und die Durchführung von Strommengenversteigerungen zum Kauf und Verkauf im regulierten Markt ACR auf Anordnung der ANEEL.
ONS – Nationaler Operator des Elektrischen Systems (Lei 9.648/1998 [3.34], Decreto 2.655/1998 [3.72], Änderungen: Decreto 5.081/2004 [3.73])	Der ONS steuert und überwacht die Stromerzeugung im nationalen Übertragungsnetz SIN und verwaltet das Hauptübertragungsnetz in Brasilien. Seine Hauptziele sind die Bedienung der Lastanforderungen, die Kostenoptimierung und die Garantie der Systemstabilität. Des Weiteren definiert der ONS die Bedingungen für den Zugang zum Hochspannungsübertragungsnetz.

Der „Stromgroßhandel“ MAE wurde im Rahmen der Reform 2004 in *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (CCEE) umbenannt [3.59]. Die Gründung zweier weiterer staatlicher Institutionen zur Planung und Überwachung des Stromsektors deutet auf eine größere staatliche Kontrolle hin. Mit der Gründung des EPE, Unternehmen für Energiefor-

sung, wurde eine Institution geschaffen, die für die langfristige Planung des Stromsektors zuständig ist. Weiterhin wurde das CMSE (*Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico*), das Monitoring-Komitee des Stromsektors, geschaffen, das die Kontinuität und die Sicherheit der Stromversorgung im gesamten brasilianischen Territorium begleitet und bewertet [Tab. 3-e].

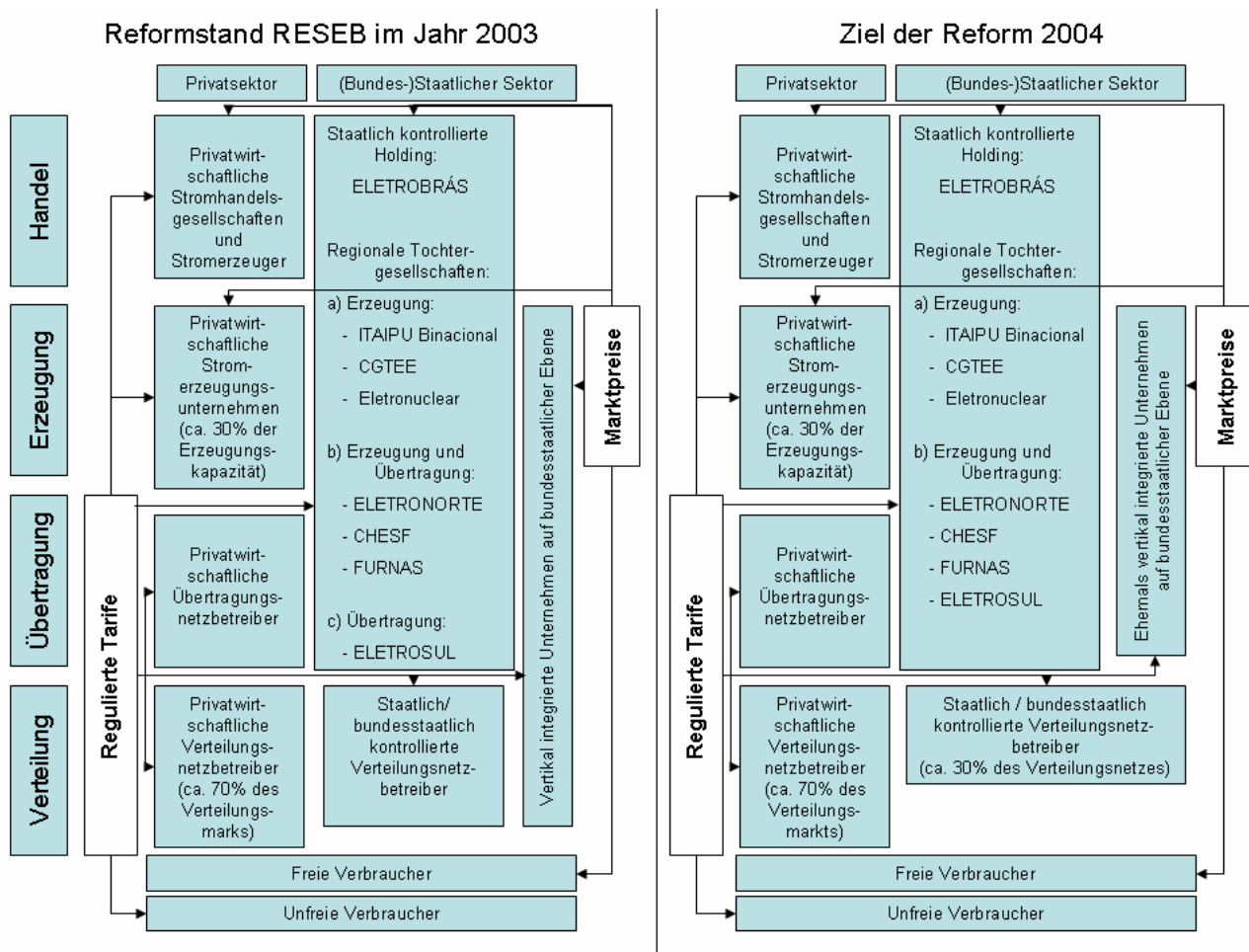


Abb. 3-g: Strukturelle Veränderungen des Energiesektors infolge der Reform 2004 (Eigene Darstellung).

In die Struktur des Stromsektors wurde im Rahmen der Reform geringfügig eingegriffen. Die Verteilungsebene wurde mit der Entflechtung der vertikal integrierten Stromversorger CEMIG, COPEL und CEEE vollständig von den anderen Geschäftsfeldern getrennt. Transmission und Übertragung blieben hingegen unter dem Dach der vier Regionalunternehmen CHESF, ELETRONORTE, FURNAS eng verflochten. Der ELETROSUL, dessen Stromerzeugungsparte bereits 1998 privatisiert worden war, wurden Investitionen in Stromerzeugung wieder genehmigt [Abb. 3-g].

3.3.3 Kommerzialisierung des Stroms im gemischtwirtschaftlichen Stromsektor

Im Bereich der Kommerzialisierung wurden hingegen weit reichende Veränderungen verabschiedet [3.22], [3.70], [3.71], [3.74]. Der Stromhandel zwischen den Akteuren wird hauptsächlich durch bilaterale Stromkauf- und Verkaufverträge geregelt. Die CCEE führt Buch über die Differenzen zwischen Stromproduktion oder -verbrauch und den vertraglich vereinbarten Strommengen. Die Differenzen werden auf dem Spotmarkt (*mercado de curto prazo*) ausgeglichen und für die Bestimmung des PLD aufgerechnet (*Preço de Liquidação das Diferenças*). Der PLD wird wöchentlich auf Basis der marginalen Systembetriebskosten für die verschiedenen Laststufen (Grund-, Mittel- und Spitzenlast) und für jeden der vier Teilmärkte festgelegt, begrenzt durch einen Minimal- und Maximalpreis. Der brasilianische Spotmarkt ist demnach ein Markt der Differenzen zwischen den vertraglich vereinbarten Stromlieferungen und den gemessenen Strommengen [3.76].

Im aktuellen gesetzlichen Rahmen ist Kommerzialisierung auf zwei definierten Marktebenen vorgesehen, der Marktebene der regulierten Vertragsabschlüsse ACR (*Ambiente de Contratação Regulada*) und der Marktebene der freien Vertragsabschlüsse ACL (*Ambiente de Contratação Livre*). Auf der Marktebene ACR werden die Strommengen auf staatlich organisierten Versteigerungen kommerzialisiert. Ziel der Versteigerungen ist die totale Deckung des von den Verteilungsnetzbetreibern angezeigten Bedarfs der in ihrem Versorgungsgebiet befindlichen „gefangenen Verbraucher“ (*consumidores cativos*). Die zum niedrigsten Preis angebotenen Strommengen werden den Verteilungsnetzbetreibern zugeteilt. Die Ergebnisse dieser Strommengenversteigerungen werden durch bilaterale Verträge (CCEAR⁵²) zwischen den Verkäufern und den Verteilungsnetzbetreibern formalisiert.

Auf der Marktebene des ACL wird frei verhandelt zwischen den Stromerzeugern, -händlern, freien Verbrauchern (*consumidores livres*), Stromimporteuren und -exporteuren. Die Vereinbarungen werden ebenfalls in bilateralen Verträgen fixiert, die in der CCEE registriert werden. Diese Registrierung gibt Auskunft über die Vertragspartner, die Energiemengen und die Laufzeit der Verträge, nicht jedoch über den ausgehandelten Preis [3.76].

Alle Stromerzeuger, seien es staatliche Stromerzeuger (*concessionários de serviço público de geração*), unabhängige Stromerzeuger (PIE), Eigenerzeuger oder Stromhändler, können die elektrische Energie auf beiden Ebenen verkaufen und geben auf diese Weise der Stromerzeugung einen bedingten Wettbewerbscharakter. Die Gesamtzahl der Verträ-

⁵² Laufzeit der Verträge variiert bei neu errichteten Kraftwerken (*energia nova*) zwischen 15 und 30 Jahren und im Fall von bereits existierenden Kraftwerken (*energia velha*) zwischen 5 und 15 Jahren [3.70].

ge der beiden Marktebenen ACR und ACL sind in der CCEE registriert und dienen als Erfassungsgrundlage und für den Ausgleich der Differenzen auf dem Spotmarkt [3.76].

Die Verteilungsnetzbetreiber haben zur Bedienung ihres Versorgungsgebiets neben den Versteigerungen von Strommengen aus bestehenden und neuen Erzeugungsanlagen auf der Marktebene ACR folgende Möglichkeiten der Energiebeschaffung [3.70]:

- KWK-Anlagen, falls dem Vertragsabschluss eine öffentliche Ausschreibung durch den Verteilungsnetzbetreiber vorhergeht und die Strommenge auf 10% des Marktes des jeweiligen Verteilungsunternehmens begrenzt ist,
- Kraftwerke im Rahmen der ersten Phase des PROINFA
- Itaipu Binacional.

Kommerzialisierung / Handel von elektrischer Energie in Brasilien seit den Reformen im Jahr 2004

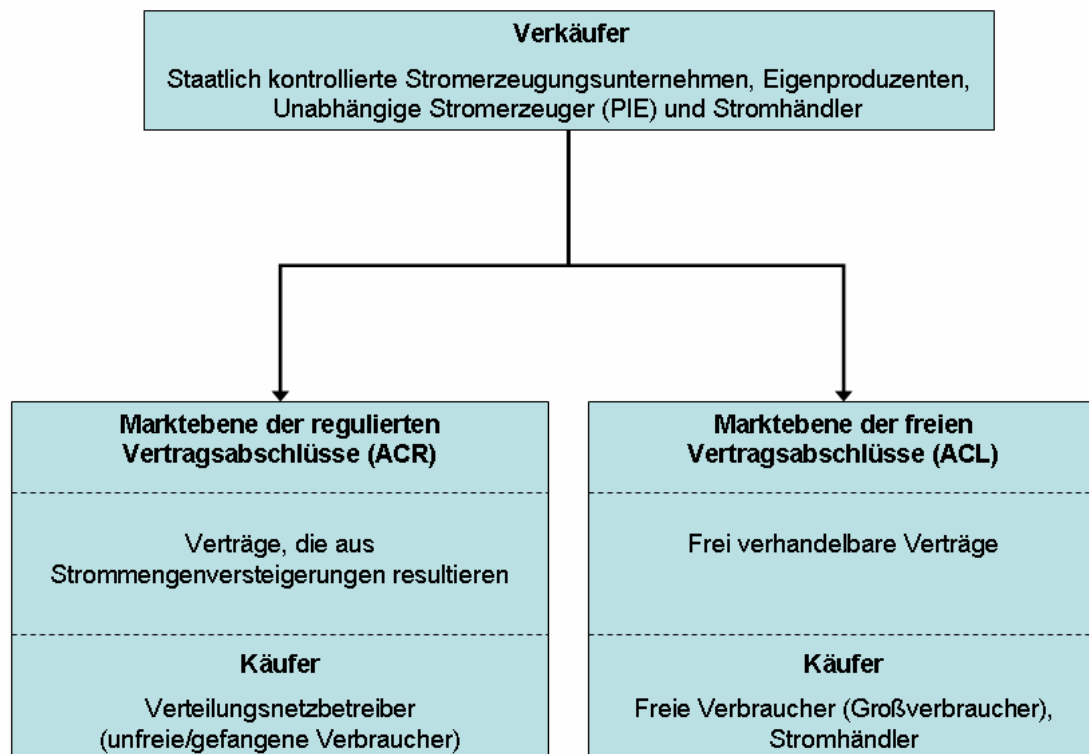


Abb. 3-h: Kommerzialisierung / Handel von elektrischer Energie in Brasilien auf den Marktebenen ACR und ACL [3.76] (Eigene Darstellung).

Abb. 3-h zeigt, dass es für beide Marktebenen ACR und ACL keine rechtlichen Barrieren für die Kommerzialisierung von Strom aus erneuerbaren Energien gibt. Sowohl über die Versteigerungen auf der Marktebene ACR als auch auf Basis von bilateralen Verhandlungen auf der Marktebene ACL ist eine Kommerzialisierung möglich.

3.4 Niveau der Stromerzeugungspreise als Marktbarriere für erneuerbare Energien

Die Stromerzeugungspreise können in Brasilien auf dem Spotmarkt und auf der Marktebene des ACR auf Basis der Ergebnisse der Strommengenversteigerungen ermittelt werden. Das Preisniveau auf der Marktebene ACL ist aufgrund der frei verhandelten bilateralen Verträge zwischen Stromanbieter und -verkäufer weniger zugänglich, da nur die gehandelten Strommengen bei der CCEE gemeldet werden müssen [Kap. 3.3.3].

3.4.1 Relevanz der Spotmarktpreise

Die Spotmarktpreise spiegeln in erster Linie die kurzfristige Versorgungslage wieder. In Abb. 3-i ist die Entwicklung der Spitzenlastspotmarktpreise in den vier Regionen seit dem 3. Quartal 2001 aufgezeichnet. Die Stromkrise im Jahr 2001/2002 in drei der vier Großregionen und weitere Versorgungsengpässe in Teilregionen in den Jahren 2004 und 2005 zeichnen sich deutlich im Kurvenverlauf ab [Kap. 3.2.3].

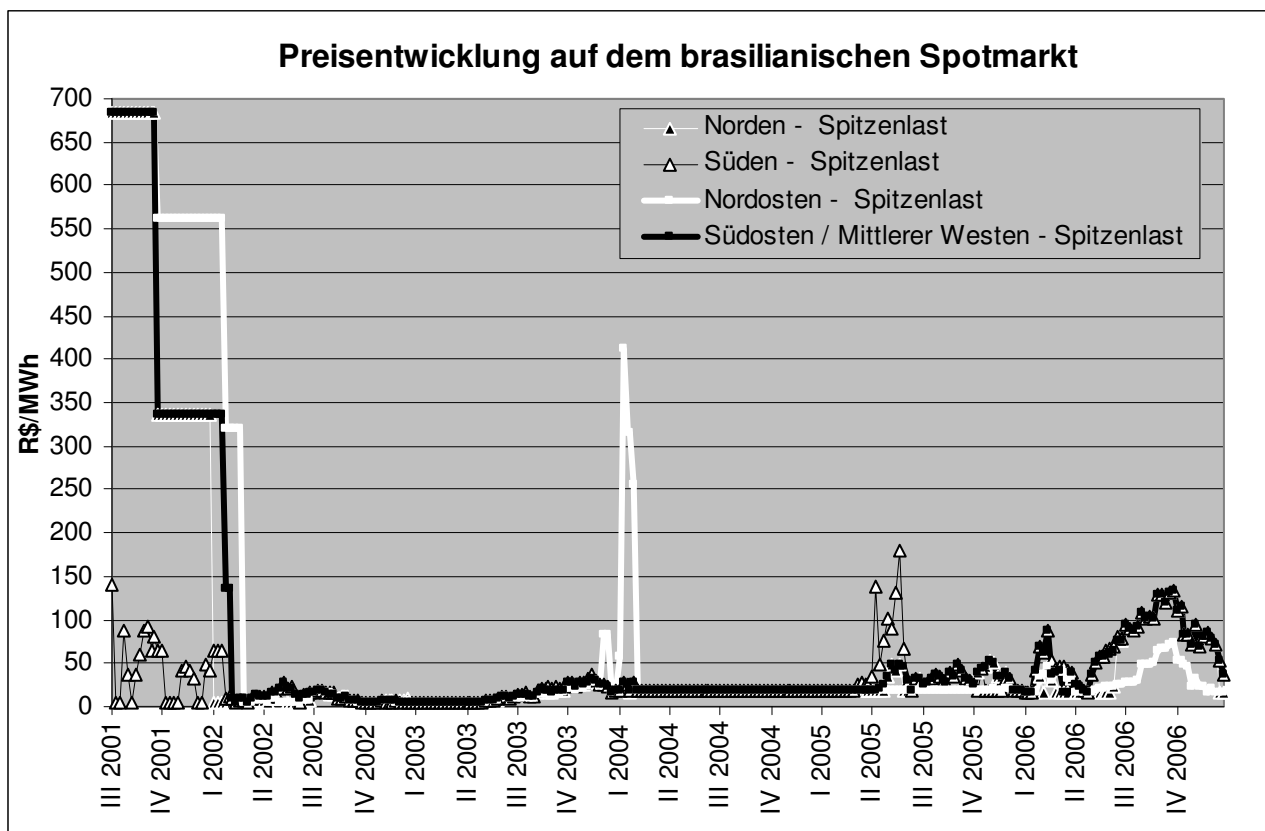


Abb. 3-i: Preisentwicklung auf dem brasilianischen Spotmarkt für Spitzenlaststrom basierend auf wöchentlichen Durchschnittspreisen (dreizehn Werte pro Quartal) [3.77] (Eigene Darstellung).

Im Durchschnitt der Jahre 2005 und 2006 lag der Spotmarktpreis für Spitzenlaststrom bei ca. 50 R\$/MWh auf einem niedrigem Niveau. Der Spotmarkt kommt jedoch nur für den Verkauf von eventuellen Stromüberschüssen in Frage. Für eine Investitionsentscheidung

sind die auf den Marktebenen ACR und ACL im Rahmen langfristiger Verträge vereinbarten Stromerzeugungspreise relevant.

3.4.2 Strompreisniveau bei Strommengenversteigerungen als Markteintrittsbarriere

Seit der Reform 2004 gibt es drei Arten⁵³ von Strommengenversteigerungen auf der Marktebene ACR:

- A-5: Versteigerung von Strommengen **neuer Kraftwerke** (*energia nova*) **fünf Jahre** vor deren geplantem Betriebsbeginn,
- A-3: Versteigerung von Strommengen **neuer Kraftwerke** (*energia nova*) **drei Jahre** vor deren geplantem Betriebsbeginn,
- A-1: Versteigerung von Strommengen bereits **existierender Kraftwerke** (*energia velha*) **ein Jahr** vor geplantem Lieferbeginn.

Die Preise, die bei den Versteigerungen von Strommengen aus Neuanlagen (A-3 und A-5) erzielt werden, sind ein wichtiger Faktor für eine Investitionsentscheidung in neue Erzeugungskapazität. Bei den bisherigen drei Versteigerungen dieser Art wurden 4099 MW_Ø unter Vertrag genommen [Tab. 3-f].

Tab. 3-f: Ergebnisse der ersten drei Strommengenversteigerungen neuer Kraftwerke (basierend auf [3.78], [3.79], [3.80]).

* Es wurden Strommengen versteigert von Kraftwerken, deren Betriebsbeginn in drei, vier oder fünf Jahren nach Ausrichtung der Versteigerung geplant ist.

** MW_Ø (durchschnittliche Kapazität): errechnet sich aus der Multiplikation aus Nennleistung und Verfügbarkeit der Anlage.

Versteigerungen von Strommengen neuer Kraftwerke - Ergebnisse der ersten drei Versteigerungen	1. Versteigerung A3-A5* 16.12.2005	2. Versteigerung A-3 04.07.2006	3. Versteigerung A-5 10.10.2006	Gesamt
Anzahl Wasserkraftwerke	11	15	6	32
Anzahl thermoelektrische Kraftwerke	9	16	9	34
Gesamtzahl	20	31	15	66
Kapazität Wasserkraftwerke (MW _Ø **)	502	1.028	569	2.099
Kapazität thermoelektrische Kraftwerke (MW _Ø **)	811	654	535	2.000
Gesamtkapazität (MW _Ø **)	1.313	1.682	1.104	4.099
Ø-Preis Wasserkraft (in R\$)	114,62	126,77	120,86	
Ø-Preis thermoelektrische Kraftwerke (in R\$)	126,69	132,39	137,44	
Ø-Preis (in R\$)	122,08	128,95	128,89	

Die in Tab. 3-f aufgeführten Werte geben eine Vorstellung über das Niveau der Stromerzeugungspreise in Brasilien. Der bisher höchste bei den Versteigerungen erzielte Preis von R\$ 138,99 liegt ungefähr 23%-32% unter den im Mai 2004 vom MME im Rahmen des PROINFA fixierten Vergütungssätzen (*Valor Econômico*) für Windkraftprojekte, die in Ab-

⁵³ *Decreto 5.163/2004* implementiert, zusätzlich zu den drei aufgeführten Versteigerungstypen, so genannte Ausgleichsversteigerungen (*Leilões de Ajuste*), die den Verteilungsnetzbetreibern die Möglichkeit geben, ihre komplementäre Stromnachfrage, bis zu einem Maximalwert von einem 1% der Gesamtnachfrage des jeweiligen Verteilungsnetzbetreibers, zu decken [3.70].

hängigkeit vom Kapazitätsfaktor der Anlagen zwischen R\$ 180,18 und R\$ 204,35 variieren [Tab. 7-d]. Demzufolge ist eine wirtschaftliche Vermarktung von Windstrom über die Marktebene ACR in der jetzigen Form, aufgrund der deutlich höheren Kosten der Windstromproduktion, in einer kurz- und mittelfristigen Perspektive nicht möglich.

Bei den Versteigerungen werden die verschiedenen Technologien nicht gleich behandelt. Es werden vor der Versteigerung unterschiedliche Maximalpreise/Preisdeckel (*preço-teto*) je nach Erzeugungstechnologie festgelegt. Während die Preisgrenze für Wasserkraftwerke bei der 3. Versteigerung bei unter R\$ 130,00 festgelegt wurde, wurden Strommengen, die in thermoelektrischen Kraftwerken erzeugt werden, zu Preisen deutlich über R\$ 130,00 verkauft. Dies führte zu einer deutlichen Verschiebung der unter Vertrag genommenen Kraftwerksleistung zugunsten der thermoelektrischen Erzeugung [3.75], [Tab. 3-f]. Die Windkraft könnte über angepasste Preisobergrenzen auch in die Versteigerungen auf der Marktebene ACR miteinbezogen werden. Die Mehrkosten der Windkraftnutzung würden in dem Fall jedoch ausschließlich auf die unfreien Stromverbraucher (*consumidores cativos*) umgelegt [Abb. 3-h]. Außerdem führt das System der Stromauktionen zu relativ hohen spezifischen Transaktionskosten von Kleinprojekten, da der Aufwand einer Versteigerungsteilnahme von der Anlagenkapazität weitgehend unabhängig ist [Kap. 8.1].

Als Analyseergebnis bleibt festzuhalten, dass von den klassischen Vermarktungswegen der Marktebenen ACR und ACL in der derzeitigen Ausgestaltung keine Entwicklungsimpulse für die Windkraftnutzung ausgehen, da die Erzeugungskosten von Windstrom deutlich über dem brasilianischen Marktpreis liegen. Lediglich über Fördermaßnahmen, die eine kostendeckende Vergütung garantieren, kann die Markteinführung der Windkraft eingeleitet werden [Kap. 7], [Kap. 8].

3.4.3 Niveau der Haushaltstarife

Bei der Photovoltaik wird bei privaten Kleinanlagen meist der Haushaltstarif als Maßstab für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen genommen, da sich bei Erreichen der *grid parity* auch ohne gesetzliche Einspeisevergütungen eine Investition in eine PV-Anlage für Privatkunden lohnen würde⁵⁴. Grundvoraussetzungen für derartige Investitionen sind die Regelung eines allgemeinen diskriminierungsfreien Netzzugangs für dezentrale Kraftwerke mit geringer Leistung und deren Befreiung von Netznutzungsgebühren [Kap. 7.1].

Der brasilianische Haushaltstarif *B1 – Residencial* liegt im Durchschnitt bei 0,317 R\$/kWh (Stand: Juli 2008) und schwankt je nach Verteilungsnetzbetreiber deutlich zwischen 0,199

⁵⁴ Eine technische Voraussetzung sind rückwärts laufende Stromzähler.

R\$/kWh (CEA) und 0,436 R\$/kWh (UHENPAL) [3.81]. Vor allem aufgrund des hohen Zinsniveaus und den damit verbundenen hohen Finanzierungskosten wird die *grid parity* in Brasilien trotz hoher Globalstrahlung auch in Netzbereichen mit überdurchschnittlichen Haushaltstarifen momentan noch nicht erreicht [Kap. 2.1.3], [Kap. 6.7].

3.5 Relevanz struktureller Faktoren für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen

Die Stromversorgungskrisen in den brasilianischen Metropolen zur Mitte des 20. Jahrhunderts führten zur politischen Entscheidung, den Stromsektor zu verstaatlichen und über Steuern und Abgaben die Expansion der Stromerzeugung und die Elektrifizierung Brasiliens zu finanzieren. Im Rahmen eines Kompromisses zwischen den bundesstaatlichen Regierungen und der brasilianischen Staatsregierung kam es zu einer Aufteilung der Geschäftsfelder. Für Transmission und Stromerzeugung waren seit diesem Kompromiss überwiegend die staatliche Holding Eletrobrás mit ihren vier Regionalunternehmen und für die Verteilung bundesstaatliche Stromversorgungsunternehmen zuständig [Kap. 3.1]. Nach dem Staatsstreich im Jahr 1964 begann eine mehr als zwei Dekaden andauernde Militärdiktatur, welche die zentralistische Struktur des Stromsektors zementierte. Der staatliche Stromsektor erfüllte seine Aufgabe bis zu Beginn der 1980er Jahre und sorgte für einen ausreichenden Ausbau des Kraftwerksparks, obwohl der Strombedarf in den 1970er Jahren Wachstumsraten von über 10% verzeichnete [Abb. 3-f]. Angepasst an die zentralistische Struktur erfolgte die Stromversorgung in erster Linie auf Basis der Großwasserkraft. Rund 68% der heutigen Kapazität des gesamten netzgekoppelten Kraftwerksparks von ca. 104 GW stellen die 156 Großwasserkraftwerke [Tab. 3-a].

Die frühe industrielle Nutzung der erneuerbaren Energie Wasserkraft ist zum einen auf den damaligen Mangel an nationalen fossilen Energieressourcen zurückzuführen, und zum anderen auf das immense wirtschaftlich nutzbare Wasserkraftpotenzial Brasiliens von ca. 261 GW [Kap. 4.2]. Die Entwicklung und Nutzung von erneuerbaren Energietechnologien mit modularer Struktur bzw. mit, im Vergleich zur Großwasserkraft, geringer Leistung der Einzelanlagen (Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen) oder eine auf Biomasse basierende Stromerzeugung, bei der die lokal vorhandenen Ressourcen berücksichtigt werden müssen, sind in einem zentralistischen System gegenüber Großkraftwerksprojekten strukturell bedingt im Nachteil, da sie einen höheren dezentralen und individualisierten Planungsaufwand erfordern, den ein zentralistisches System nur bedingt leisten kann. Während sich ein zentralistisches System nachteilig auf die Nutzung fluktuierender Energiequellen

auswirkt, bieten die Staubecken der Großwasserkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von ca. 194.000 GWh optimale Voraussetzungen für die Integration fluktuierender Energiequellen.

Ein schuldenfinanzierter Ausbau des Kraftwerksparks in den 1970er Jahren und die mit der zweiten Ölpreiskrise verbundene ungünstige Zinssituation auf den internationalen Märkten führte den brasilianischen Staat inkl. den staatlichen Stromsektor in eine Schuldenfalle bis zur Zahlungsunfähigkeit gegen Ende der 1980er Jahre [Kap. 3.1.3], [Kap. 3.1.4], [Kap. 3.1.5]. Die Finanzkrise der brasilianischen Staatssektoren führte zur Verabschiedung eines umfassenden Privatisierungsprogramms (PND) im Jahr 1990 und zu grundlegenden Reformen des Stromsektors ab dem Jahre 1993. Die im Rahmen dieser Reformen geregelte Öffnung des Stromsektors für private Investoren ab dem Jahr 1993, die gesetzliche Verankerung der unabhängigen Stromproduzenten (PIE) im Jahr 1995 sowie die Regelung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs im Jahr 1999 kamen der Nutzung erneuerbarer Energien aus struktureller Sicht entgegen, da Kraftwerksplanungen nun auch dezentral von unabhängigen Projektplanern durchgeführt werden und die Kraftwerke nach Inbetriebnahme ins nationale Stromnetz einspeisen können [Kap. 3.2]. Eine Vielzahl von umgesetzten Kleinwasserkraftwerken und Biomassekraftwerken zeigt, dass dezentrale Planungen nicht mehr gravierenden strukturbedingten Hemmnissen unterliegen [Tab. 3-a].

Die Finanzkrise und der langjährige Reformprozess hatten zur Folge, dass die Gesamtleistung des brasilianischen Kraftwerksparks vor allem in den 1990er Jahren nur unzureichend ausgebaut wurde und im Jahr 2001, bei gleichzeitig unterdurchschnittlichen Niederschlagswerten, eine akute Stromversorgungskrise ausbrach [Kap. 3.2.3]. Die 2002 gewählte Regierung unter Luiz Inácio „Lula“ da Silva stoppte den, seit der Währungskrise im Jahr 1999 zum Erliegen gekommenen, Liberalisierungs- und Privatisierungsprozess im Stromsektor (RESEB) endgültig und implementierte im Jahr 2004 das so genannte „neue Modell für den Stromsektor“ (Reform 2004), das eine Koexistenz zwischen privatwirtschaftlichen und staatlichen Betrieben vorsieht [Kap. 3.3]. Die Reform 2004, welche vor allem den Ablauf der Stromkommerzialisierung erneut substantiell modifizierte, ist im Besonderen für die Umsetzung marktnaher erneuerbarer Energietechnologien wie Kleinwasserkraft- und Biomassekraftwerke relevant, da sie bei entsprechenden Erzeugungskosten Strommengen auf den Marktebenen ACR und ACL kommerzialisieren können [Kap. 3.3.3]. Für Windkraft und Photovoltaik sind in Brasilien die Erzeugungskosten die Hauptmarkteintrittsbarrieren. Aus diesem Grund ist die Verabschiedung spezieller Förderpro-

gramme/-gesetze für eine erfolgreiche Markteinführung zwingend erforderlich [Kap. 3.4]. Im folgenden Kap. 4 werden die politischen Rahmenbedingungen analysiert, die für die Durchsetzbarkeit von Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien von großer Bedeutung sind.

4 Politische Rahmenbedingungen für die Nutzung der fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen Windkraft und Solarstrahlung

Die Stromversorgung war in Brasilien bis Mitte der 1990er Jahr fast ausschließlich in staatlicher Hand. Nach der Privatisierungsphase, die vor allem die bundesstaatlichen Verteilungsnetzbetreiber betraf, sind heute weiterhin ca. 60% der Kraftwerkskapazitäten in staatlicher Hand. Entsprechend hoch ist der Einfluss der Politik auf dieses Marktsegment [Kap.3.2], [Kap. 3.3].

Unabhängig von der Organisationsform ist die Sicherung der Stromversorgung eine Kernaufgabe des Staates, da eine funktionierende Stromversorgung eine der Grundvoraussetzungen einer prosperierenden Volkswirtschaft ist. In einem staatswirtschaftlich organisierten Stromsektor sichert eine direkte staatliche Investitionsplanung die Energieversorgung. In einem privatwirtschaftlich organisierten Stromsektor dagegen muss die Politik Rahmenbedingungen schaffen, die eine zur Sicherung der Stromversorgung ausreichende Investitionstätigkeit der privaten Akteure auslöst, um den zukünftigen Strombedarf zu decken und gegebenenfalls die Stromversorgung auf bisher nicht versorgte Haushalte auszudehnen.

Neben dem übergeordneten Ziel der Sicherung der Energieversorgung spielen bei der Ausgestaltung der Energiepolitik meist sekundäre politische Zielsetzungen eine Rolle. Solange diese weiteren Ziele dem übergeordneten Ziel der Sicherung der Energieversorgung unterstehen, sind sie Teil des politischen Handlungsspielraums der jeweiligen Regierung. In diesem Kapitel wird zuerst die im letzten Viertel des 20. Jahrhunderts zu verzeichnende Unterordnung des energiepolitischen Ziels der Versorgungssicherheit unter andere politische Ziele und deren Folgen erörtert [Kap. 4.1]. Daraufhin wird die Diversifizierung der Stromerzeugung als Reaktion auf die Stromversorgungskrise und als Zeichen der politischen Rückbesinnung auf das Kernziel „Versorgungssicherheit“ analysiert [Kap. 4.2]. Anschließend werden die Entwicklungsmöglichkeiten der fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen Windkraft und Solarstrahlung anhand der aktuellen politischen Vorgaben zur Sicherung der mittel- und langfristigen Stromversorgung untersucht [Kap. 4.3], sowie der Einsatz der genannten Energiequellen bei der Elektrifizierung peripherer Gebiete aufgezeigt [Kap. 4.4].

4.1 Unterordnung der Versorgungssicherheit unter übergeordnete politische Ziele im Zeitraum 1972 bis 1999

In dem genannten Zeitraum gab es im Besonderen zwei politische Ziele, welche die Investitionsplanungen beeinflussten und sich im Nachhinein negativ auf die Finanzsituation des

Energiesektors und in Konsequenz auf die Versorgungssicherheit auswirkten: die Entwicklung einer nationalen Nuklearindustrie während der Militärdiktatur [Kap. 4.1.1] und die Stabilisierung und Entwicklung der Volkswirtschaft [Kap. 4.1.2].

4.1.1 Investitionsplanungen mit militärischem Hintergrund – die übergeordnete Bedeutung der Kerntechnik für die Militärdiktatur

In der Zeit der Militärdiktatur, die von 1964 bis 1985 andauerte, wurde die Nukleartechnik als Kernelement für die technologische Entwicklung Brasiliens angesehen. Durch die zivile Nutzung erhoffte sich das Regime zusätzlich einen technologischen Fortschritt bei der militärischen Nutzung der Atomkraft.

Nach der Anschaffung des ersten Kernkraftwerks Angra 1⁵⁵ im Jahr 1972 wurde deutlich, dass der erhoffte Technologietransfer nicht stattfinden würde, da der Hersteller Westinghouse einen fertigen Druckwasserreaktor lieferte, der im Nachhinein von hohen Verantwortlichen der Militärregierung als Black Box bezeichnet wurde⁵⁶. Zudem suspendierten die USA während der Ölkrise 1973 die Garantie der Lieferung von angereichertem Uran zur Beschickung neuer Reaktoren. Dies veranlasste die Militärregierung unter Ernesto Geisel, neue Kooperationspartner im Bereich der zivilen Nutzung der Kerntechnik zu suchen [4.3].

Bereits im Jahr 1975 wurde daraufhin das deutsch-brasilianische Atomabkommen unterzeichnet. Im Rahmen dieses Abkommens sollten innerhalb von fünfzehn Jahren acht Reaktoren mit einer Leistung von je 1.350 MW in Zusammenarbeit mit der Kraftwerk Union (KWU) gebaut werden. Zudem sollte eine deutsch-brasilianische Industrie zur Produktion von Komponenten der gesamten Wertschöpfungskette der zivilen Nutzung der Kernenergie aufgebaut werden [4.4]. Im Jahr 1976 wurden die Verträge über den Bau der Reaktoren Angra 2 und Angra 3 unterzeichnet⁵⁷, die Teil des bilateralen Atomabkommens mit Westdeutschland waren.

Die Planungen stießen auf ungewöhnlich starke Kritik aus der Bevölkerung: „Selten hat eine Entscheidung der Militärregierung eine derartige deutliche Opposition von verschiede-

⁵⁵ Angra 1 ist ein Druckwasserreaktor (DWR) des amerikanischen Herstellers Westinghouse mit einer Leistung von 657 MW. Angra 1 ging im Jahr 1985 nach 13 Jahren Bauzeit ans Netz [4.1].

⁵⁶ Hugo Abreu, Chef der Casa Militar in der Regierung Geisel, äußerte sich folgendermaßen über Angra 1: „Das Problem ist, dass es keinen Technologietransfer gab. Die Nordamerikaner enthielten uns nicht nur die Detailkenntnisse über die Konstruktion des Reaktors, sondern sie lieferten uns lediglich eine versiegelte Black Box und sagten nicht einmal, was sie enthielt. Unsere Techniker können nur das Kraftwerk bedienen, aber nicht mehr.“ [4.2].

⁵⁷ Angra 2 und Angra 3 sind DWR mit einer Leistung von 1.350 MW. Angra 2 wurde von Siemens/KWU errichtet und ging im Jahr 2000 nach rund 23 Jahren Bauzeit ans Netz. Nach zahlreichen Umstrukturierungen der Nuklearbranche wird Angra 3 voraussichtlich von der AREVA NP zuende gebaut werden [4.1].

denen und konträren Interessensgruppen ausgelöst wie die Megalomanie des Nuklearprojektes“, meint ROSA [4.3].

Der militärische Hintergrund für das übergeordnete Interesse an der Kernkraft bestätigte sich im Nachhinein, als das militärische Atomprogramm *Programa Paralelo* öffentlich wurde. Als sich abzeichnete, dass auch das deutsch-brasilianische Atomabkommen nicht zu dem erhofften breiten Technologietransfer führen würde, wurde im Jahr 1979 mit der Umsetzung des *Programa Paralelo* begonnen, das die Entwicklung eines Atom-U-Boots und der Atombombe zum Ziel hatte. Im Jahr 1988 erreichte das Marineministerium im *Centro Experimental de Aramar* in Iperó im Bundesstaat São Paulo eine 20%-ige Urananreicherung mit dem Isotop 235. Dort wurde auch der Reaktorprototyp RENAP-I mit 100 MW Leistung gebaut, der als Basis des ersten brasilianischen Atom-U-Boots dienen sollte, das in den Werften in Rio de Janeiro gebaut werden sollte [4.3], [4.5].

In der Verantwortung des Luftfahrtministeriums stand das *Projeto Salmões* mit dem Ziel der Entwicklung der Atombombe⁵⁸. Präsident Fernando Collor beendete dieses Programm am 18. September 1990 symbolisch, indem er in ein Bohrloch auf dem Atomtestgelände in der Serra de Cachimbo einen Spatenstich Kalk schüttete [4.5], [4.6].

Kernkraftwerke und Großwasserkraftwerke sind durch lange Bauzeiten und große Kraftwerkseinheiten charakterisiert. Wegen der hohen Investitionskosten und relativ geringer Betriebskosten sind diese Kraftwerke in der Regel nur als Grundlastkraftwerke rentabel. Investitionsplanungen basieren wegen der langen Bauphasen auf langjährigen Prognosen der Nachfrageentwicklung. Bei einer Nachfrageentwicklung, die deutlich unterhalb der Investitionsplanungen liegt, werden bereits im Bau befindliche Kraftwerke überflüssig und das eingesetzte Kapital fließt nicht in den Stromsektor zurück. In dieser Situation befand sich der brasilianische Stromsektor in den 1980er Jahren, als der Bau einiger Kraftwerksprojekte, u. a. der Kernkraftwerke Angra II und Angra III, unterbrochen wurde [Abb. 4-a], [Kap. 3.1.4].

Die Entscheidung der Militärregierung, den durch Großwasserkraft dominierten Kraftwerkspark mit Kernkraftwerken zu ergänzen, machte den Kraftwerksausbau noch unflexibler gegenüber der tatsächlichen Nachfrageentwicklung. Mit einer Investitionsplanung, die auf dem Neubau von Großkraftwerken und einer Vielzahl kleinerer Kraftwerksprojekte mit kürzeren Bauzeiten und relativ geringen Betriebskosten basierte, hätte man auf unvorhergesehene Nachfrageentwicklungen flexibler reagieren können. Dies hätte ein geringeres

⁵⁸ Das waffenfähige Plutonium sollte in einem Reaktor produziert werden, der in Guaratiba im Westen von Rio de Janeiro gebaut werden sollte [4.5].

finanzielles Risiko zur Folge gehabt als die Ergänzung des Kraftwerksparks mit Kernkraftwerken.

Ab dem Beginn der 1970er Jahre bis zum Ende der Militärdiktatur wurden die Investitionsplanungen im Stromsektor durch militärische Interessen beeinflusst. Die damit zusammenhängenden Fehlinvestitionen in Milliardenhöhe waren mitverantwortlich für die finanzielle Schieflage des Stromsektors in den 1980er Jahren [Kap. 3.1.4].

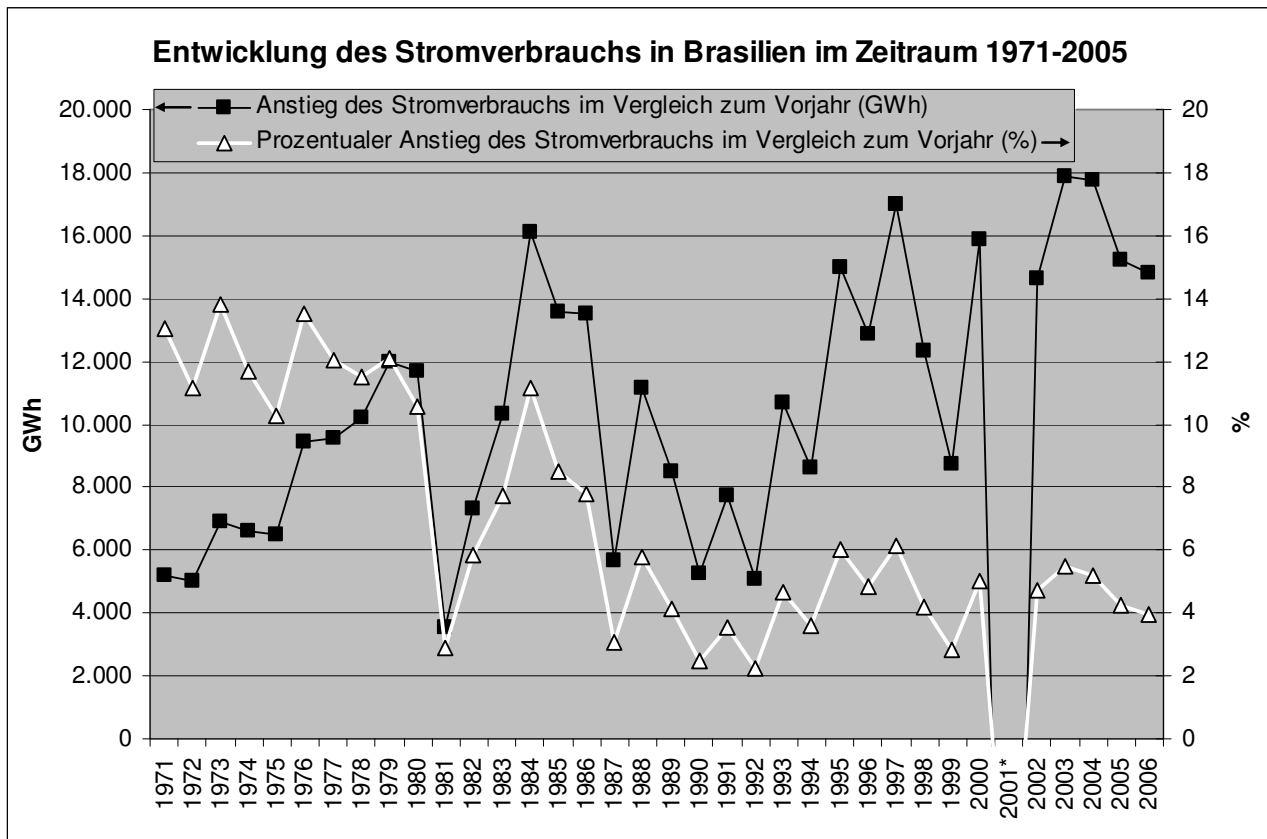


Abb. 4-a: Entwicklung des Stromverbrauchs in Brasilien. Reale und prozentuale Entwicklung im Vergleich zum jeweiligen Vorjahr [4.8] (Eigene Darstellung).

*Werte für 2001: -21.909 GWh, -6,6%

4.1.2 Unterordnung der Versorgungssicherheit unter das politische Ziel der Stabilisierung und Entwicklung der Volkswirtschaft

In Brasilien wurde zwischen 1974 und 1993 die Refinanzierung des Stromsektors und in Konsequenz die Sicherung der Stromversorgung der Inflationsbekämpfung untergeordnet [Kap. 3.1]. Die unterinflationäre Anpassung der Stromtarife⁵⁹ war ein Hauptgrund für die Überschuldung und die partielle Zahlungsunfähigkeit des Stromsektors zu Beginn der 1990er Jahre [Kap. 3.1.4], [Kap. 3.1.5].

⁵⁹ Im Jahr 1975 lag der Durchschnittstarif für eine MWh bei ca. US\$ 85,00. Im Oktober des Jahres 1992 war der Durchschnittstarif für eine MWh auf umgerechnet ca. US\$ 35,00 gesunken [4.7].

Nach dem brasilianischen Wirtschaftswunder von 1968-1974 versuchte die Militärregierung unter Geisel nach der ersten Ölkrise mit dem PND II die Wirtschaft zu stabilisieren. Der Rat für Wirtschaftsentwicklung (CDE) verteidigte eine Politik, welche die Versorgung der brasilianischen Industrie mit Grundstoffen und Energie zu möglichst geringen Preisen durch die Staatsunternehmen verteidigte. Zudem waren die mit der Expansion des Kraftwerksparks verbundenen Bauvorhaben als antizyklische Investitionen ein wichtiger Bestandteil der Konjunkturpolitik. Reduzierte Tarife für stromintensive Branchen und die unterinflationäre Anpassung der Stromtarife führten dazu, dass die Elektrizität im Vergleich zu anderen Produkten preiswerter wurde. Die dadurch verursachte Substitution anderer Energieträger durch Strom erzeugte eine weitere Erhöhung der Stromnachfrage⁶⁰ [4.10], [Abb. 4-a].

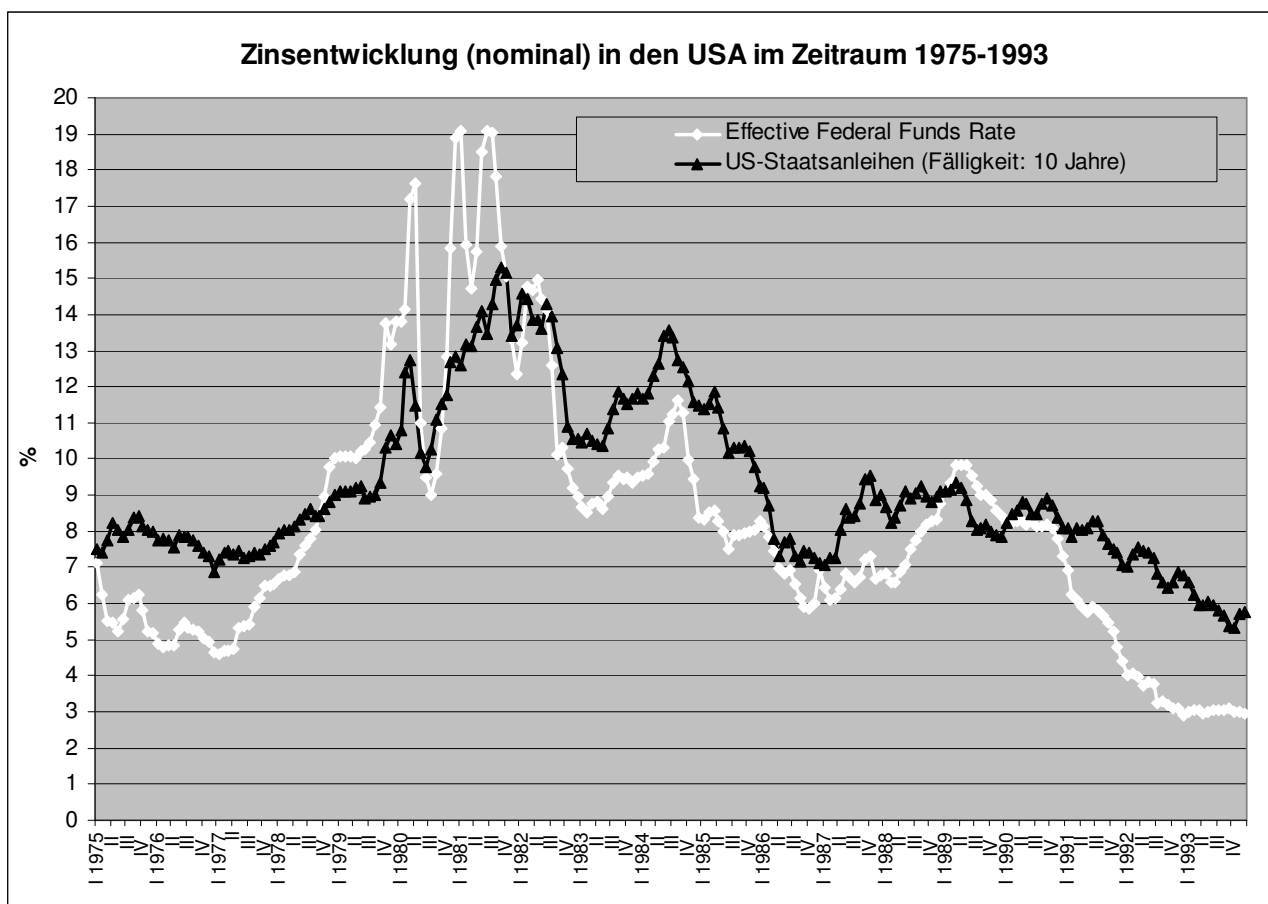


Abb. 4-b: Zinsentwicklung (nominal) in den USA im Zeitraum 1975-1993 [4.11], [4.12] (Eigene Darstellung).

Die unterinflationäre Anpassung der Stromtarife hatte demnach im doppelten Sinne negative Konsequenzen für die Stromerzeuger: der über die Stromtarife erfolgende Kapitalrücklauf reichte nicht aus, um die Gesamtkosten zu decken. Außerdem mussten wegen der

⁶⁰ In den 1970er Jahren (1971-1980) war die Stromnachfrage bei einem Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 8,63% pro Jahr um 11,95% gestiegen, in den 1980er Jahren (1981-1990) stieg der Stromverbrauch um 5,90% trotz eines relativ geringen Wirtschaftswachstums von durchschnittlich 1,57% pro Jahr [4.9], [4.8]

zusätzlichen Stromnachfrage weitere Investitionen in den Kraftwerkspark erfolgen, die wiederum wegen der nicht kostendeckenden Tarife nicht rentabel betrieben werden konnten. Dadurch war der Stromsektor in dieser Phase auf immer neue Kredite angewiesen [4.10].

Die Investitionsplanungen waren zwischen 1976 und 1990 auf einen durchschnittlichen jährlichen Anstieg der Stromnachfrage von über 10% ausgelegt⁶¹. Die Stromnachfrage stieg in diesem Zeitraum jedoch „lediglich“ um durchschnittlich 7,87% pro Jahr. Vor allem in den 1980er Jahren lag der durchschnittliche Anstieg des Stromverbrauchs mit 5,90% deutlich unter den Erwartungen [Abb. 4-a], [Abb. 3-f]. Durch die starke Divergenz zwischen Investitionsplanung und tatsächlicher Nachfrageentwicklung wurden einige Kraftwerksprojekte überflüssig, die sich bereits in der Bauphase befanden. Durch die Baustopps verzögerte sich der Kapitalrückfluss durch den Stromverkauf, wie z. B. bei Angra 2, um Jahrzehnte. Die Folgen der verfehlten Investitionspolitik wurden durch externe Einflüsse im Rahmen der zweiten Ölpreiskrise verschärft. Die deutliche Zinserhöhung zu Beginn der 1980er und das hohe Zinsniveau in den darauf folgenden Jahren [Abb. 4-b] verteuerten die kreditfinanzierten Kraftwerksprojekte erheblich und führten in die in Kap. 3.1.4 beschriebene Überschuldungskrise und die partielle Zahlungsunfähigkeit des Stromsektors [Kap. 3.1.5].

Spätestens nach den Erfolgen des Plano Real im Hinblick auf die Senkung der Inflationsrate im Jahr 1994 spielte die Inflationsbekämpfung mittels unterinflationärer Tarifierungen keine Rolle mehr [Kap. 6.1.2], [Abb. 3-a], [Abb. 6-b]. In dieser Phase drängte die brasilianische Regierung auf die Privatisierung von Staatsbetrieben, die bereits im Jahr 1990 mit der Verabschiedung des nationalen Privatisierungsprogramms (PND) begonnen worden war [Kap. 3.2.2]. Obwohl die sektoriellen Reformen noch nicht abgeschlossen waren, begannen im Jahr 1995 die Privatisierungen im Stromsektor. In diesem Zeitraum wurden die Deviseneinnahmen aus Privatisierungserlösen dringend benötigt, um den defizitären Staatsaushalt zu sanieren und den Wechselkurs der noch jungen Währung Real zu stabilisieren, der innerhalb von Wechselkursbandbreiten oszillierte [Kap. 3.2.3], [Kap. 6.6]. Nach ca. einem Vierteljahrhundert abweichender Prioritätensetzung und deutlichen Anzeichen einer Versorgungskrise rückte ab dem Jahr 1999 nach Freigabe der Wechselkurse

⁶¹ Der Anstieg des Stromverbrauchs 1976-1990 betrug mit insgesamt 147.805 GWh durchschnittlich 7,87%. Die acht geplanten, aber in diesem Zeitraum nicht realisierten Kernkraftwerke hätten eine Gesamtkapazität von 10.800 MW gehabt. Bei einer Betriebsdauer von 6718 h/Jahr, was einer für Atomkraftwerke weltweit durchschnittlichen Verfügbarkeit von 76,7% entspricht (Stand: 31.12.2005) [4.13], wären durch diese acht Reaktoren jährlich rund 72.564 GWh produziert worden. Diese zusätzliche Stromproduktion im Jahr 1990 wäre nur benötigt worden, wenn die Nachfrage zwischen 1976 und 1990 um 9,96% gestiegen wäre. Da es aber zusätzlich Baustopps für einige Wasserkraftwerke gab, waren die Investitionsplanungen auf einen noch höheren Verbrauchsanstieg ausgelegt (eigene Berechnung auf Basis von [4.8]).

verstärkt die Versorgungssicherheit als Kernziel wieder in den Mittelpunkt des politischen Handels [Kap. 4.2].

4.2 Diversifizierung der Stromversorgung zur Überwindung der Stromrationierungen und Wiederherstellung der Versorgungssicherheit

In den Jahren 1999-2001 lag das Risiko einer Versorgungskrise wegen Bauverzögerung einiger Kraftwerksprojekte zum Teil deutlich über 5% [Tab. 3-f]. Der durch die Bauverzögerungen entstandene Fehlbetrag der Stromproduktion lag bei ca. 16.356 GWh, wovon ca. 7.542 GWh auf das Atomkraftwerk Angra II entfielen, das statt am 30. Juni 1999 erst am 21. Juli 2000 ans Netz ging [4.14]⁶². Ein zeitnahe Zubau von Kraftwerkskapazität war erforderlich, um eine Stromversorgungskrise zu verhindern.

4.2.1 Ausbau der fluktuierenden Energiequellen Windkraft und Photovoltaik

Im Zuge der Stromkrise startete die Regierung unter Fernando Henrique Cardoso mit der Verabschiedung des Förderprogramms für erneuerbare Energien PROINFA im Jahr 2002 eine Initiative zur Diversifizierung der Stromerzeugung, in deren ursprünglichem Rahmen Biomasse-, Wind- und Kleinwasserkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 3.300 MW ans nationale Stromnetz SIN angeschlossen werden sollten [4.15]. Neben der Diversifizierung der Stromerzeugung stand der verstärkte Markteintritt der unabhängigen Stromerzeuger (PIE) mit der Absicht im Vordergrund, den Anteil privater Akteure im von staatlichen Konzernen dominierten Segment der Stromerzeugung zu erhöhen. Die Umsetzung des Programms wird in Kap. 7 näher erläutert. Für die Diversifizierung der Stromerzeugung hat dieses Programm bisher wegen des begrenzten Umfangs der realisierten Kraftwerke von 754 MW⁶³ eine untergeordnete Bedeutung gespielt (Stand 31.12.2006) [4.16].

Die Photovoltaik wurde bis heute und wird auch in den zukünftigen Planungen bezüglich des Ausbaus des Kraftwerksparks nur bei der Elektrifizierung peripherer Gebiete berücksichtigt, die in weiter Entfernung vom nationalen Stromnetz liegen [4.17], [Kap. 4.4]. Die politischen Diversifizierungsbestrebungen konzentrierten sich ab 1999 vor allem auf den Ausbau der Stromerzeugung auf Erdgasbasis.

4.2.2 Ausbau der thermoelektrischen Kraftwerkskapazität

Wegen der relativ kurzen Bauzeit thermoelektrischer Kraftwerke von ca. 24 Monaten wurden ab dem Jahr 2000 die politischen Anstrengungen für den Bau solcher Kraftwerke ver-

⁶² Der offizielle kommerzielle Betrieb begann erst am 01.02.2001 [4.13].

⁶³ 414 MW Biomassekraftwerke, 208 MW Windkraftwerke, 132 MW Kleinwasserkraftwerke (≤ 30 MW) [4.16].

stärkt⁶⁴. Im Rahmen des Prioritätsprogramms für thermoelektrische Kraftwerke (PPT) sollten zwischen 2001 und 2003 insgesamt 49 thermoelektrische Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 15 GW in Betrieb gehen. 43 dieser Kraftwerke sollten Gaskraftwerke sein. Die Bevorzugung der Gaskraftwerke in dieser Zeit hing mit der Fertigstellung der Gaspipeline von Bolivien nach Brasilien im Jahr 1999⁶⁵ zusammen, die zu einer deutlichen Zunahme des Erdgasangebots in Brasilien führte [4.14], [4.19], [4.20]. Der Bau der Gaskraftwerke sollte neben der Überbrückung der Stromkrise den Markt für das Importgas vergrößern, da der brasilianische Staatskonzern Petrobrás sich im Rahmen eines *Take-or-Pay*-Vertrages zur Vergütung des Gases ab dem Jahr 2000 verpflichtet hatte [4.21]⁶⁶.

Wie in Kap. 3.2.3 bereits erläutert, verzögerte die starke weltweite Nachfrage nach Gasturbinen deren Lieferung. Darüber hinaus forderten die privaten Investoren die Berücksichtigung der Wechselkursschwankungen in der Stromvergütung, da die Gastarife vom Dollarkurs abhängen⁶⁷. Ohne Einigung über die PPAs erhielten die Investoren keine Finanzierung für die Kraftwerksprojekte. Zu einer weiteren Verzögerung kam es bei der Vergabe der Umweltlizenzen. Erst die Kammer für das Management der Elektrizitätsversorgungskrise (GCE), die im Mai 2001 wegen der akuten Stromkrise gegründet worden war, löste die beschriebenen Probleme. Sie verhandelte u. a. die Verkürzung der Erteilungsdauer der Umweltlizenzen und eine Ausweitung der von der BNDES zur Verfügung gestellten Mittel zur Finanzierung neuer Kraftwerke [4.14]. Außerdem drängte sie auf die Einführung eines speziellen Gastarifs für die Kraftwerksprojekte im Rahmen des PPT, der im Juni 2001 verabschiedet wurde [4.22], [4.23]⁶⁸.

Diese Verbesserung der Rahmenbedingungen löste beträchtliche Investitionen in den Kraftwerkspark aus. Im Zeitraum 2001 bis 2003 stieg die installierte Kapazität thermoelektrischer Kraftwerke um 6.063 MW [4.8]. Allerdings ging mit 4.980 MW der Großteil dieser

⁶⁴ In der Gruppe der thermoelektrischen werden in der offiziellen brasilianischen Energiebilanz *Balanço Energético Nacional* alle thermoelektrischen Kraftwerke zusammengefasst, ausgenommen der Kernkraftwerke [4.8].

⁶⁵ Der Nordabschnitt (*Trecho Norte*) des Gasdukts bis Paulínia im Bundesstaat São Paulo wurde im Februar 1999 fertig gestellt, der Südabschnitt (*Trecho Sul*) von Campinas im Bundesstaat São Paulo bis Canoas wurde im März 2000 in Betrieb genommen [4.18].

⁶⁶ Der *Take-or-Pay*-Vertrag sah eine Abnahme von 8 Mio. m³/d ab dem Jahr 2000 vor, von 16 Mio. m³/d ab dem Jahr 2007 und von 30 Mio. m³/d ab dem Jahr 2019 [4.21].

⁶⁷ Das Risiko einer weiteren Entwertung des Reals war zu jenem Zeitpunkt kaum kalkulierbar, da der freie Wechselkurs erst zu Beginn des Jahres 1999 eingeführt worden war und zu einer rapiden Entwertung des Reals geführt hatte [Kap. 6.6].

⁶⁸ Es wurde ein Einheitsgaspreis für die Kraftwerke im Rahmen des PPT festgelegt, unabhängig von der Herkunft des Gases und den realen Transportkosten. Der Preis wurde mit US\$ 2,581/MMBTU fixiert und es wurde eine jährliche Preiskorrektur festgelegt. 80% des Preises (Anteil Importgas) sollte entsprechend des Wechselkurses und der Inflationsrate in den USA angeglichen werden, 20% des Preises (Anteil des Gases aus nationalen Quellen) wurde in Abhängigkeit des brasilianischen Inflationsindex IGP-M korrigiert. Die Angleichung der Stromtarife und des Gastarifs erfolgen nun zeitgleich einmal pro Jahr. Damit wurde ein bedeutsamer Risikofaktor ausgeschaltet: Verluste durch Wechselkursschwankungen innerhalb der jährlichen Angleichungen der Stromtarife sind nun nicht mehr möglich [4.24].

Kraftwerke erst im Jahr 2002 und 2003 ans Netz, so dass die Stromrationierungen ab Mitte des Jahres 2001 nicht verhindert werden konnten [Kap. 3.2.3]. Es wurden zwar nur ca. 40% der thermoelektrischen Kraftwerkskapazität bis zum geplanten Abschluss des PPT realisiert⁶⁹, aufgrund des dauerhaft veränderten Verbraucherverhaltens während und nach der Stromrationierung war jedoch ab dem Jahr 2003 bereits eine vorübergehende Kraftwerksüberkapazität zu verzeichnen [Abb. 3-f].

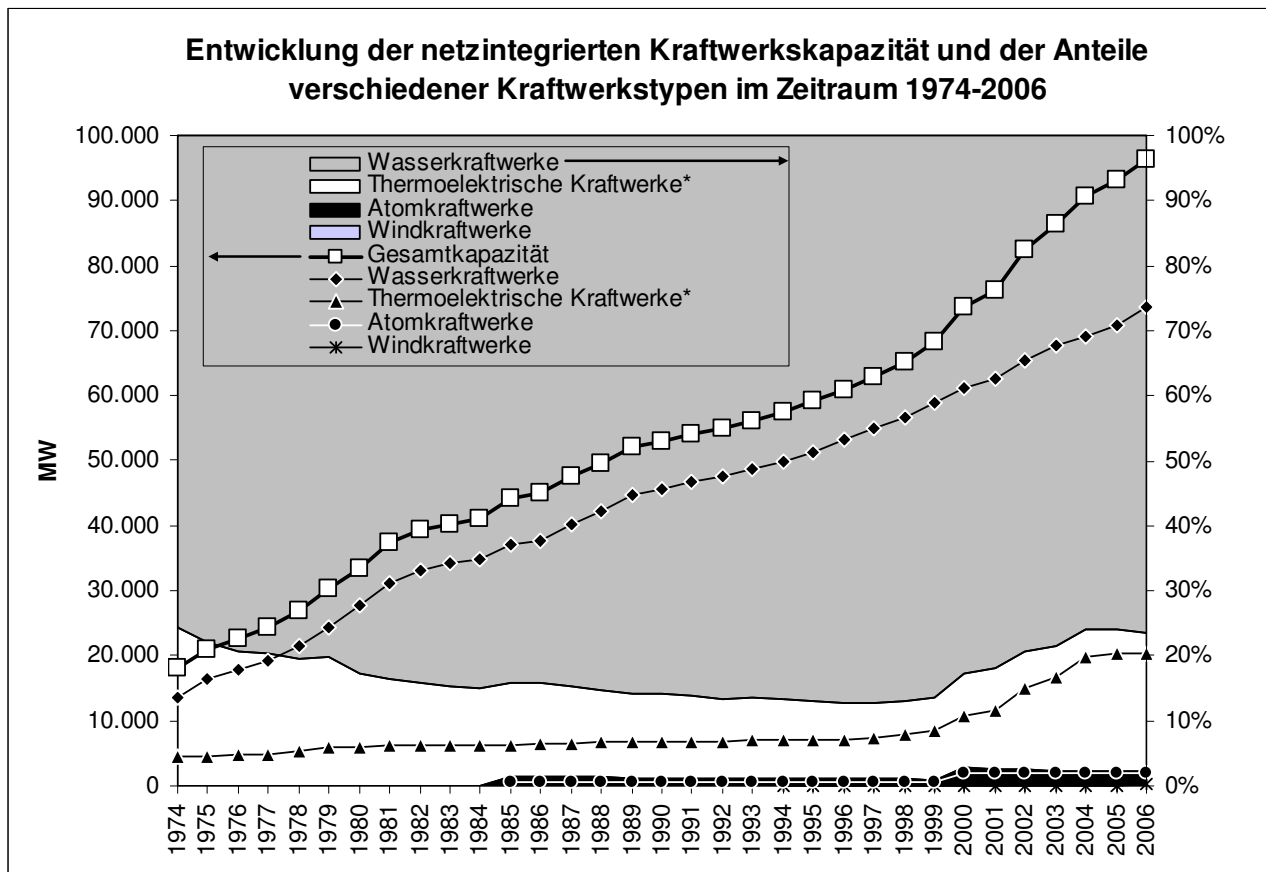


Abb. 4-c: Entwicklung der netzintegrierten Kraftwerkskapazität und der Anteile verschiedener Kraftwerkstypen im Zeitraum 1974-2006 (Daten 1974-2005: [4.8], 2006: [4.25]) (Eigene Darstellung).

*Brennstoffe: Öl, Steinkohle, Gas, Biomasse (siehe Aufteilung in Tab. 3-a).

Der Neubau der Gaskraftwerke führte zwar zu einem deutlichen Anstieg des Gasverbrauchs im Stromsektor von 1,85 Mio. m³/d im Jahr 2000 über 6,23 Mio. m³/d im Jahr 2003 auf 9,36 Mio. m³/d im Jahr 2005, blieb aber deutlich hinter den Nachfrageprognosen zurück⁷⁰.

Zu dem im Jahr 2002 von Bermann erwarteten Angebotsüberschuss, aufgrund der substantiellen Angebotssteigerung durch den Gasimport aus Bolivien, kam es dennoch nicht,

⁶⁹ Im Zeitraum 2004 bis 2006 kamen weitere 3.662 MW an thermoelektrischer Leistung hinzu [4.8], [4.25].

⁷⁰ Der Gasverbrauch im Stromsektor ist zwar zwischen 2001 und 2003 stark gestiegen, jedoch lagen die 6,23 Mio. m³/d deutlich unter der Obergrenze von 40 Mio. m³/d, bei denen der Vorzugspreis für Kraftwerke im Rahmen des PPT, die bis Juni 2003 in den kommerziellen Betrieb gegangen sind, hätte angewendet werden können [4.24].

da im Besonderen die Einführung von Erdgas als Automobilkraftstoff (GNV) und die hohe Erdgasnachfrage der Industrie zu einem starken Anstieg des Verbrauchs von 22,65 Mio. m³/d auf 48,22 Mio. m³/d beitrugen⁷¹. Die Gaspipeline war im Jahr 2005 mit durchschnittlich 22,4 Mio. m³/d zu nahezu 75% ausgelastet. Im Jahr 2007 wird bereits eine 100%-ige Auslastung von 30 Mio. m³/d erwartet [4.26].

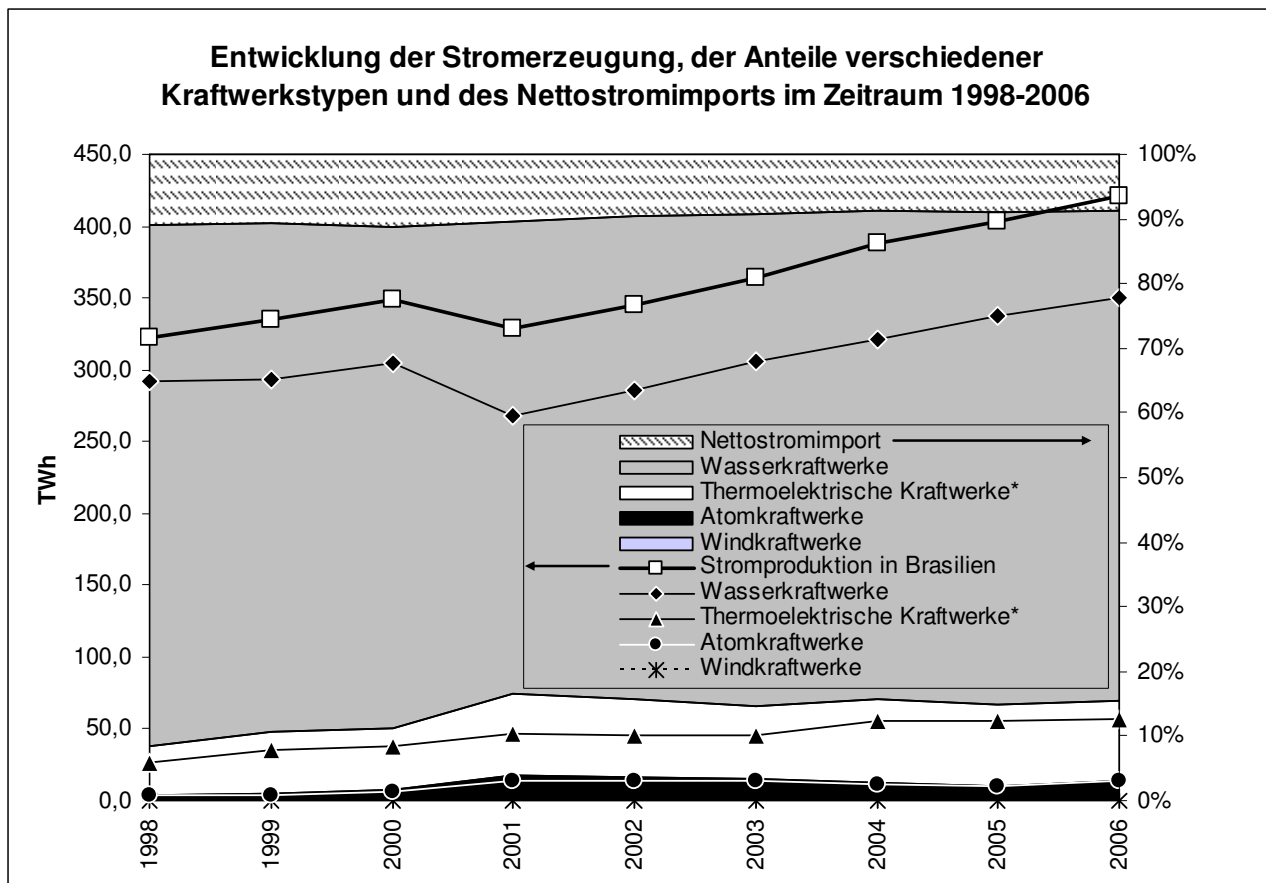


Abb. 4-d: Entwicklung der Stromerzeugung, der Anteile verschiedener Kraftwerkstypen und des Nettostromimports im Zeitraum 1998-2006 (Daten 1998-1999: [4.27], 2000-2001: [4.28], 2002: [4.29], 2003-2005: [4.8], 2006: [4.25] (Eigene Darstellung).

*Brennstoffe: Öl, Steinkohle, Gas, Biomasse (siehe Aufteilung in: Tab. 3-a).

Der Kapazitätsanteil thermoelektrischer Kraftwerke am gesamten Kraftwerkspark stieg zwischen 1999 und 2006 von 12,0% auf 21,2% [Abb. 4-c]. In demselben Zeitraum verdoppelte sich die produzierte Strommenge von 27,0 auf 57,2 TWh, wobei der Anteil am Gesamtstromangebot⁷² von 7,5% auf 12,4% anstieg [Abb. 4-d]. Die Stromproduktion erdgasbefuerter Kraftwerke stieg im selben Zeitraum von 1,2 TWh auf 18,2 TWh und der Anteil am gesamten Stromangebot von 0,3% auf 3,9% [4.8], [4.25].

Das wirtschaftspolitische Interesse am Zubau weiterer Gaskraftwerke ist aufgrund der starken Gasnachfragesteigerung in anderen Anwendungsbereichen in den letzten Jahren

⁷¹ Die Erdgasverwendung als Automobiltreibstoff erhöhte sich von 0,92 auf 5,30 Mio. m³/d im Zeitraum von 2000 bis 2005. Der Erdgasverbrauch der Industrie erhöhte sich von 12,59 auf 13,35 Mio. m³/d [4.26].

⁷² Das Gesamtstromangebot schließt die gesamte Stromproduktion in Brasilien zuzüglich der Nettostromimporte ein.

deutlich zurückgegangen. Zudem hat sich die Investitionsbereitschaft des brasilianischen Staatskonzerns Petrobrás seit dem Regierungswechsel in Bolivien im Jahr 2005 und der dortigen Verstaatlichung der Gas- und Ölvorkommen deutlich abgeschwächt. In den Jahren 2008-2010 plant die Petrobrás, die Importabhängigkeit vom bolivianischen Importgas durch Ausweitung der nationalen Gasförderung zu senken [4.30], [4.26]⁷³. Der verlangsamte Ausbau der Gaskraftwerkskapazitäten spiegelt sich auch im Nationalen Energieplan 2030 (PNE 2030) wieder, in dem von einem Rückgang des Kapazitätsanteils der Gaskraftwerke am gesamten Kraftwerkspark von 11,23% im Jahr 2006 auf 9,54% im Jahr 2030 ausgegangen wird [4.17].

Im Segment der thermoelektrischen Kraftwerke wurde im Zuge der Stromversorgungskrise zudem die Biomasseverstromung stimuliert. Die hohen Spotmarktpreise vor allem während des Jahres 2001 waren ein Anreiz für lokale Versorgungsunternehmen, überschüssigen Strom z. B. auf Basis von Zuckerrohrbagasse zu kaufen und ins nationale Netz einzuspeisen [Abb. 3-i]. Nach einer Verdoppelung der Biomasseverstromung von 9,1 TWh auf 19,6 TWh im Zeitraum 1998-2006 lag der Anteil am Gesamtstromangebot im Jahr 2006 bei 4,2% [4.27], [4.25]⁷⁴.

Die Expansion der thermoelektrischen Kraftwerkskapazität hat zu einer graduellen Diversifizierung der Stromerzeugung und des Gesamtstromangebots geführt, und die Abhängigkeit von der dominanten Wasserkraft ist leicht gesunken. Der Anteil der Wasserkraftstromerzeugung sank im Zeitraum zwischen 1998 und 2006 von 80,7% auf 75,8% des Gesamtstromangebots. Der Kapazitätsanteil der Wasserkraftwerke sank im gleichen Zeitraum von 87,0% auf 76,5% des gesamten brasilianischen Kraftwerksparks. Bei Wassermangel steht nun eine deutlich höhere Reservekapazität zur Verfügung, da die hauptsächlich in Spitzenlast gefahrenen Gaskraftwerke ihre Betriebsstundenzahl erheblich erhöhen könnten, sofern ein ausreichendes Gasangebot vorhanden ist. Zusätzlich wurden die Transmissionskapazitäten zwischen den Teilnetzen erhöht, damit nicht, wie im Jahr 2001, der Stromtransport von Regionen mit ausreichendem Angebot in die Regionen mit Versorgungsengpässen an der geringen Kapazität der Transmissionsleitungen scheitert [4.27], [4.8], [4.25]. Im folgenden Unterkapitel wird untersucht, inwiefern die Expansionsplanungen eine weitere Diversifikation der Stromerzeugung erwarten lassen und welche Rolle dabei die fluktuierenden erneuerbaren Energien Windkraft und Solarstrahlung spielen.

⁷³ Erdgasfunde im Jahr 2004 in der Bucht von Santos ermöglichen den Ausbau der einheimischen Gaserzeugung [4.31].

⁷⁴ Während sich die großen privaten Investoren wegen der mangelnden Rechtssicherheit im Stromsektor mit Investitionen zurückhielten, nutzten die Kleininvestoren das hohe Preisniveau auf dem Spotmarkt und steigerten das kurz- und mittelfristige Stromangebot, in dem sie z. B. Kleinwasserkraftwerke reaktivierten oder den Stromversorgern die überschüssige Elektrizität von KWK-Anlagen anboten [4.14].

4.3 Entwicklungsmöglichkeiten der fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen im Hinblick auf die langfristige Sicherung der Stromversorgung

Der Nationalrat für Energiepolitik (CNPE)⁷⁵ hat die Aufgabe, allgemeine Kriterien zur Sicherung der Stromversorgung vorzuschlagen, die ein ausgewogenes Verhältnis zwischen der Versorgungssicherheit und der Höhe der Tarife und Preise garantieren [4.34]. Der CNPE hat dementsprechend entschieden, dass die Expansions- und Operationsplanung des SIN derart gestaltet werden muss, dass das Risiko eines Stromangebotsmangels im SIN niemals 5% in einem seiner vier Subsysteme überschreiten darf [4.35]. Für die Umsetzung der Energiepolitik ist das Ministerium für Bergbau und Energie (MME) im Rahmen der vom CNPE vorgegebenen Richtlinien zuständig. Die Studien und Forschung zur langfristigen Entwicklung des Energiesektors werden vom EPE, einem im Jahr 2004 gegründeten staatlichen Unternehmen des MME, durchgeführt [4.36], [Tab. 3-e].

Im Szenario der langfristigen Entwicklung des brasilianischen Kraftwerksparks im Rahmen des Nationalen Energieplans 2030 (PNE 2030), der im Jahr 2006 vom EPE und dem MME veröffentlicht wurde, wird von einem Anstieg des Stromverbrauchs von jährlich 4,3% bei nahezu konstanten Marktanteilen für die verschiedenen Kraftwerkstypen und Energieträger bis zum Jahr 2030 ausgegangen.

Die installierte Leistung soll von ca. 96 GW im Jahr 2006 auf ca. 220 GW um durchschnittlich 3,5% pro Jahr ansteigen, wobei auf die Wasserkraft mit einem Kapazitätsanstieg von ca. 73,5 GW auf rund 164 GW der Großteil entfällt. Es soll somit ein erheblicher Anteil des bisher ungenutzten Wasserkraftpotenzials erschlossen werden. Die Dominanz der Wasserkraft im brasilianischen Kraftwerkspark soll nur gering von 76,5% auf 74,8% sinken [Abb. 4-e]. Das EPE kommt zu dem Ergebnis, dass der Ausbau des brasilianischen Kraftwerksparks, bei Beachtung der Hauptfaktoren Versorgungssicherheit und Kosten, auch in Zukunft überwiegend durch die Nutzung der Wasserkraft erfolgen kann und sollte, wobei die Nutzung des Wasserkraftpotenzials sozial- und umweltverträglich/nachhaltig durchgeführt werden sollte. Langfristig sei die Erschließung der großen Wasserkraftpotenziale im Amazonasbecken für die Expansion des Kraftwerksparks von größter Bedeutung [4.37]⁷⁶. Schwierigkeiten bei der Erstellung eines robusten Szenarios für den Ausbau des Wasserkraftwerksparks resultieren aus fehlenden Informationen über das nicht genutzte Potenzial

⁷⁵ Der CNPE wird vom Minister für Bergbau und Energie präsiert. Der CNPE setzt sich aus acht weiteren Ministern, einem Repräsentanten der Bundesstaaten und des Bundesdistrikts, sowie je einem Repräsentanten aus der Gesellschaft und der Universitäten zusammen. Die Beschlüsse des CNPE werden dem Präsidenten (*Presidente da República*) zur endgültigen Entscheidung vorgelegt [4.32], [4.33].

⁷⁶ Brasilien hat ein geschätztes Wasserkraftpotenzial von ca. 261 GW, von denen knapp 30% bereits genutzt werden. In der Nordregion, welche das Amazonasbecken einschließt, wird das Potenzial auf 112 MW geschätzt, wovon bisher lediglich 9% für die Stromerzeugung erschlossen wurden [4.37].

in Bezug auf die Kosten und die optimale Nutzung der Wasserressourcen [4.16]. Die aktuelle Diskussion um die Rio-Madeira-Großwasserkraftwerke Santo Antônio (3.168 MW) und Jirau (3.326 MW) weisen auf zukünftige Konflikte beim Bau neuer Wasserkraftwerke hin [4.39], [4.40], [4.41]. Die Nutzung der Wasserkraftpotenziale im Amazonasbecken könnte, aufgrund der im Allgemeinen relativ geringen Reliefenergie, zur Überflutung großer Flächen führen [4.42].

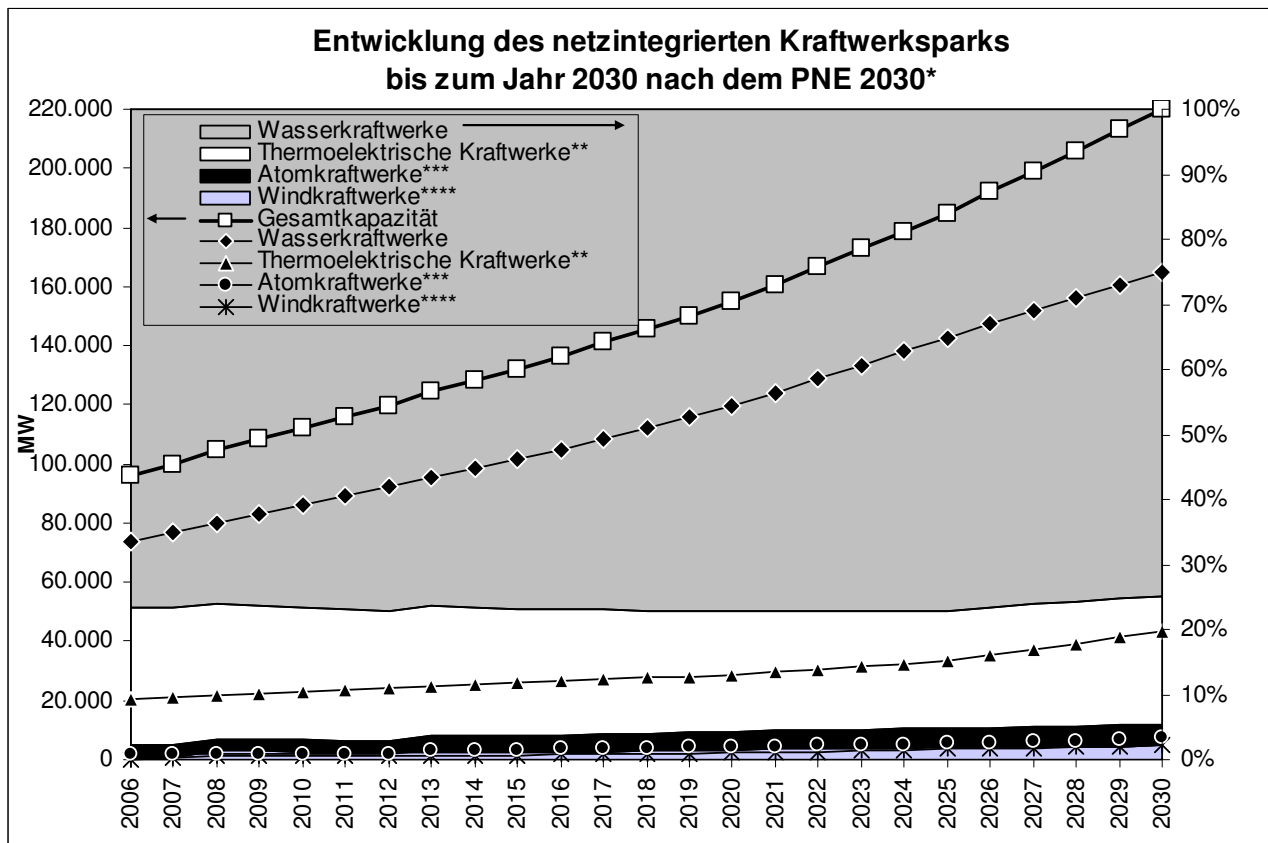


Abb. 4-e: Entwicklung des netzintegrierten Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 nach dem PNE 2030* [4.17]; [4.38], [4.16] (Eigene Darstellung).

* Basisjahr des PNE 2030 ist das Jahr 2005. Der PNE 2030 gibt Prognosen für die Jahre 2015, 2020, 2025 und 2030. Für die Jahre zwischen den Prognosewerten wurden Mittelwerte gebildet. Die Datenbasis für die Abb. 4-e sind die offiziellen Daten der ANEEL des Jahres 2006. Im Zeitraum 2007-2015 wurden Durchschnittswerte gebildet aus der Differenz der Prognosedaten für das Jahr 2015 und der Datenbasis des Jahres 2006. Dadurch ergeben sich Differenzen zu den Werten der ANEEL im Zeitraum 2007 bis 2011 [Abb. 3-c].

** Brennstoffe: Öl, Steinkohle, Gas, Biomasse (siehe Aufteilung in: Tab. 3-a); Die Basisdaten für Biomassekraftwerke und Ölkraftwerke des PNE 2030 stimmen nicht mit den offiziellen Zahlen der ANEEL im Jahr 2005 überein und wurden entsprechend korrigiert.

Im Jahr 2013: geplante Inbetriebnahme von Angra 3, 2015 bis 2030: Durchschnittswerte für die geplante Expansion der Atomkraft [4.17]. *Bis 2008 konkrete Zahlen für das Förderprogramm PROINFA [4.16].

Die Marktanteile der anderen Energieträger verändern sich nach dem PNE 2030 in dem Betrachtungszeitraum bis 2030 ebenfalls nur geringfügig (< 2%). Während die Wind- und Atomkraft von 0,2% auf 2,1% bzw. 2,1% auf 3,2% Marktanteile gewinnen, soll der Marktanteil der thermoelektrischen Kraftwerke in Zukunft von 21,1% auf 19,7% leicht abnehmen [Abb. 4-e].

Der Nationale Energieplan 2030 (PNE 2030) gibt den Entscheidungsträgern nur geringe Impulse für eine strukturelle Veränderung der brasilianischen Stromerzeugung. Die Prog-

nose für die Windkraft sieht, nach einem schnellen Wachstum in den Jahren 2006 bis 2008 im Rahmen des Programms PROINFA auf eine Gesamtkapazität von rund 28,3 MW auf 1.382 MW⁷⁷ installierter Leistung, keinen Ausbau der Windkraftkapazitäten in den Jahren 2009 bis 2015 vor. Erst ab dem Jahr 2016 soll es nach dem PNE 2030 zu einem weiteren Ausbau der Windkraftkapazitäten kommen: zwischen 2016 und 2020 um durchschnittlich 180 MW pro Jahr und ab 2021 bis 2030 um durchschnittlich 240 MW pro Jahr.

Im Zehnjahres-Energie-Expansionsplan (PDEE 2007/2016) wird der voraussichtliche Ausbaustillstand zwischen 2009 und 2015 näher erläutert. Windkraftprojekte könnten an den so genannten „Versteigerungen für neuer Energie“ (*leilões de energia nova*) und der „Versteigerungen für alternative Energiequellen“ (*leilões de fontes alternativas*) teilnehmen [Kap. 3.4.2], [Kap. 8.1.2.2]. Derzeit sei jedoch nicht abzuschätzen, ob Windkraftprojekte im Zeitraum 2009 bis 2015 kostenmäßig konkurrierenden Kraftwerksprojekten auf Basis anderer Energieträger mithalten könnten [4.43], [4.16]⁷⁸. Ein Ausbau der Windkraftnutzung ist demnach zwar im Rahmen der Versteigerungen theoretisch möglich, aber eine weitere Förderung der Windkraft im Rahmen eines Förderprogramms ist nicht vorgesehen⁷⁹.

Weder der Nationale Energieplan 2030 (PNE 2030) noch der PDEE 2007/2016⁸⁰ erwähnen die Photovoltaik oder andere Solarkraftwerke als mittel- oder langfristige Alternative der netzgebundenen Stromversorgung, obwohl es schon heute marktnahe Applikationen gibt [Kap. 2.1.3] und die Investitionskosten in den nächsten Jahren aufgrund technischer Innovationen voraussichtlich weiter sinken werden. Der politische Spielraum für die Nutzung der PV im Rahmen eines Förderprogramms wäre schon heute vorhanden: seit Juni 2000 hat der Nationalrat für Energiepolitik (CNPE) u. a. die Aufgabe, Politiken und Richtlinien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen mittels der Nutzung der verfügbaren Betriebsmittel und Technologien zu entwickeln [4.32]. Die Erarbeitung von Richtlinien für Spezialprogramme zur Nutzung der Solar- und Windenergie und anderen erneuerbaren Energien wurde im Jahr 2006 in das Aufgabenspektrum aufgenommen [4.33]. Dieser poli-

⁷⁷ Bei fünf im Rahmen des PROINFA ausgewählten Projekte mit einer Gesamtkapazität von 150 MW sind die Verträge annulliert worden. Es ist ein Windkraftprojekt betroffen mit einer Nennleistung von 70 MW. Die Gesamtkapazität der Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA beträgt deswegen noch 1.353 MW [4.16].

⁷⁸ Bei der ersten Versteigerung alternativer Energiequellen (*leilão de fontes alternativas*) am 18.06.2007 waren neun Windkraftprojekte zugelassen mit einer Gesamtkapazität von 939 MW. Keines der Projekte konnte sich gegen die konkurrierenden Biomasse- und Kleinwasserkraftwerke durchsetzen [4.45].

⁷⁹ Der Mangel an politischem Willen für eine Neuauflage des PROINFA wurde u. a. deutlich, als Aloisio Vasconcelos, Präsident der Eletrobrás, während des *XI Congresso Brasileiro de Energia* vorschlug, eine 2. Phase des PROINFA in einem Umfang von 3.000 bis 4.000 MW im Jahr 2007 zu implementieren. Mauricio Tolmasquim, Präsident der EPE, verwarf den Gedanken und verwies auf das Versteigerungssystem, das die Umsetzung der wettbewerbsfähigsten Erneuerbare-Energien-Projekte ermöglichte [4.46].

⁸⁰ Der im PDEE 2007/2016 vorgeschlagene Ausbau des Kraftwerksparks folgt der Prämisse der brasilianischen Energiepolitik einer möglichst kostengünstigen Sicherung der Stromversorgung [4.16].

tische Spielraum für eine Förderung der fluktuierenden erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung wird von der aktuellen Regierung nicht genutzt, obwohl sich, aufgrund der Struktur der brasilianischen Stromversorgung mit einem großem Anteil an Wasserkraft und den schon vorhandenen Speicherkapazitäten, eine verstärkte Integration dieser fluktuierenden Energiequellen anbieten würde [Kap. 3].

Ein weiteres Indiz für die derzeitige politische Präferenz anderer Energieträger ist der Beschluss des CNPE vom 25.06.2007, den dritten brasilianischen Atomreaktor Angra 3 zu Ende zu bauen [4.47], [4.48], obwohl die bisherigen Erfahrungen mit der Atomkraft durchweg negativ sind. Die Reaktoren Angra 1 und Angra 2 waren vor allem wegen der langen Bauzeiten Verlustgeschäfte⁸¹. Zudem liegen die brasilianischen AKWs mit einer Verfügbarkeit von 60,3% an vorletzter Stelle des weltweiten Verfügbarkeitsrankings (*Lifetime Energy Availability Factor*) (Stand: 31.12.2005) [4.13].

Der Atomreaktor Angra 3 musste sich im Gegensatz zu sonstigen Kraftwerksprojekten nicht bei einer Versteigerung gegen andere Projekte durchsetzen. Das Argument der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit, das die Realisierung von Windparks in Brasilien außerhalb des PROINFA verhindert, wird im Falle der Kernkraftnutzung, die von dem Staatsunternehmen Eletronuclear durchgeführt wird, nicht angewendet, obwohl der CNPE den freien Wettbewerb im Energiesektor fördern soll [4.32]. Bei der Verkündung des Weiterbaus des Atomkraftwerks Angra 3 traten die politischen Ziele des Präsidenten Luiz Inácio „Lula“ da Silva offen zu Tage: ein starkes Nuklearprogramm „wird es Brasilien erlauben, in den erlesenen Kreis der Länder mit der Fähigkeit der Konstruktion eines Atom-U-Bootes zu gelangen“ [4.49].

Welche Entwicklungspotenziale die fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen in Brasilien haben, zeigt u. a. das nationale Greenpeace-Szenario, das im Rahmen eines globalen Szenarios im Jahr 2007 veröffentlicht wurde [4.50].

4.4 Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien bei der Elektrifizierung netzferner Gebiete

Die Stromversorgung ist eine der Grundvoraussetzungen für die wirtschaftliche Entwicklung. Mit der Elektrifizierung ländlicher Räume wird der ansässigen Bevölkerung die Möglichkeit gegeben, die regionale Wertschöpfung zu erhöhen und die beträchtlichen regionalen Disparitäten in Brasilien zu verringern. Die Bedeutung einer flächendeckenden Elektri-

⁸¹ Die Bauzeit von Angra 1 betrug 13 Jahre, die Bauzeit von Angra 2 23 Jahre und im Falle der Vollendung von Angra 3 wird die Bauzeit mindestens 27 Jahre betragen haben.

fizierung für die wirtschaftliche Prosperität ist auch von den meisten brasilianischen Regierungen nach dem Zweiten Weltkrieg erkannt worden. Nach der großen Expansionsphase der brasilianischen Elektrizitätsversorgung von Mitte der 1950er Jahr bis 1980 rückte das Thema „Elektrifizierung des ländlichen Raumes“ aufgrund der ruinösen finanziellen Lage des Stromsektors und des brasilianischen Staates insgesamt vorübergehend in den Hintergrund [Kap. 3.1]. Erst nach der Entschuldung des Sektors im Zuge der Reformen widmete sich die Politik wieder zunehmend der Elektrifizierung des ländlichen Raumes.

Im Jahr 2003 wurde gesetzlich fixiert, dass alle Verteilungsnetzbetreiber in Brasilien bis spätestens Ende des Jahres 2015 in ihrem Versorgungsgebiet die „Universalisierung“ der Stromversorgung umgesetzt haben müssen. In Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad der jeweiligen Gemeinde und des jeweiligen Versorgungsgebiets muss die Universalisierung unter Umständen bereits vorher vollendet werden [4.51]⁸². Bei der Umsetzung des politischen Ziels der Universalisierung der Stromversorgung wird z. T. auch auf die Nutzung fluktuierender Energiequellen zurückgegriffen.

4.4.1 Elektrifizierung netzferner Gebiete durch Installation von Photovoltaik-Inselsystemen

Die Elektrifizierung netzferner Regionen mit PV-Technologie begann mit dem Programm zur energetischen Entwicklung von Bundesstaaten und Gemeinden (PRODEEM), in dessen Rahmen ca. 8.700 Systeme mit einer Gesamtleistung von ca. 5,2 MWp mit Schwerpunkten im Norden und semiariden Nordosten installiert wurden [Tab. 4-a].

Tab. 4-a: Anzahl der Systeme und installierte Leistung im Rahmen des PRODEEM [4.52].

*Phase V: Nachfolgeprogramm des PRODEEM „Energie für kleine Gemeinschaften“ (*Programa Energia das Pequenas Comunidades*).

Ausschreibungsphase des PRODEEM	Strom für öffentliche Einrichtungen	Pumpsysteme	Straßenbeleuchtung	Systeme gesamt	Strom für öffentliche Einrichtungen	Pumpsysteme	Straßenbeleuchtung	Leistung gesamt
	(Stück)	(Stück)	(Stück)	(Stück)	(kWp)	(kWp)	(kWp)	(kWp)
I (1996)	190	54	137	381	87	78	7,5	172,5
II (1997)	387	179	242	808	200	211	17	428
III (1997)	677	176	0	853	419	135	0	554
Pumpphase (1998)	0	800	0	800	0	235	0	235
IV (1999)	1.660	1.240	0	2.900	972	696	0	1.668
V (2001)*	3.000	0	0	3.000	2.172	0	0	2.172
Gesamt	5.914	2.449	379	8.742	3.850	1.355	24,5	5.229,5

⁸² Wenn der Elektrifizierungsgrad im Versorgungsgebiet $\leq 80\%$ ist, muss die Versorgung aller Haushalte bis zum Jahr 2015 umgesetzt werden. Für die administrative Ebene der Gemeinden gibt es zusätzliche Zielvorgaben. Bei einem Elektrifizierungsgrad $\leq 53\%$ einer Gemeinde müssen bis spätestens zum Jahr 2015 alle Haushalte mit Strom versorgt werden. Ist der Elektrifizierungsgrad in einem Versorgungsgebiet höher als 80% oder in einer Gemeinde höher als 53% , muss die Universalisierung der Stromversorgung in dem jeweiligen Gebiet vorher realisiert werden, wobei die konkrete Zielvorgabe von der Höhe des Elektrifizierungsgrads abhängt [4.51].

Das PRODEEM wurde mit folgenden Zielen im Jahr 1994 verabschiedet:

- Installation von Mikrosystemen zur Energieerzeugung für bedürftige und isolierte Gemeinschaften, die nicht an das Stromnetz angeschlossen sind. Mit den Mikrosystemen sollen die sozialen Grundbedürfnisse befriedigt werden.
- Förderung der Nutzung dezentraler Energiequellen zur Stromversorgung der Kleinproduzenten, Kolonisationskerne und isolierten Bevölkerungsgruppen.
- Ergänzung des konventionellen Energieangebots mit der Nutzung von dezentralen erneuerbaren Energiequellen.
- Förderung von Qualifikationsmaßnahmen, Technologieentwicklung und der nationalen Industrie, die für die Installation und den Betrieb der zu installierenden Systeme unabdingbar sind [4.53].

CEPEL und MME haben für jede der sechs Phasen des Programms zwischen 1996 und 2002 internationale Ausschreibungen durchgeführt. Drei Typen von PV-Inselsystemen sind zur Anwendung gekommen: a) PV-Systeme zur Stromversorgung gemeinschaftlicher/öffentlicher Gebäude, b) PV-Pumpsysteme und c) PV-Systeme für die öffentliche (Straßen-)Beleuchtung [Tab. 4-b].

Tab. 4-b: Im Rahmen des PRODEEM installierte Anlagentypen [4.52].

Anlagentyp	Anlagenbeschreibung
a) Photovoltaiksysteme zur Stromversorgung gemeinschaftlicher/öffentlicher Gebäude	Die Photovoltaiksysteme zur Stromversorgung gemeinschaftlicher/öffentlicher Gebäude, wie z. B. Schulen, Krankenstationen, Kirchen, Gemeindezentren, Stationen der FUNAI, Telefon- und Polizeistationen, machten 67,6% der im Rahmen des PRODEEM installierten Systeme aus und 73,6% der installierten Leistung. In Phase I und II, die vom CEPEL durchgeführt wurden, wurde jedes Projekt unter Berücksichtigung von Tagesverbrauch (Wh/d), der erwarteten maximalen Last (W) und der Anzahl der „Autonomie-Tage“ einzeln dimensioniert. Von Phase I bis Phase V wurden die Systeme zunehmend standardisiert, bis am Ende nur noch <i>turnkey</i> -Systeme installiert wurden.
b) Photovoltaik-Pumpsysteme	Diese Systeme, die 28,0% der installierten Systeme und 25,9% der installierten Leistung ausmachten, dienen in erster Linie der Trinkwasserversorgung, wobei ein kleiner Anteil des geförderten Wassers auch für die Versorgung der Tiere und zur Bewässerung der gemeinsamen Gemüseanbaufläche (<i>horta comunitária</i>) genutzt werden darf. Batterien oder eine andere Form der Energiespeicherung sollten in diesen Systemen nicht zum Einsatz kommen. Während in den Phasen I und II die Systeme unter Berücksichtigung der zu fördernden Wassermenge (m ³ /d), der manometrischen Förderhöhe (m*/s), Pumpentyp und der Sonneneinstrahlung (kWh/m ² pro Tag) am Installationsort individuell dimensioniert wurden, wurde bis Phase IV die Anzahl auf sieben standardisierte Systeme reduziert. Wegen der hohen Ausfallquote wurde in Phase V von der Installation weiterer Photovoltaik-Pumpsysteme abgesehen.
c) Photovoltaiksysteme für die öffentliche (Straßen-)Beleuchtung	Der Anteil der Photovoltaiksysteme für die öffentliche Beleuchtung lag bei 4,3% der Gesamtzahl der Systeme, aber nur 0,4% der installierten Leistung. Nach Phase II wurden aufgrund des schlechten Preis-Leistungs-Verhältnisses und vor allem der erheblichen technischen Probleme keine weiteren Systeme dieser Art installiert.

Das Nachfolgeprogramm des PRODEEM „Energie für kleine Gemeinschaften“ (*Programa Energia das Pequenas Comunidades*) mit identischer Zielsetzung⁸³, auch als Phase V des „PRODEEM“ bezeichnet [Tab. 4-a], wurde im Jahr 2002 vom TCU, einer mit dem Bundes-

⁸³ Ein Unterschied zwischen den beiden Programmen lag in der Integration des PRODEEM II in das Projekt Alvorada, das Richtlinien für die Implantation von Programmen mit sozialer Ausrichtung in den Landesteilen mit Entwicklungsindex (*Índice de Desenvolvimento Humano*) unter 0,5 gab [4.54]. Das PRODEEM II diente der Erfüllung folgender dem MME im Rahmen des Projektes Alvorada gestellten Aufgaben: a) der Stromversorgung von Schulen, Krankenstationen und gemeinschaftlichen Wasserpumpsystemen in isolierten Gebieten, die nicht mit dem konventionellen Stromnetz verbunden sind, b) der vorrangigen Behandlung der Aktionen im Zusammenhang mit der ländlichen Elektrifizierung der Nord- und der Nordostachse Brasiliens [4.54].

rechnungshof vergleichbaren Institution, überprüft. Das TCU hat die Nutzungsintensität des installierten Equipments in verschiedenen Bundesstaaten untersucht, wobei folgende Mängel erkannt wurden [4.55]:

- Fehlende Kontrolle über das installierte Equipment: Es existierte kein Kataster, das Aufschluss über den genauen Standort und den Zustand des Equipments hätte geben können. Das Bundessekretariat zur inneren Kontrolle (SFC) stellte bei einer Überprüfung im Jahr 2001 die Nicht-Existenz eines Teils des Equipments am angegebenen Ort fest. Als Reaktion darauf stoppte das MME den Erwerb von 6.000 neuen Systemen im Jahr 2002.
- Fehlende Integration in andere öffentliche Programme: Mittels einer verstärkten Integration verschiedener Programme und Aktivitäten entstehen Synergien und es steigen die Wohlfahrtsgewinne. Das Bildungsministerium hätte über die Schulen, die mit einer Photovoltaikanlage ausgerüstet worden waren, in Kenntnis gesetzt werden müssen, um seine Bildungsaktivitäten darauf ausrichten zu können. Die Installation von Pumpsystemen hätte mit Aktivitäten einer besseren Wassernutzung koordiniert werden können. Eine Koordination fand nicht einmal mit den bundesstaatlichen und föderalen Elektrifizierungsprogrammen statt. Dies hatte zur Folge, dass in einigen Fällen PV-Systeme an Standorten installiert wurden, die bereits an das Stromnetz angeschlossen waren [4.56].
- Abhängigkeit von ausländischer Technologie: Die installierten Solarzellen wurden ausnahmslos importiert, obwohl eine der Zielsetzungen des PRODEEM die nationale Technologie- und Industrienentwicklung war.

Tab. 4-c: Gegenüberstellung der Auflagen des TCU und der Lösungsvorschläge/Aktivitäten des MME [4.55], [4.57], [4.58].

Ausführungsbestimmungen des TCU an das MME	Lösungsvorschläge/Aktivitäten des MME im Zusammenhang mit den Auflagen des TCU
Abstimmung des PRODEEM mit dem Programm „Licht auf dem Land“ (<i>Luz no Campo</i>) ⁸⁴ und anderen Organen, die in die ländliche Elektrifizierung involviert sind.	Integration des PRODEEM in das im Jahr 2003 geschaffene Programm zur ländlichen Elektrifizierung „Licht für alle“ (<i>Luz para Todos</i>): Neue Systeme werden nur noch im Rahmen des <i>Luz para Todos</i> installiert.
Zusammentragen von Informationen über die installierten Systeme bezüglich ihres Zustands, ihrer Funktionsweise und der Distanz zum Stromnetz.	Datenerhebung: Kartierung und Eichung der schon verteilten Systeme sowie Überprüfung von Zustand und Funktionsweise der Systeme.
Einforderung einer Verpflichtungserklärung der Gemeinden, Bundesstaaten und anderer Akteure über die Wartung der installierten Systeme.	Die bereits im Rahmen des PRODEEM installierten Systeme sollen allmählich in lokale Verantwortung übergehen, wie z. B. Gemeindeverwaltung, Verteilungsnetzbetreiber, FUNAI, die nach der Übergabe für die Wartung und den Betrieb verantwortlich sind. Die Revitalisierungsteams sollen nach der Revitalisierung ein Treffen mit den lokalen Beteiligten vereinbaren, bei dem u. a. eine Verpflichtungserklärung (TRC – <i>Termo de Responsabilidade e Compromissos</i>) von den neuen lokalen Verantwortlichen unterzeichnet werden soll.
Einsendung eines Aktionsplans an das TCU innerhalb von 60 Tagen	Im ersten Halbjahr 2004 veröffentlichte das MME den Plan zur Revitalisierung und Ausbildung/Befähigung (<i>PRC-PRODEEM</i>) und den Führer der Revitalisierung und Befähigung des PRODEEM (<i>Guia da revitalização e capacitação do PRODEEM</i>) [4.57], [4.58]. Die Revitalisierung des PRODEEM ist in vier Etappen strukturiert: Phase I: Institutionelle Abstimmung und Bildung von Multiplikatoren, Phase II: Vorbereitende Aktivitäten zur Revitalisierung und Ausbildung/Befähigung, Phase III: Revitalisierung und Ausbildung/Befähigung in den Gemeinschaften, Phase IV: Post-Revitalisierung.

Das TCU machte dem MME, aufgrund der gravierenden Mängel in der Programmkonzeption, -organisationsstruktur und -durchführung mehrere Auflagen für eine Weiterführung

⁸⁴ „Licht auf dem Land“ (*Luz no Campo*) war das im Jahr 1999 implementierte Vorläuferprogramm zur ländlichen Elektrifizierung „Licht für alle“ (*Luz para todos*), das im Jahr 2003 verabschiedet wurde [4.59].

des PRODEEM, die in Tab. 4-c den Lösungsvorschlägen des MME gegenübergestellt werden. Der unbefriedigende Programmverlauf des PRODEEM, der im Besonderen auf den Top-Down-Ansatz ohne Einbezug der Betroffenen/Nutzer zurückzuführen war, verlangsamte die Einführungsgeschwindigkeit von PV-Systemen in den darauf folgenden Jahren in Brasilien und verhinderte eine mögliche Berücksichtigung der Photovoltaik in weiteren Förderprogrammen wie dem PROINFA [Kap. 7].

Das PRODEEM wurde im Rahmen des Revitalisierungsprozesses in das "Nationalprogramm zur Universalisierung des Zugangs und der Nutzung elektrischer Energie – Licht für alle"⁸⁵ integriert [4.60], [Tab. 4-c]. Das *Luz para Todos* hat zum Ziel, bis zum Ende des Jahres 2008 alle Haushalte im ländlichen Raum, d.h. ca. 2 Mio. Haushalte bzw. 10 Mio. Menschen, mit elektrischer Energie zu versorgen [4.60]. Im Rahmen des Programms erhielten bis Ende des Jahres 2006 bereits knapp fünf Mio. Menschen Zugang zu elektrischer Energie⁸⁶.

Im Rahmen des *Luz para Todos* gibt es drei Optionen zur Umsetzung des Programmziels der Stromversorgung bisher nicht versorgter Haushalte: a) Erweiterung des Stromnetzes, b) Installation dezentraler Erzeugungssysteme mit Inselnetzen und c) Installation individueller Erzeugungssysteme. Eine Verwendung von PV-Systemen ist in den Handlungsanweisungen nur für die Optionen b) und c) vorgesehen, bei denen die PV-Technologie mit anderen Technologien⁸⁷ konkurriert [4.62].

Nach der Integration des PRODEEM in das Programm *Luz para Todos* führten einzelne EVUs die ländliche Elektrifizierung mit PV-Systemen fort. Hervorzuheben ist hierbei die COELBA⁸⁸, die bereits 3.000 neue Systeme mit einer Leistung von je 150 Wp (~13 kWh/m) im Bundesstaat Bahia installiert hat (Stand: September 2006). Weitere 18.000 Solar Home Systems mit einer Gesamtleistung von 2,95 MWp sollen in den nächsten Jahren in zwei Phasen installiert werden⁸⁹ [4.63], [4.64]. In welchem Maße auf die PV-Technologie zu-

⁸⁵ *Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos.*

⁸⁶ L. Porto (MME) ging Ende 2006 von 4.350.000 Menschen mit bereits vollendeter Stromversorgung aus und 836.000 Menschen, bei denen die Umsetzung bereits begonnen worden war (Stand 25.10.2006) [4.61]. Das Programmziel war ursprünglich, 7.000.000 Menschen bis Ende 2006 zu erreichen [4.60].

⁸⁷ Bei dezentralen Erzeugungssystemen mit Inselnetzen (b) können folgende Technologien verwendet werden:

I. Kleinwasserkraftwerke, II. Kleine Diesel- oder Biomassekraftwerke, III. Solar- und Windkraftsysteme, IV. Hybridsysteme auf Basis von Solarstrahlung, Windkraft, Biomasse, Wasserkraft und Diesel.

Bei individuellen Erzeugungssystemen (c) können Technologien/Energiequellen zur Anwendung kommen:

I. Wasserkraft, II. Photovoltaik, III. Windkraft, IV. Biomasse, V. Diesel und IV. Hybridsysteme auf Basis von Solarstrahlung, Windkraft, Biomasse, Wasserkraft und Diesel [4.62].

⁸⁸ Neben der COELBA wendet im Besonderen die CEMIG im Bundesstaat Minas Gerais die PV-Technologie an. Die CEMIG möchte 7.000 Systeme für Wohneinheiten im ländlichen Raum im Rahmen des *Luz para Todos* installieren [4.63].

⁸⁹ Es sind 16.850 SHS mit 150 Wp, 1.100 SHS mit 348 Wp und 50 SHS mit 800 Wp [4.64].

rückgegriffen wird, hängt von den Kosten des Netzanschlusses und denen alternativer Technologien ab. Die COELBA, EVU im semiariden Bahia, greift bei Netzanschlusskosten von mehr als R\$ 14.000,00 pro Haushalt auf die PV-Technologie zurück. Mit dem Fortschreiten der ländlichen Elektrifizierung im Rahmen des Programms *Luz para Todos* wird der Anteil der Haushalte mit hohen Netzanschlusskosten zunehmen. Weitere EVUs könnten die PV-Technologie als kostengünstige Alternative zum Netzanschluss für netzferne Kunden entdecken. Ein großes Potenzial befindet sich vor allem in der Amazonasregion, in der ca. 150.000 Personen in netzfernen Gemeinschaften wohnen, in denen die PV-Technologie zum Einsatz kommen könnte [4.61]. Auf dem Teilmarkt der netzfernen Nutzungen könnte sich demnach bei konsequenter Umsetzung der Universalisierung der Stromversorgung die Nachfrage nach PV-Anlagen im Zeitraum bis 2015 erhöhen.

4.4.2 Elektrifizierung netzferner Gebiete durch die Nutzung der Windkraft

Die Nutzung der Windkraft spielt im Rahmen der Elektrifizierung netzferner Regionen eine untergeordnete Rolle. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass der Großteil der bisher nicht an das nationale Stromnetz angeschlossenen Haushalte sich fernab von den Küstenzonen befindet und damit in Regionen mit relativ geringem Windkraftpotenzial [Abb. 2-j]. Die staatlichen Förderprogramme zur Elektrifizierung ländlicher Räume PRODEEM, *Luz no Campo* und *Luz para Todos* sind/waren deshalb nicht speziell auf die Nutzung der Windkraft ausgerichtet, obwohl im *Luz para Todos* die Windkraft zumindest als Option aufgeführt ist⁸⁷.

Auf den brasilianischen Inseln sind die Windverhältnisse erheblich günstiger und eine Nutzung der Windkraft wäre hier auch aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll. Auf der Insel Fernando de Noronha im Nordosten Brasiliens wurde bereits im Jahr 2000 eine 225 kW-Windkraftanlage in ein Inselnetz mit Dieselgeneratoren integriert [Tab. 2-d]. Ein spezielles Förderprogramm zur Integration von Kleinwindkraftanlagen⁹⁰ in Inselssysteme könnte den Dieselverbrauch auf den brasilianischen Inseln signifikant verringern.

4.5 Einfluss politischer Faktoren auf die Nutzung der fluktuierenden Energiequellen Solarstrahlung und Windkraft

Im Zuge der Teilprivatisierung des Stromsektors, der Erfolge bei der Inflationsbekämpfung und der Freigabe des Wechselkurses in den 1990er Jahren hat der Missbrauch des

⁹⁰ In Brasilien gibt es bereits einzelne Hersteller und Installationsfirmen von Kleinwindkraftanlagen bis 10 kW (z. B. Altercoop Energia – Fabrikation und Installation, Energia Pura Empreendimentos Ltda. – Installation von Anlagen des nordamerikanischen Herstellers SouthWest Windpower)

Stromsektors für die vorrangige Umsetzung übergeordneter politischer Ziele abgenommen [Kap. 4.1]. Aufgrund der akuten Stromversorgungskrise zu Beginn des neuen Jahrtausends konzentrierte sich die Politik ab diesem Zeitpunkt auf das sektorielle Kernziel der Sicherung der Stromversorgung, das durch eine vorübergehende Stromrationierung und die Diversifizierung der Stromerzeugung vor allem durch den Neubau von Gaskraftwerken erreicht wurde. In diesem Kontext wurde auch der Ausbau der Windkraftnutzung im Rahmen des Förderprogramms PROINFA beschlossen [Kap. 4.2].

Seit dem Jahr 2004 hat der Nationalrat für Energiepolitik (CNPE) die übergeordnete Aufgabe, die Energiepolitik so auszurichten, dass ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Versorgungssicherheit und Kosten garantiert wird. Auf Basis dieser Maßgabe hat das EPE einen Entwicklungsplan erarbeitet, der einen weitgehend konstanten Strommix bis zum Jahr 2030 vorsieht. In den nächsten Jahrzehnten soll demnach vorrangig das Wasserkraftpotenzial unter Berücksichtigung sozialer Belange und der Umweltverträglichkeit genutzt werden. Ein Risikofaktor für den Ausbau der Wasserkraftnutzung ist die unzureichende Inventarisierung der Wasserkraftpotenziale im Hinblick auf Kosten sowie Sozial- und Umweltauswirkungen [Kap. 4.3].

Trotz der bisherigen Erfahrungen mit der Kernkraft in Brasilien, die nicht mit den gesetzlich festgelegten Prämissen der Energiepolitik vereinbar sind, soll die Kernkraft weiter ausgebaut werden. Dabei spielen übergeordnete politische Ziele eine entscheidende Rolle. Der CNPE kann Richtlinien für Spezialprogramme sowohl zur Nutzung der Solar- und Windenergie als auch für die Kernenergie und weitere Energieträger festlegen. Während der Zubau der Kernenergie direkt vom CNPE beschlossen wurde, müssen sich neue Windkraftprojekte, wenn sie nicht im Rahmen des im Jahr 2008 auslaufenden Förderprogramms PROINFA ausgewählt wurden, in den staatlich organisierten und reglementierten Stromversteigerungen durchsetzen. Die Photovoltaik kann im Rahmen des staatlichen Elektrifizierungsprogramms *Luz para Todos* optional in netzfernen Regionen in Inselsystemen eingesetzt werden [Kap. 4.3], [Kap. 4.4].

Brasilien importiert im Gegensatz zu den meisten europäischen Ländern nur einen geringen Anteil der im Stromsektor verbrauchten Primärenergieträger, und die direkten Stromimporte aus den Nachbarländern machen weniger als 10% des Gesamtstromangebots aus [Abb. 4-d]. Die politische Motivation für eine verstärkte Markteinführung von Technologien zur Nutzung der fluktuierenden Energiequellen Windkraft und Solarstrahlung ist, aufgrund der Verfügbarkeit anderer einheimischer Energieträger, deutlich geringer als in vielen Ländern Europas. Wegen der Dominanz der Wasserkraft haben auch Klimaschutz-

gründe nur eine untergeordnete Bedeutung bei der politischen Diskussion über die zukünftige Expansion des Kraftwerksparks. Politische Impulse für einen Ausbau der Windkraft gab es lediglich im unmittelbaren Anschluss an die Versorgungskrise im Jahr 2001, als die Windkraft im Förderprogramm PROINFA im Zuge der Diversifizierungsbestrebungen der Stromerzeugung berücksichtigt wurde [Kap. 7].

Der Ausbau der marktnahen Windkraft stünde mit der Prämisse der brasilianischen Energiepolitik einer hohen Versorgungssicherheit zu möglichst geringen Kosten weitgehend im Einklang: Wegen des großen Wasserkraftanteils ist eine Integration großer Strommengen aus fluktuierenden Energiequellen bei entsprechendem Ausbau der Netzinfrastuktur unproblematisch, weil die Stauseen als „Energiespeicher“ fungieren und den Strombedarf ausregeln können. Wegen der relativ kleinen Kraftwerkseinheiten und kurzen Bauzeiten könnte mit dem Ausbau der Windkraft relativ zeitnah auf veränderte Stromnachfrageentwicklungen reagiert werden. Der Ausbau des Kraftwerksparks könnte zu einem Teil aus sozial- und umweltverträglichen Wasserkraftprojekten mit relativ langen Bauzeiten bestehen und zum anderen Teil aus kleineren Einheiten auf Basis marktnaher erneuerbarer Energien mit relativ kurzen Bauzeiten. Dadurch könnten große Überkapazitäten bzw. Versorgungsengpässe bei unerwarteten Nachfrageentwicklungen und damit verbundene kostspielige Fehlplanungen verhindert werden, was zu einer globalen Kostenersparnis führen würde. Mit diesem Modell erhielt Brasilien Vorbildcharakter für andere Länder in Lateinamerika, die in der Regel ebenfalls einen hohen Stromanteil in Wasserkraftwerken erzeugen.

Für die Photovoltaik könnten, aufgrund der derzeitigen relativen Marktförderung netzintegrierter Anlagen, Förderprogramme für bestimmte marktnahe Nutzungen, wie z. B. der Einsatz der Photovoltaik zum *Peak-Shaving* in Zonen mit mittäglicher *Peakload*, ein Weg der Markteinführung sein, der unter Umständen mittelfristig politisch durchsetzbar wäre. Mit diesem Thema befasst sich bereits die Bundesuniversität von Santa Catarina (UFSC) in Zusammenarbeit mit den brasilianischen NGOs Instituto IDEAL und RENOVE [4.65]. Aus diesem Grund sind die folgenden Kapitel schwerpunktmäßig auf die Windkraftnutzung ausgerichtet.

5 Einnahmen- und Kostenstruktur von Windkraftprojekten in Brasilien als Bewertungsbasis für die Relevanz der makroökonomischen Rahmenbedingungen

Windkraftanlagen haben im Allgemeinen eine Funktionsdauer von ca. 20 Jahren⁹¹. Im gesamten Zeitintervall kann aus dem zur Verfügung stehenden Energiedargebot, mit Ausnahme von Wartungsunterbrechungen, Strom produziert und bei ausreichendem Ausbau der Netzinfrastruktur in das Stromnetz eingespeist⁹² und kommerzialisiert werden⁹³.

Auf Einspeisevergütungen basierende Fördermechanismen (*Feed-In Laws*), wie das brasilianische Förderprogramm PROINFA, bieten im Allgemeinen die Grundvoraussetzungen für Projektfinanzierungen: langfristige Stromabnahmeverträge und stabile Vergütungen, die das Preisrisiko minimieren.

In Brasilien wurde der Kommerzialisierungsprozess von elektrischer Energie im Jahr 2004 neu definiert [Kap. 3.3.3], [5.3]. Der Ausbau des Kraftwerksparks ist in Brasilien seit diesen Reformen generell auf Basis von Projektfinanzierungen möglich, da auch die Gewinner der Strommengenversteigerungen für neue Energie A3 und A5 (*leilões de energia nova*) sowie der Versteigerungen für alternative Energiequellen (*leilões de fontes alternativas*) langfristige PPAs erhalten [Kap. 3.4.2], [Kap. 8.1.2.2], [5.2], [5.4]. Der Vergütungstarif entspricht dem Angebot der Vorhabensträger/Projektentwickler und wird auf Basis des Inflationsindexes IPCA jährlich korrigiert [Kap. 6.1.1.1]. Bei realistischer Wirtschaftlichkeitsberechnung wird der Tarif die Gesamtkosten des Projekts über die Laufzeit des PPA decken. Bei der folgenden Analyse wird wegen der brasilianischen Rahmenbedingungen der Stromkommerzialisierung von einer Projektfinanzierung ausgegangen, d.h. die Refinanzierung erfolgt durch direkte Einnahmen auf Basis der Stromproduktion des Investitionsobjekts. Die in einem Netzverbund möglichen Synergieeffekte mit anderen Kraftwerken könnten bestimmten Unternehmen noch einen zusätzlichen Anreiz für eine Investition geben.

In der klassischen dynamischen Investitionsrechnung wird nach der Kapitalwertmethode (Barwertmethode) die Wirtschaftlichkeit eines Investitionsprojektes errechnet. Der Kapitalwert einer Investition ist der Gegenwartswert, – die Summe aller auf einen auf einen Be-

⁹¹ In Brasilien haben die PPAs im Rahmen des PROINFA eine Laufzeit von 20 Jahren [5.1]. In Zukunft sollen Windkraftprojekte im Rahmen der Stromversteigerungen PPAs mit Laufzeiten von 15 Jahren bekommen [Kap. 4.3], [5.2]. Falls die Betreiber nach Vertragsende eine mindestens die Betriebskosten deckende Vergütung erhalten sollten, steht aus wirtschaftlicher Sicht einem Weiterbetrieb nichts entgegen.

⁹² Bei direkter Nutzung vor Ort in einem Inselsystem, wie z. B. bei Installation einer Photovoltaikanlage in einer entlegenen Region, wird oft über ein staatliches Förderprogramm zur ländlichen Entwicklung, wie z. B. das PRODEEM die Investition finanziert [Kap. 4.4]. Ein die Stromgestehungskosten deckender Kapitalrückfluss war im Rahmen des PRODEEM nicht vorgesehen.

⁹³ Es wird der Abschluss eines langjährigen PPA angenommen, wie es für Neuanlagen in Brasilien üblich ist [Kap. 3.4.2].

zugspunktzeitpunkt t auf- bzw. abgezinsten Zahlungen (Ein- und Auszahlungen), – in Bezug auf den Zeitpunkt des Investitionsbeginns (t_0) [5.5]. Der Kapitalwert wird auch als Nettobarwert bezeichnet (*net present value*) [5.6].

Die Berechnung des Kapitalwerts erfolgt auf Basis eines subjektiv gewählten Kalkulationszinsfußes, mit der die zeitlich versetzten Ein- und Auszahlungen auf- und abgezinst werden. Ist der Kapitalwert positiv, lohnt sich die Investition. Ein Investitionsanreiz besteht bei einem Energieprojekt, wenn die Summe der Barwerte der Gesamteinnahmen durch die Stromeinspeisung während der Betriebsphase höher als die Summe der Barwerte der Gesamtaufwendungen ist. Je länger der Zeitraum des Kapitalrückflusses und je instabiler die makroökonomischen Rahmendaten des Investitionsumfelds sind, desto komplexer wird die Evaluierung der Rentabilität des Investitionsprojektes.

In den folgenden Unterkapiteln wird die Einnahmen- [Kap. 5.1] und die Kostenstruktur [Kap. 5.2] von Windkraftanlagen in Brasilien analysiert. In Kapitel 6 werden dann die zur Ermittlung der Rentabilität eines Investitionsprojektes relevanten ökonomischen Rahmen- daten betrachtet.

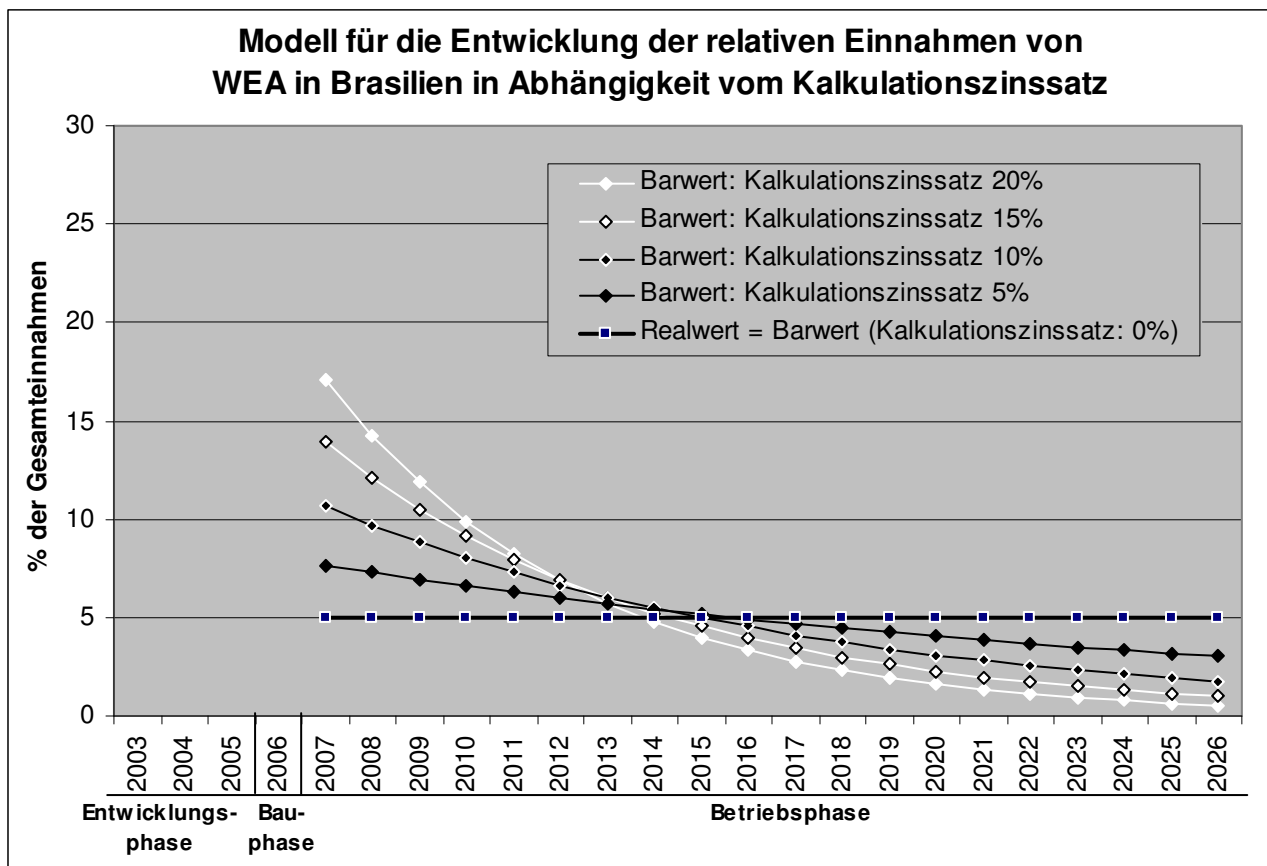


Abb. 5-a: Modell für die relative Einnahmenentwicklung* (Anteil jährliche Einnahmen an Gesamteinnahmen) von WEA in Brasilien bei konstanter Einspeisevergütung in Abhängigkeit des Kalkulationszinssatzes (Eigene Darstellung).

*unter der Voraussetzung eines konstanten Energiedargebots und einer zwanzigjährigen Betriebsphase; im Modell wird von einer jährlichen Zahlung der Einspeisevergütung ausgegangen; Basisjahr (t_0): 2006).

5.1 Kapitalrückfluss bei Investitionen in WEA

Windkraftprojekte erhalten im Rahmen des PROINFA einen PPA mit zwanzigjähriger Laufzeit zu einer gesetzlich festgelegten Vergütung, die im Rahmen des PROINFA jährlich auf Basis des Inflationsindex IGP-M jährlich korrigiert werden [Kap. 6.1.1.3], [Tab. 7-d], [5.7]. Diese Rahmenbedingungen stellen die Basis für das in Abb. 5-a entwickelte Modell der Einnahmenentwicklung durch die Einspeisung von Windstrom in das brasilianische Stromnetz SIN.

Unter der Annahme einer nicht variierenden Stromproduktion⁹⁴ und unter Nicht-Berücksichtigung der Inflationsrate sind Nominalwert und Realwert der Stromeinspeisevergütung im Rahmen des PROINFA identisch und konstant. Der Barwert dieser Zahlungen/Einnahmen hängt von dem subjektiv gewählten Kalkulationszinssatz ab. Die Auswirkungen der Zinshöhe auf die relative Einnahmenentwicklung werden in Abb. 5-a für vier Zinssätze zwischen 5 und 20% dargestellt⁹⁵. Je höher der Kalkulationszinssatz gewählt wird, desto größer wird der Anteil der Einnahmen in den ersten Betriebsjahren (Barwert) an den Gesamteinnahmen und desto kleiner wird der Anteil der Einnahmen zum Ende der Betriebsphase (Barwert). Die Determinanten des Kalkulationszinssatzes werden in Kap. 6 erläutert.

5.2 Kostenstruktur von Windkraftanlagen

Die Kostenstruktur von Kraftwerken, die fluktuierende erneuerbare Energiequellen nutzen, unterscheidet sich von der konventioneller Kraftwerke vor allem durch die kostenlose Verfügbarkeit des Primärenergieträgers. Dies führt im relativen Kostenverlauf zu einem besonders stark ausgeprägten Maximum während der Bauphase bzw. Investitionsphase und zu verhältnismäßig geringen Betriebskosten [Abb. 5-c].

Die bisher einzige Untersuchung über die Kostenstruktur von Windkraftprojekten in Brasilien, die vom DEWI veröffentlicht wurde, beruht auf einer Umfrage unter Einbezug von Projektentwicklern und Herstellern [5.8].

Bei der Umfrage wurde deutlich, dass der Großteil der Firmen den Umfragebogen nicht vollständig auswerten konnte, weil sich die meisten Investitionsprojekte noch in einem frühen Stadium befanden und auf keine repräsentativen Daten von bereits fertig gestellten

⁹⁴ In Abb. 5-a wird eine konstante Stromproduktion vorausgesetzt. Schwankungen des Energiedargebots und der eventuell mit zunehmender Betriebszeit größere Wartungsaufwand und die damit verbundene längeren Ausfallzeiten und Einnahmeverluste werden nicht berücksichtigt. Die konkrete Vergütungsregelung wird in Kapitel 7 näher erläutert.

⁹⁵ In Brasilien sind aufgrund der hohen Zinsspanne und des hoch eingeschätzten Investitionsrisikos der in Brasilien noch neuen Technologie Windkraft Kalkulationszinssätze von ca. 20% zuzüglich Inflationsrate durchaus realistisch [Kap. 6.3.1].

Projekten zurückgegriffen werden konnte. Die Umfrageergebnisse geben deshalb nur bedingt Aufschluss über die realen Investitionskosten, sondern eher über die erwarteten Kosten der in dem Sektor tätigen Akteure.

Tab. 5-a: Investitionskosten von Windkraftanlagen in Brasilien nach [5.8] auf Basis des Wechselkursesniveaus vom Beginn des Jahres 2003 (Basis: 3,45 R\$/€).

Kosten (Basis: 3,45 R\$/€)	Durchschnittswert		Minimalwert		Maximalwert	
	(in R\$/kW)	(in €/kW)	(in R\$)	(in €)	(in R\$)	(in €/kW)
Windkraftanlage (inkl. Installation, Transport und ggf. 14% Einfuhrzoll)	2.592,0	751,3	2.200,0	637,7	3.311,0	959,7
Investitionsnebenkosten (Planung und Erschließung, Fundamente, Netzanschluss und sonstige Kosten)	879,0	254,8	720,0	208,7	1.058,0	306,7
Globale Investitionskosten	3471,0	1006,1	3.137,0	846,4	4.369,0	1.266,4

5.2.1 Investitionskosten

Die erwarteten Investitionskosten lagen in der Umfrage bei umgerechnet € 1.006,1/kW⁹⁶, unterteilt in die Kosten für die Windkraftanlage mit durchschnittlich € 751,3/kW und Investitionsnebenkosten, bestehend aus Planung und Erschließung, Fundamenten, Netzanschluss und sonstigen Kosten, von € 254,8/kW [Tab. 5-a]. Bei einer Importquote von voraussichtlich annähernd 40% sind Wechselkursschwankungen von großer Relevanz für die Investitionskosten der brasilianischen Windkraftanlagen⁹⁷. Die starke Aufwertung des Reals auf 2,55 R\$ / € (Stand: 25. Juli 2007) führt, gemessen in der Landeswährung R\$, zu sinkenden Investitionskosten. Allerdings hat der starke Anstieg der Weltnachfrage und die mangelnde Konkurrenz auf dem brasilianischen Markt zu einem Disponibilitätsengpass geführt, der sich im Preis der Anlagen deutlich widerspiegelt und den positiven Wechselkurseffekt mehr als überkompensiert [5.9], [5.10], [5.11], [Abb. 2-g], [Kap. 2.2.1].

Tab. 5-b: Investitionskosten und Investitionsnebenkosten von Windkraftanlagen (DEWI: [5.8], [5.12]; ISET: in [5.14], Deutsche WindGuard GmbH: [5.13]). *in 100 m Nabenhöhe.

Institut	Ort	Bezugsjahr	Leistungs- klasse	Windkraft- anlage	Investitions- nebenkosten	Globale In- vestitionskosten
			in MW	Kosten in € (1 € = 3,45 R\$)		
DEWI	Brasilien	2003	k.A.	751,3	254,8	1.006,1
		1994-2001	k.A.	895,0	269,0	1.164,0
ISET	BRD	2006	1,3 - 2	900,0	270,0	1.170,0
			2 - 3	1.000,0	300,0	1.300,0
			> 3	1.250,0	375,0	1.625,0
Deutsche WindGuard		2007	2 - 3*	1.061,0	307,0	1.368,0
			> 3*	1.155,0	307,0	1.462,0

⁹⁶ Die Angaben wurden auf Basis eines Wechselkurses von R\$ 3,45 / € ermittelt [5.8].

⁹⁷ Das Förderprogramm PROINFA schreibt einen „Nationalisierungsgrad“ (*grau de nacionalização*) der Anlagen und Dienstleistungen von mindestens 60% vor, den die Betreiber nachzuweisen haben [5.1].

Trotz der dürftigen Datenlage über die konkreten Kosten von brasilianischen Windkraftprojekten gibt die Untersuchung des DEWI Aufschluss über die erwartete Kostenstruktur der Windkraftprojekte, die für die Analyse der Bedeutung der verschiedenen makroökonomischen Rahmendaten fundamental ist.

In Tab. 5-b werden diese auf Erwartungen beruhenden Daten für Brasilien der realen Kostenstruktur in der BRD auf Basis von über 1000 zwischen 1994-2001 installierten Windkraftanlagen gegenübergestellt. Basis für die Darstellung sind ermittelte durchschnittliche Investitionskosten in der BRD von € 1164,00/kW, unterteilt in Kosten für die Windkraftanlage (WEA) von durchschnittlich € 895,00/kW und Investitionsnebenkosten von durchschnittlich € 269,00/kW [5.12], [5.8]. Das ISET gibt je nach Anlagengröße Investitionskosten zwischen € 1170,00/kW und € 1625,00/kW an, wobei die Höhe der Investitionsnebenkosten immer bei 30% der Investitionskosten liegt [Tab. 5-b].

Aus der Studie über die Kosten in der BRD vom DEWI geht zusätzlich hervor, welchen Anteil die verschiedenen Kostenstellen an den gesamten Investitionsnebenkosten haben [5.12]. Diese Aufgliederung ist notwendig zur Bestimmung der Fälligkeit bestimmter Investitionsnebenkosten vor Beginn der Bauphase der Anlage. Die Fälligkeit der einzelnen Kostenstellen wirkt sich auf die Kapitalkosten aus. In dem Beispiel des Kostenverlaufs in Abb. 5-c wird davon ausgegangen, dass der Netzanschluss und das Fundament sowie 75% der sonstigen Investitionsnebenkosten⁹⁸ im Jahr der Inbetriebnahme anfallen. Lediglich Planung und Erschließung des Windparks und 25% der sonstigen Investitionskosten müssen in den drei Jahren der Entwicklungsphase vor der Inbetriebnahme aufgebracht werden, ca. 22,5% der Investitionsnebenkosten. Für Brasilien wird von der gleichen Kostenverteilung in dem Modell in Abb. 5-c ausgegangen, obwohl Planung und Erschließung, aufgrund der bisher geringen Erfahrungen mit der Errichtung von WEA sowie der z. T. dürftigen lokalen Infrastruktur, sich in höheren Kosten niederschlagen könnten.

5.2.2 Betriebskosten

Im Gegensatz zu den meisten Kraftwerkstypen ist der Primärenergieträger im Fall von Windkraftanlagen kostenlos. In der langjährigen Betriebsphase hat die Preisentwicklung des Primärenergieträgers somit keinen Einfluss auf die Betriebskosten und stellt kein Rentabilitätsrisiko dar.

⁹⁸ In den sonstigen Investitionskosten wurden im Wesentlichen Aufwendungen für Prospekterstellung, Ausgleichsmaßnahmen und Rücklagenbildung zusammengefasst [5.12].

Tab. 5-c: Betriebskosten von Windkraftanlagen in Brasilien nach [5.8] auf Basis des Wechselkursesniveaus vom Beginn des Jahres 2003.

Kosten (Basis: 3,45 R\$/€)	Betriebs- jahr	Durchschnittswert		Minimalwert		Maximalwert	
		R\$/kW	€/kW	R\$/kW	€/kW	R\$/kW	€/kW
Betriebskosten inkl. Wartung und Instandhaltung der Windkraftanlage, Grundstückskosten bzw. Flächenpacht, Rücklagen für die Rekultivierung, Versicherungskosten, Personalkosten, Stromtransport- und Strombezugskosten, Rechtsberatung etc.	1. - 2.	89,1	25,8	42,0	12,2	151,2	43,8
	3. - 20.	101,2	29,3	53,5	15,5	151,2	43,8

In den Betriebskosten sind Kosten für Wartung und Instandhaltung der WEA, Grundstückskosten bzw. Flächenpacht, Rücklagen für die Rekultivierung, Versicherungskosten, Personalkosten, Stromtransport- und Strombezugskosten, Rechtsberatung und alle zu erwartenden weiteren laufenden Kosten zusammengefasst. In den Umfrageergebnissen des DEWI in Brasilien liegen Minimalwert und Maximalwert relativ weit auseinander, ein weiteres Indiz dafür, dass ein Teil der Akteure die Betriebskosten zu dem Zeitpunkt der Umfrage nicht richtig einzuschätzen vermochte [Tab. 5-c].

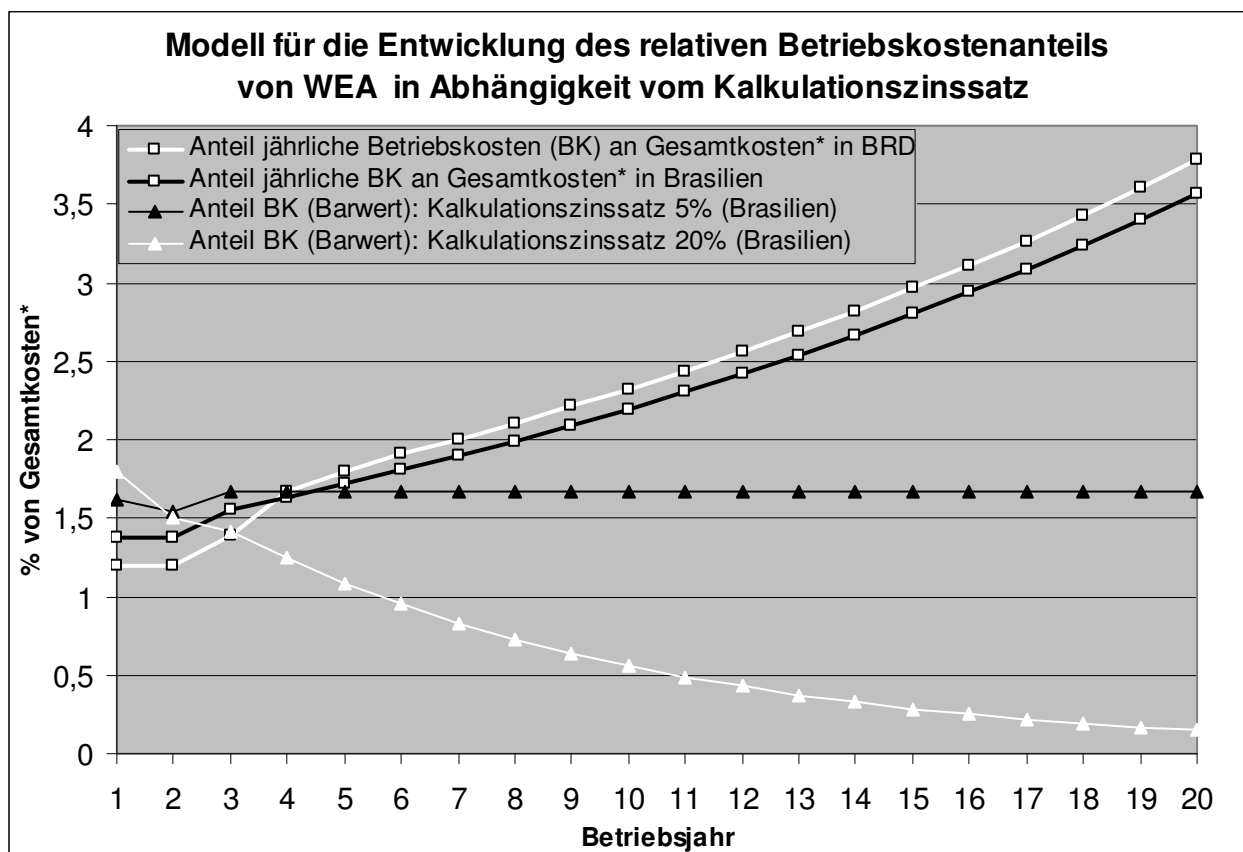


Abb. 5-b: Entwicklung des relativen Betriebskostenanteils (Anteil jährliche Betriebskosten an Gesamtkosten*) in Abhängigkeit vom Kalkulationszinssatz (BRD: 1.- 6. Betriebsjahr: [5.12], BRD: ab 7. Betriebsjahr: jährlicher Anstieg von 5%; Brasilien: 1. -3. Betriebsjahr: [5.8], Brasilien: ab 4. Betriebsjahr: jährlicher Anstieg von 5%, eigene Darstellung, inflationsbedingte Einflüsse wurden nicht berücksichtigt) (Eigene Darstellung).

* Gesamtkosten = Globale Investitionskosten + Betriebskosten (20 Jahre),
Globale Investitionskosten = Investitionskosten + Investitionsnebenkosten.

Die Unterscheidung zwischen den ersten beiden Betriebsjahren und den Betriebsjahren drei bis zwanzig ist durch den Ablauf des Garantiezeitraumes zu erklären, in dem mögliche Mängel vom Hersteller übernommen werden. Eine Betriebskostenerhöhung mit zunehmender Betriebsdauer, die durch höhere Wartungskosten aufgrund des zunehmenden Verschleißes der Anlage zur erwarten wäre, wurde von den Probanden nicht berücksichtigt. Nach der DEWI-Studie über die Kostenentwicklung in der BRD kommt es zu einem Anwachsen der Betriebskosten mit zunehmender Betriebsdauer [Abb. 5-b]⁹⁹.

In den ersten beiden Jahren nach Inbetriebnahme sind die Betriebskosten mit einem Anteil von 1,2% der Gesamtkosten besonders niedrig, weil sich die Anlagen zu nahezu 100% innerhalb der Garantiezeit befinden und die Kosten für mögliche Reparaturen vom Hersteller getragen werden. Bis zum 5. Jahr nach Inbetriebnahme sind ca. 90% der Anlagen außerhalb der Garantiezeit und die Betriebskosten sind auf nahe 1,8% der Gesamtkosten angestiegen [Abb. 5-b], [5.12].

Für den Zeitraum ab dem 7. Betriebsjahr der WEA in der BRD ist kein statistisches Material verfügbar. In dem Modell der relativen Kostenentwicklung wird deshalb für die BRD ab dem 7. Betriebsjahr und für Brasilien ab dem 4. Betriebsjahr mit einem geschätzten jährlichen Anstieg der Betriebskosten von real durchschnittlich 5% gerechnet. Wegen der langjährigen Betriebsphase einer WEA ist der Barwert der Betriebskosten stark von dem gewählten Kalkulationszinssatz abhängig. Je höher der Kalkulationswert ist, desto geringer ist der Anteil der Betriebskosten (Barwert) an den Gesamtkosten (Barwert) [Abb. 5-b].

5.2.3 Modell der Kostenstruktur

In dem Modell des Kostenverlaufs für WEA in Deutschland und Brasilien wird von einer 3-jährigen Entwicklungsphase, einer 1-jährigen Bau- bzw. Investitionsphase sowie einer 20-jährigen Betriebsphase ausgegangen. Wegen der ähnlichen anteilmäßigen Ausprägung von Investitions-, Investitionsneben- und Betriebskosten und der nahezu identischen Annahme der Entwicklung dieser während der Betriebsphase, verlaufen die durchschnittlichen relativen Kosten der Windkraftprojekte in Brasilien und BRD nahezu parallel. In der Investitions- bzw. Bauphase gibt es ein deutlich ausgeprägtes absolutes Maximum. Bei einer Abzinsung der nach der Investition anfallenden Kosten mit einem subjektiv gewählten Kapitalmarktzins, erhält das absolute Maximum im Kostenverlauf eine noch stärkere Ausprägung [Abb. 5-c].

⁹⁹ Staiß geht ebenfalls von steigenden Betriebskosten ab dem 3. Betriebsjahr nach Ablauf der meist zweijährigen Garantiezeit aus, nennt aber keine konkreten Werte. „Zu den kritischen Komponenten zählen Rotorblätter, Generator, Getriebe, Pitchstellung und die Steuerung“ [5.14].

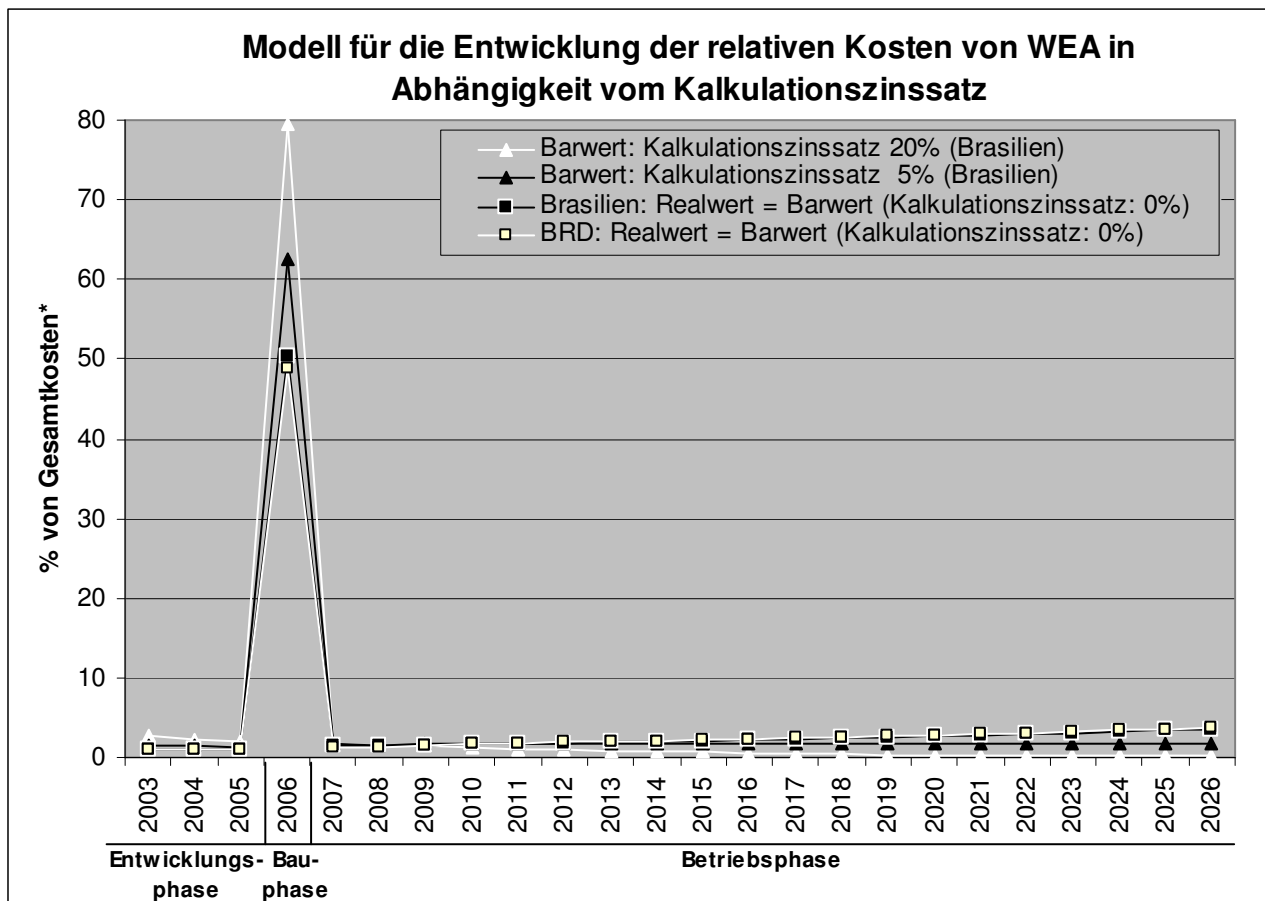


Abb. 5-c: Relative Kostenentwicklung (Anteil Jahreskosten an Gesamtkosten*) von Windkraftprojekten in Brasilien und Deutschland in Abhängigkeit vom Kalkulationszinssatz (keine Berücksichtigung von Finanzierungs- bzw. Kapitalkosten, Betriebskostenentwicklung wie in Abb. 5-b, Basisjahr (t_0): 2006, inflationsbedingte Einflüsse wurden nicht berücksichtigt) [5.8], [5.12] (Eigene Darstellung).

* Gesamtkosten = Globale Investitionskosten + Betriebskosten (20 Jahre)

6 Makroökonomische Rahmenbedingungen für langfristige Investitionen in Brasilien

Die Modelle der Einnahmen- und Kostenentwicklung in Kap. 5 haben die Sensibilität bei der Kurvenverläufe gegenüber der Höhe des Kalkulationszinssatzes gezeigt. Bei der Einnahmenkurve bildet sich, unter Berücksichtigung der in Kap. 5.1 getroffenen Annahmen mit steigendem Kalkulationszinssatz ein Maximum zu Beginn der Betriebsphase [Abb. 5-a]. Je höher der gewählte Kalkulationszinssatz, desto größer ist der Anteil der Einnahmen in den ersten Betriebsjahren (Barwert) an den Gesamteinnahmen (Barwert), d.h. auch bei einem konstanten Realwert haben die Einnahmen in den ersten Betriebsjahren einen höheren Stellenwert für die Investoren/Vorhabensträger als Einnahmen, die zu einem späteren Zeitpunkt der Betriebsphase zu verzeichnen sind.

Der Kostenverlauf weist im Gegensatz zu der Einnahmenkurve unabhängig von der Höhe des subjektiv gewählten Kalkulationszinssatzes immer ein deutliches Maximum in der Bauphase bzw. Investitionsphase auf. Je höher der gewählte Kalkulationszinssatz, desto ausgeprägter wird der Anteil der Investitionskosten (Barwert) an den Gesamtkosten (Barwert) [Abb. 5-c]. Die Dominanz der Investitionskosten als Kostenfaktor ist bei einem hohen Kalkulationszinssatz der Investoren demnach noch ausgeprägter.

Die Kernfrage lautet, welche Faktoren bestimmen die Höhe des subjektiven Kalkulationszinssatzes? Ein Investor mit dem Ziel der Gewinnmaximierung wird den Kalkulationszinssatz unter Berücksichtigung alternativer Anlagemöglichkeiten (Opportunitätskosten) und der subjektiven Einschätzung des Investitionsrisikos wählen.

Die Höhe des Kapitalmarktzinssatzes informiert potenzielle Investoren über die Renditemöglichkeiten alternativer langfristiger Anlagemöglichkeiten. Das **Kapitalmarktzinsniveau** und dessen erwartete Entwicklung sind ein Indikator für die Opportunitätskosten einer langfristigen Investition. Die Kapitalmarktzinsentwicklung wird vor allem von den Einflussgrößen Inflation, Geldpolitik und Konjunktur bestimmt:

- Inflationsrate und -ziele wirken sich auf die reale Rendite von Kapitalanlagen aus. Steigt die Inflationsrate, verringert sich die reale Rendite. Bei stabiler konjunktureller Lage wird der Rückgang der realen Rendite tendenziell durch einen Anstieg des Kapitalmarktzinses ausgeglichen.
- Geldpolitische Impulse werden in der Regel vom Kapitalmarkt wahrgenommen, obwohl parallele Entwicklungen des Kapitalmarktzinses, vor allem aufgrund der zunehmend zusammenwachsenden weltweiten Kapitalmärkte, in den letzten Jahrzehnten nicht immer zu beobachten waren [Abb. 6-j], [Abb. 6-k]. Im Allgemeinen besteht aber eine positive Relation zwischen Leitzinssatz und Kapitalmarktzinsniveau. In Brasilien ist der Leitzinssatz Meta SELIC das wichtigste geldpolitische Instrument der Zentralbank BACEN. Da die brasilianische Zinspolitik seit Jahren als oberstes Ziel die Einhaltung

der Inflationsziele verfolgt, wirken die geldpolitischen Impulse auch über die Inflationskontrolle direkt auf die reale Rendite von Kapitalanlagen.

- Eine positive Konjunkturentwicklung hat eine steigende Kapitalnachfrage zur Folge, die tendenziell zu steigenden Zinsen auf dem Kapitalmarkt führt.

Die Einschätzung des **Investitionsrisikos** hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Die makroökonomischen Risiken bei Investitionen mit langjährigem Kapitalrückfluss liegen vor allem in der Inflationsentwicklung, welche den Realwert der Einnahmen stark beeinflussen könnte¹⁰⁰. Für Investoren, die eine Investitionsbeteiligung in ausländischen Währungen (z. B. US\$ oder €) vornehmen, stellen Wechselkursschwankungen ein hohes Risiko dar¹⁰¹. Aufgrund der starken politischen Einflussmöglichkeiten, können im Energiesektor politische Risiken, die eine Veränderung der Rahmenbedingungen zur Folge haben, den subjektiven Kalkulationszinssatz in die Höhe treiben [Kap. 4]. Bei der Windkraftnutzung führt die mangelnde Erfahrung mit der Technologie in Brasilien voraussichtlich zu einem weiteren Risikoaufschlag.

In den folgenden Unterkapiteln werden relevante makroökonomische Parameter für die Finanzierung von Infrastrukturprojekten untersucht und deren Wirkung auf den Kalkulationszinssatz erläutert. Zuerst werden die wichtigsten Determinanten des **Kapitalmarktzinsniveaus** in Brasilien untersucht, das als Indikator für die Opportunitätskosten inländischer Investoren fungiert. Dabei werden aufgrund der zentralen Bedeutung schwerpunktmäßig die Inflationsrate und -entwicklung [Kap. 6.1] sowie die Leitzinsen und deren Entwicklung untersucht [Kap. 6.2]¹⁰². Anschließend werden die Kreditkonditionen im Inland bewertet, die eine Finanzierungsoption für langfristige Infrastrukturinvestitionen darstellen können [Kap. 6.3]. Als Indikator für die Renditeerwartungen ausländischer Investoren wird in Kap. 6.4 die Renditeentwicklung auf den internationalen Kapitalmärkten untersucht. Die Beurteilung der makroökonomisch begründeten **Investitionsrisiken** umfasst das Kreditrisiko Brasiliens [Kap. 6.5] und das Wechselkursrisiko [Kap. 6.6].

¹⁰⁰ In den Modellen in Kap. 5 ist die Inflation nicht berücksichtigt worden. Es wurde von einem konstanten Realwert der Einnahmen ausgegangen, da das Förderprogramm PROINFA einen vollständigen Inflationsausgleich der Vergütungstarife vorsieht (Kap. 7.3).

¹⁰¹ Das Risiko erhöht sich, wenn das Produkt, wie z. B. Strom, nicht auf dem Weltmarkt gehandelt werden kann und der Kapitalrückfluss in jedem Fall in R\$ erfolgt. Eine Abwertung des Reals führte zwangsläufig zu einem Rückgang des Realwerts der Einnahmen, gemessen in ausländischer Währung [Kap. 6.6].

¹⁰² Für die Finanzierung von langfristigen Investitionen stellen die Entwicklungen der Inflationsrate und des Leitzinses gleichzeitig Investitionsrisiken dar, weil eine steigende Inflation den Realwert der Einnahmen verringert, falls kein voller Inflationsausgleich erfolgt. Die Leitzinsentwicklung könnte zudem die Finanzierungskosten erhöhen, wenn keine Festverzinsung vereinbart wurde. Diese Aspekte werden auch in den Kap. 6.1 und 6.2 angesprochen.

6.1 Inflation

Zur Messung von Preisentwicklungen werden weltweit Preisindizes verwendet. In bestimmten Zeitabständen werden dabei die Produktpreise definierter Warenkörbe erhoben und durch deren Vergleich die Preisentwicklung ermittelt. Die Inflationsrate gibt die Entwicklung der Lebenshaltungskosten wieder, wobei die Warenkörbe, die zur Inflationsmessung herangezogen werden, auf nationaler und regionaler Ebene definiert werden.

6.1.1 Relevante Preisindizes in Brasilien

In Brasilien wird die Inflationsrate u. a. mittels der Preisindizes IPCA und IPC-M und IGP-M errechnet, deren Methodologien im Folgenden kurz erläutert werden.

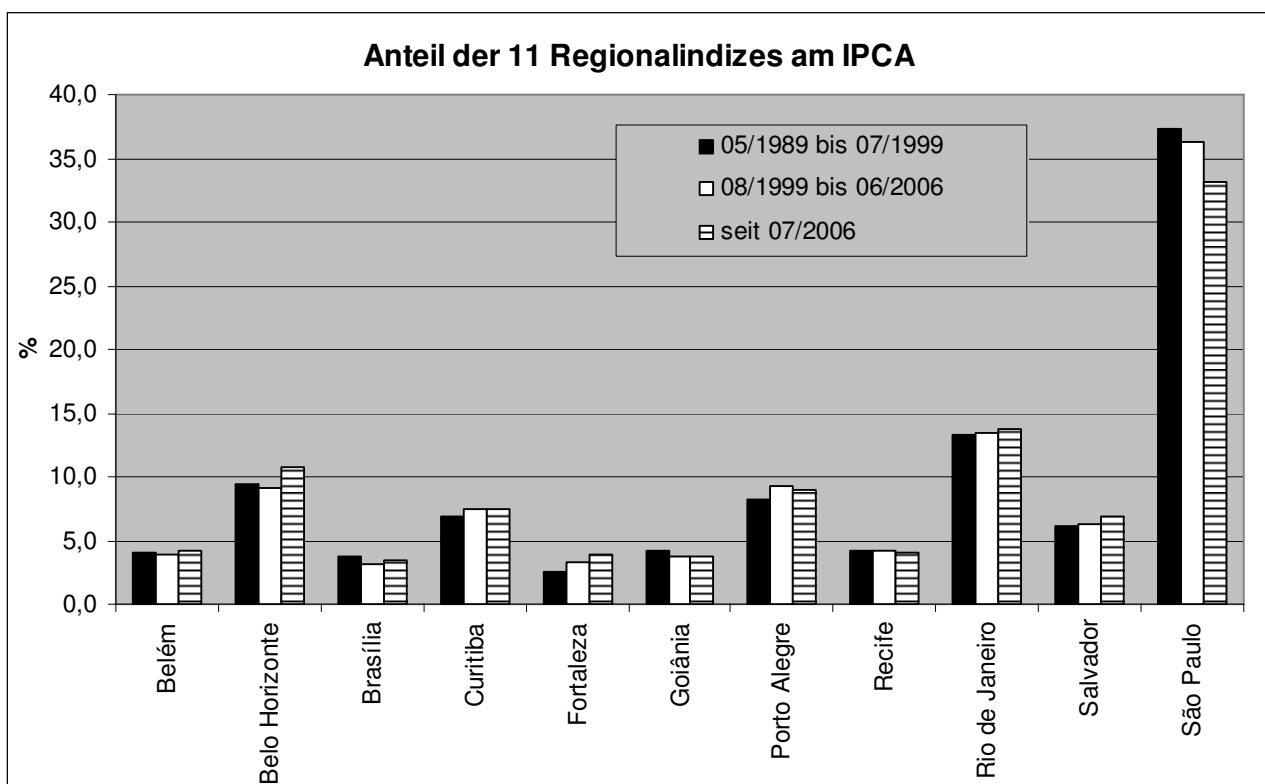


Abb. 6-a: Gewichtung der Regionalindizes im Rahmen des IPCA [6.1], [6.2], [6.3] (Eigene Darstellung).

6.1.1.1 IPCA - Verbraucherpreisindex

Der IPCA ist ein Index des Brasilianischen Instituts für Geographie und Statistik (IBGE) mit der Zielsetzung, einen möglichst großen Teil der Preisvariationen der für die Gesamtbevölkerung relevanten Güter- und Dienstleistungspreise für den persönlichen Verbrauch einzuschließen. Es handelt sich um einen Laspeyres-Preisindex, zu dessen Kalkulation die ermittelten Preise eines Warenkorbs der Referenzperiode mit den Preisen eines identischen Warenkorbs der Basisperiode verglichen werden. Verbraucherreaktionen auf Preisentwicklungen (Substitutionsprozesse) gehen nicht in die Berechnungen mit ein, so

dass der Einfluss der Preisentwicklung auf das Konsumentenbudget geringer ist als der Anstieg des Indexes. Die Ermittlung der monatlichen Indexwerte erfolgt durch den Vergleich der Preise des 30-tägigen Referenzzeitraums mit denen der 30-tägigen Basisperiode. Die ständigen Preiserhebungen werden in 30-tägigen Intervallen vollzogen (1. bis 30. jeden Monats), die wiederum in vier ca. siebentägige Unterintervalle unterteilt sind.

Der IPCA wird in elf Metropolitanregionen Brasiliens erhoben¹⁰³. Er ist somit speziell auf die Stadtbevölkerung Brasiliens ausgerichtet. Mit welchem Anteil die verschiedenen Regionalindizes in den IPCA einfließen, zeigt Abb. 6-a.

Drei Grundlagenforschungen liegen der Berechnung des IPCA zu Grunde. Die Erhebung der Einkaufsstätten (PLC) wird ebenso wie die Spezifizierung der Produkte und Dienstleistungen (PEPS) ständig aktualisiert. In den genannten Stadtregionen nehmen Forschungsteams täglich Preiserhebungen und Befragungen zur Anpassung des Warenkorbs vor.

Im Rahmen einer Erhebung der Haushaltseinkommen (POF) in den Jahren 1987/1988, 1995/1996 und 2002/2003 wurde die Einkommensstruktur der Familien ermittelt, auf deren Basis, neben der Festlegung der Zielgruppe, die Zusammenstellung der Warenkörbe und die Gewichtung der einzelnen Waren durchgeführt wurde [6.2].

Die Ergebnisse der Erhebung der Haushaltseinkommen im Jahr 1996 führten zu einer Änderung der bisherigen Zielgruppe. Seit August 1999 werden Familien mit einem Einkommen von einem bis zu vierzig (vorher dreißig) Mindestlöhnen¹⁰⁴ bei der Berechnung des IPCA berücksichtigt [6.5]. Der Ausschluss der Familien mit extrem geringen und hohen Einkommen dient der Stabilität der Konsumstruktur. Der berücksichtigte Personenkreis machte 1996 ca. 92% der Gesamtbevölkerung der elf Metropolitanregionen aus und im Jahr 2003 ca. 91,6% [6.1], [6.2].

6.1.1.2 IPC-M - Verbraucherpreisindex

Der IPC-M wird von der Stiftung *Fundação Getúlio Vargas* (FGV) erhoben. Er ist, wie der IPCA, ein Laspeyres-Preisindex. Die Preiserhebungen für den IPC-M erfolgen in 10-tägigen Intervallen, wobei in den jeweiligen Monatswert die Erhebungsergebnisse vom 21. des Vormonats bis zum 20. des Referenzmonats eingehen. Die Erhebung der Preise für Lebensmittel, Hygiene- und Reinigungsmittel wird von speziell ausgebildeten Haus-

¹⁰³ In den elf zu den Metropolitanregionen gehörigen Städten leben nach offiziellen Angaben des IBGE 34,461 Mio. Menschen (Stand: 01.07.2006 - Belém: 1,428 Mio., Belo Horizonte: 2,400 Mio., Brasília: 2,384 Mio., Curitiba: 1,789 Mio., Fortaleza: 2,417 Mio., Goiânia: 1,220 Mio., Porto Alegre: 1,441 Mio., Recife: 1,515 Mio., Rio de Janeiro: 6,137 Mio., Salvador: 2,714 Mio., São Paulo: 11,017 Mio.). In der Metropolitanregion (*região metropolitana*) von São Paulo liegt die Bevölkerungszahl nach Angaben des IBGE allein bei 19,678 Mio. (Stand: 01.07.2007) [6.4].

¹⁰⁴ Der Mindestlohn liegt seit 01.04.2007 bei R\$ 380,00 [6.6].

frauen alle zehn Tage in denselben Verkaufsstellen durchgeführt. Alle weiteren Güter- und Dienstleistungsgruppen des Basiswarenkorbs werden nur einmal pro Monat von Angestellten des IBRE, dem Wirtschaftsinstitut der Stiftung FGV, strategisch verteilt auf die drei 10-tägigen Zeitintervalle ermittelt [6.7].

Im Gegensatz zum IPCA beschränkte sich das geographische Untersuchungsgebiet bis zum Jahr 2001 auf die beiden größten Metropolregionen São Paulo und Rio de Janeiro. Im Rahmen einer Erhebung der Haushaltseinkommen in Rio de Janeiro und São Paulo 1986/87 wurde das Segment der Familien mit Einkommen von einem bis 33 Mindestlöhnen ermittelt, welches die Zielgruppe des IPC-M darstellt. Auf Basis der genannten Erhebung wurde seit 1989 der IPC-M errechnet. In den Jahren 1992/93 und 1997/98 wurden weitere Einkommenserhebungen durchgeführt, deren Ergebnisse ab 1994 bzw. 1999 durch die Anpassung der Warenkörbe und der -gewichtung in der Kalkulation des IPC berücksichtigt wurden. Seit Januar 2001 werden die IPC-Indizes auf Basis der POF 1999/2000, neben Rio de Janeiro und São Paulo, in weiteren zehn Landeshauptstädten ermittelt. Seitdem hat der IPC-M eine geringfügig größere Basis¹⁰⁵ als der IPCA [6.8].

Tab. 6-a: Waren- und Artikelgruppen im Rahmen der Erhebung der Verbraucherindizes IPC-M und IPCA [6.2], [6.8].

Waren- und Artikelgruppen im Rahmen der Verbraucherpreiserhebungen in Brasilien	
Verbraucherpreisindex IPC-M	Verbraucherpreisindex IPCA
FGV POF 02/03	IBGE POF 02/03
Ernährung	Ernährung
Wohnen	Wohnen
Kleidung	Kleidung
Gesundheit und Körperpflege	Gesundheit
Erziehung/Bildung, Lesen und Erholung	Erziehung/Bildung, Lesen
Transport	Transport
Verschiedene Ausgaben	Persönliche Ausgaben
-	Kommunikation
-	Wohnartikel (z. B. Möbel)

Die Warenkörbe, die während der Einkommenserhebungen ermittelt werden, sind wie beim IPCA in Gruppen, Untergruppen, Items und Subitems unterteilt. Eine Gegenüberstellung der Gruppen von IPCA und IPC-M ist in Tab. 6-a aufgeführt.

6.1.1.3 IGP-M – Generalindex der Marktpreise

Neben den Verbraucherpreisindizes erfolgt in vielen Bereichen der brasilianischen Wirtschaft ein Inflationsausgleich auf Basis des IGP-M. Im Jahr 1989 schloss eine Gruppe von

¹⁰⁵ Dies sind die elf in Abb. 6-a genannten Metropolregionen und Florianópolis. Florianópolis hat nach Angaben des IBGE 0,406 Mio. Einwohner (Stand: 01.07.2006) [6.4].

Organisationen des Finanzsektors unter Federführung des Nationalverbands der Finanzinstitutionen (CNF) einen Dienstleistungsvertrag mit der Stiftung FGV. Diese Initiative des Finanzsektors war eine Reaktion auf die dauernden Änderungen der offiziellen Inflationsberechnung mit dem Ziel der Entwicklung eines neuen, absolut glaubwürdigen Indexes, auf den die Regierung keinen Einfluss haben sollte¹⁰⁶. Der IGP-M, ein Laspeyres-Preisindex, basiert auf drei anderen Indizes: zu 60% auf dem IPA-M (Großhandelspreisindex), zu 30% auf dem IPC-M und zu 10% auf dem INCC-M (Nationalindex der Baukosten). Der IGP-M umfasst demnach ein erheblich breiteres Spektrum an Marktpreisen als der IPCA und der IPC-M.

Die Preisentwicklung im Großhandel (IPA-M) wird auf Basis von Forschungen in 23 Produktionsregionen Brasiliens errechnet. Forschungsgrundlage sind Zensusdaten über die Produktion und über Im- und Export. Die Preise der landwirtschaftlichen Produkte werden u. a. in Warenbörsen, bei landwirtschaftlichen Genossenschaften und Großmärkten erhoben. Die Preisentwicklung der Industrieprodukte wird mit Hilfe von Informanten ermittelt.

Der INCC-M misst die Entwicklung der Baukosten von Wohngebäuden. Das Forschungsgebiet ist im Jahr 2001 auf zwölf Metropolitanregionen reduziert worden und seitdem identisch mit dem des IPC-M. Die Preise werden im Großhandel, großen Einzelhandel, bei Baufirmen und Genossenschaften erhoben.

Die Preiserhebungen für den IGP-M werden, wie beim IPC-M, in 10-tägigen Intervallen durchgeführt. Auch im Fall des IGP-M gehen in einen Monatswert die Erhebungsergebnisse vom 21. des Vormonats bis zum 20. des Referenzmonats ein [6.10].

6.1.2 Inflationsentwicklung in Brasilien von 1980 bis heute

6.1.2.1 Inflationsentwicklung in Brasilien von 1980 bis 1994

Zur Beschreibung der Inflationsentwicklung im Zeitintervall von 1980 bis 1994 wird der IPCA-Index verwendet, da IGP-M und IPC-M erst seit dem Jahr 1989 berechnet werden.

In Brasilien herrschte zwischen 1980 und 1994 eine ununterbrochene Hyperinflation von durchschnittlich ca. 728% im Jahr [Abb. 3-a]. In diesen anderthalb Jahrzehnten wurde im Jahr 1986 mit knapp 80% die niedrigste Inflationsrate verzeichnet und 1993 mit 2477% die höchste. Diese gravierende Hyperinflation wurde durch den Plano Real, einem breit angelegten Stabilitätsplan, gestoppt: Ab dem Jahr 1993 wurden in mehreren Stufen folgende

¹⁰⁶ Im August 2005 wurde der IGP-M durch den IPCA u. a. als Inflationsindex in den Verträgen im Rahmen der Verteilungen der neuen Energie (*leilões de energia nova*) ersetzt [6.9]. Im Rahmen des brasilianischen Förderprogramms PROINFA stellt der IGP-M die Basis der jährlichen Inflationsanpassung der Einspeisetarife dar [Kap. 7.3.1].

Maßnahmen ergriffen: 1. Eine Senkung der Staatsausgaben bei gleichzeitiger Steuererhöhung zur Reduzierung des Haushaltsdefizits, 2. Eine Desindexierung der Wirtschaft mit Hilfe der Einführung einer neuen Währung und 3. Eine restriktive Geldpolitik mit Erhöhung der Leitzinsen und der Pflichteinlagen (Mindestreserven) [6.11].

Der Plano Real stellt einen bedeutenden Wendepunkt für die brasilianische Wirtschaftsentwicklung dar und sorgte für eine nachhaltige Verbesserung der makroökonomischen Rahmenbedingungen. Aus diesem Grund beginnt die folgende detaillierte Darstellung der Inflation in Brasilien ab dem Jahr 1995.

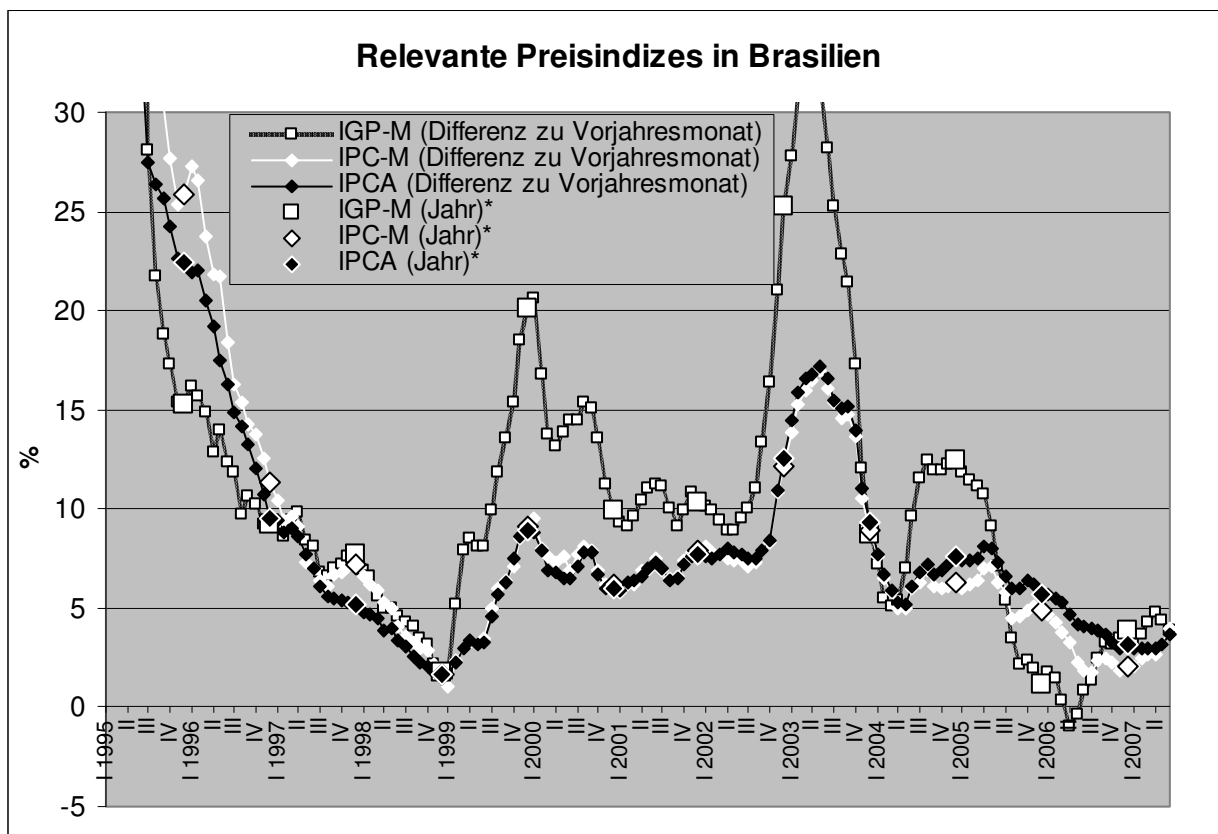


Abb. 6-b: Darstellung der Inflationsentwicklung anhand der Indizes IPCA, IPC-M und IGP-M [6.12] (Eigene Darstellung).

* Differenz zum Vorjahr gemessen am Jahresende.

6.1.2.2 Inflationsentwicklung in Brasilien seit 1995

In Abb. 6-b wird anhand von drei relevanten Indizes die Preisentwicklung seit 1995 dargestellt. Mit dem Plano Real konnte, wie bereits in Kap. 6.1.2.1 erläutert, die Inflation erheblich gesenkt werden, allerdings lag sie im Durchschnitt im Jahrzehnt von 1996-2005 mit 7,4% (IPCA)¹⁰⁷ noch deutlich über den Inflationsraten von reifen Volkswirtschaften. Von 1995 bis 1998 nahm die Inflationsrate kontinuierlich bis auf 1,7% (IPCA) ab [Abb. 6-b]. Ein

¹⁰⁷ IPC-M: 7,6%; IGP-M: 10,4 % [6.12].

festes Wechselkursregime verhinderte eine „importierte Inflation“ [Kap. 6.6]. Mit der Einführung der freien Wechselkurse im Jahr 1999 stiegen durch die starke Abwertung des Reals die Ausgaben für Importprodukte. Exportprodukte hingegen konnten aufgrund der Abwertung höhere Preise in R\$ auf dem Weltmarkt erzielen, die, vor allem bei Verknappung des Gutes, ebenfalls zu Steigerungen der Verbraucherpreise führten [Abb. 6-m].

In Auf- und Abwertungsphasen des Reals reagiert der IGP-M stärker und unmittelbarer als die Verbraucherindizes, da in den IGP-M zu 60% die Werte des Großhandelspreisindex IPA-M einfließen. Eine Wechselkursschwankung schlägt sich unmittelbar in den Großhandelspreisen nieder und als Reaktion wird dann diese Preisentwicklung je nach Marktlage teilweise oder vollständig an die Konsumenten weiter gegeben. In den Jahren 1999 kam es nach der Einführung der freien Wechselkurse zu einer starken Abwertung des überbewerteten Reals [Abb. 6-m]. Der IGP-M stieg von 1,8% auf 20,1%, während die Verbraucherpreisindizes IPCA und IPC-M um ca. 9% stiegen. Im Jahr 2002 brachte der unsichere Ausgang der Präsidentschaftswahl und die nachfolgende Ungewissheit über die Wirtschaftspolitik des Landes den *Real* ein weiteres Mal unter Druck [Kap. 6.6.1], [Abb. 6-m]. Der zu einem großen Teil „importierte“ Preisanstieg lag bei 25,3% (IGP-M), und IPCA und IPC-M stiegen über 12%.

Vor allem ab dem Jahr 2005 konnte der Real, in erster Linie aufgrund der stabilen wirtschaftlichen Lage Brasiliens, einen Teil der vorhergegangenen Verluste gegenüber US\$ und € wieder wettmachen. In Folge dessen mussten bei gleich bleibendem Preis in US\$ oder € für Importprodukte niedrigere Preise in Real gezahlt werden und die Preise (in Real) für Exportprodukte sanken bei unveränderten Preisen in der Handelswährung. Der IGP-M lag im Jahr 2005 mit einem Anstieg von 1,2% deutlich unterhalb des ca. 5%-igen Anstiegs der Verbraucherpreise [Abb. 6-b]. Es ist davon auszugehen, dass der Rückgang der Inflationsrate in den Jahren 2005 und 2006 zu einem signifikanten Teil auf die Währungserholung des Reals und den damit verbundenen Effekten auf die Verbraucherpreise zurückzuführen ist. Der durchschnittliche jährliche Anstieg des IPCA im Jahrfünft von 2001-2005 mit 8,6% (IPC-M: 8,0%; IGP-M: 11,6 %) lag deutlich über dem Durchschnitt von 1996-2005 von 7,4% (IPC-M: 7,6%; IGP-M: 10,4 %). In acht von zehn Jahren zwischen 1996-2005 stiegen die Verbraucherpreise zwischen 5% und 10%.

Im Juli 1999 wurde mit dem *Decreto 3.088/1999* das System der Inflationsziele eingeführt. Das Inflationsziel wird vom CMN bis spätestens zum 30.06. jeden Jahres für das übernächste Jahr festgelegt. Der Zentralbank gebührt es, zur Einhaltung der Inflationsziele die entsprechenden (geldpolitischen) Maßnahmen zu ergreifen [6.18]. In Abb. 6-c wird der

Verlauf der Inflationsrate, gemessen mit dem Preisindex IPCA, den Inflationszielen gegenübergestellt. Zwischen 1999 und 2007 wurde fünfmal das Ziel innerhalb der Toleranzintervalle erreicht. Während der Argentinienkrise im Jahr 2001, dem Präsidentschaftswahljahr 2002 und der Ungewissheit über die Finanzpolitik der Regierung von Luiz Inácio „Lula“ da Silva im Jahr 2003 wurde das jeweilige Inflationsziel hingegen nicht erreicht¹⁰⁸. 2006 befand sich die Inflation mit 3,14% zum ersten Mal in der unteren Hälfte des Toleranzintervalls des Inflationsziels. Dieser Rückgang hat sich bisher nicht auf die Zielsetzung der BACEN ausgewirkt, die das Inflationsziel, bezogen auf den IPCA, in den Jahren 2005 bis 2009 konstant auf 4,5% (+/- 2,0%) festgelegt hat [Abb. 6-c].

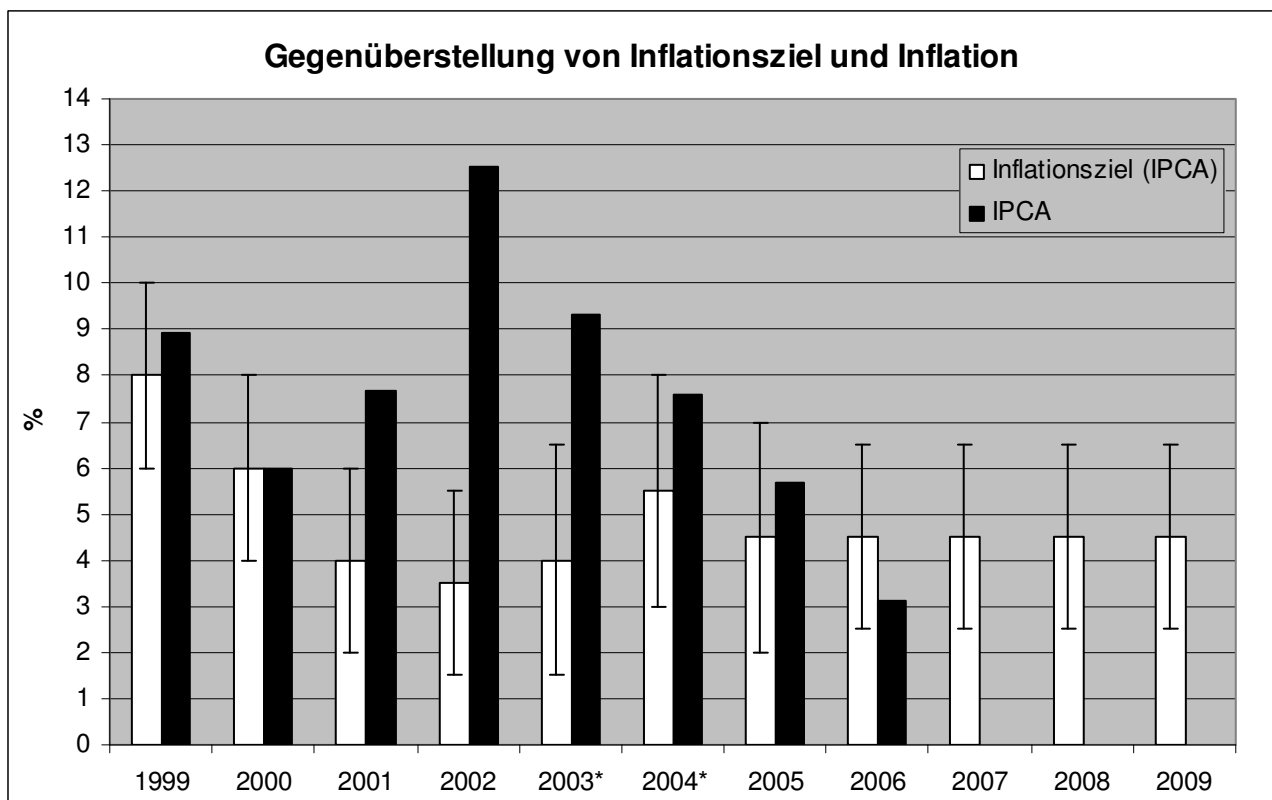


Abb. 6-c: Entwicklung von Inflation und Inflationszielen (* Die Inflationsziele waren im Juni 2001 (für 2003) und 2002 (für 2004) mit 3,25 bzw. 3,75 festgelegt worden und wurden im Juni 2002 bzw. 2003, wie in der Graphik zu sehen, nach oben korrigiert) [6.13], [6.14], [6.15], [6.16], [6.17] (Eigene Darstellung).

Die Auswirkungen eines relativ hohen Inflationsniveaus auf einen langfristigen Kapitalrückfluss werden im folgenden Unterkapitel erläutert, die Auswirkungen auf die Leitzinsen und den Kapitalmarktzins in Kap. 6.2.3.

¹⁰⁸ Ein Hauptkritikpunkt an dem brasilianischen System der Inflationsziele liegt in der Berechnungsgrundlage der Inflation mittels des IPCA-Preisindexes. In einigen Ländern, wie z. B. in den USA, basiert die Inflationszielsetzung nur auf dem so genannten Inflationskern, bei dem volatile Posten wie Lebensmittel und Energie unberücksichtigt bleiben, die gerade in Brasilien einen großen Teil der Aufwendungen vom durchschnittlichen Arbeitseinkommen ausmachen. Die BACEN müsste dann nicht auf Angebotsschocks reagieren, sondern könnte unter stärkerer Berücksichtigung des Allgemeintrends handeln.

6.1.3 Auswirkungen der Inflation auf den Kapitalrückfluss

Unter der Annahme konstanter Einspeisetarife, wie im Modell der Einnahmeentwicklung angenommen [Abb. 5-a], sinkt jährlich der Realwert der Einspeisevergütungen um die Höhe der Inflationsrate. In Deutschland beispielsweise kommt es zu diesem Effekt, da aufgrund der niedrigen Inflationsraten von in der Regel deutlich unter 2% der Gesetzgeber auf eine Inflationspassung der Einspeisevergütung trotz 20-jähriger Laufzeit der PPAs verzichtet hat [6.19], [6.20].

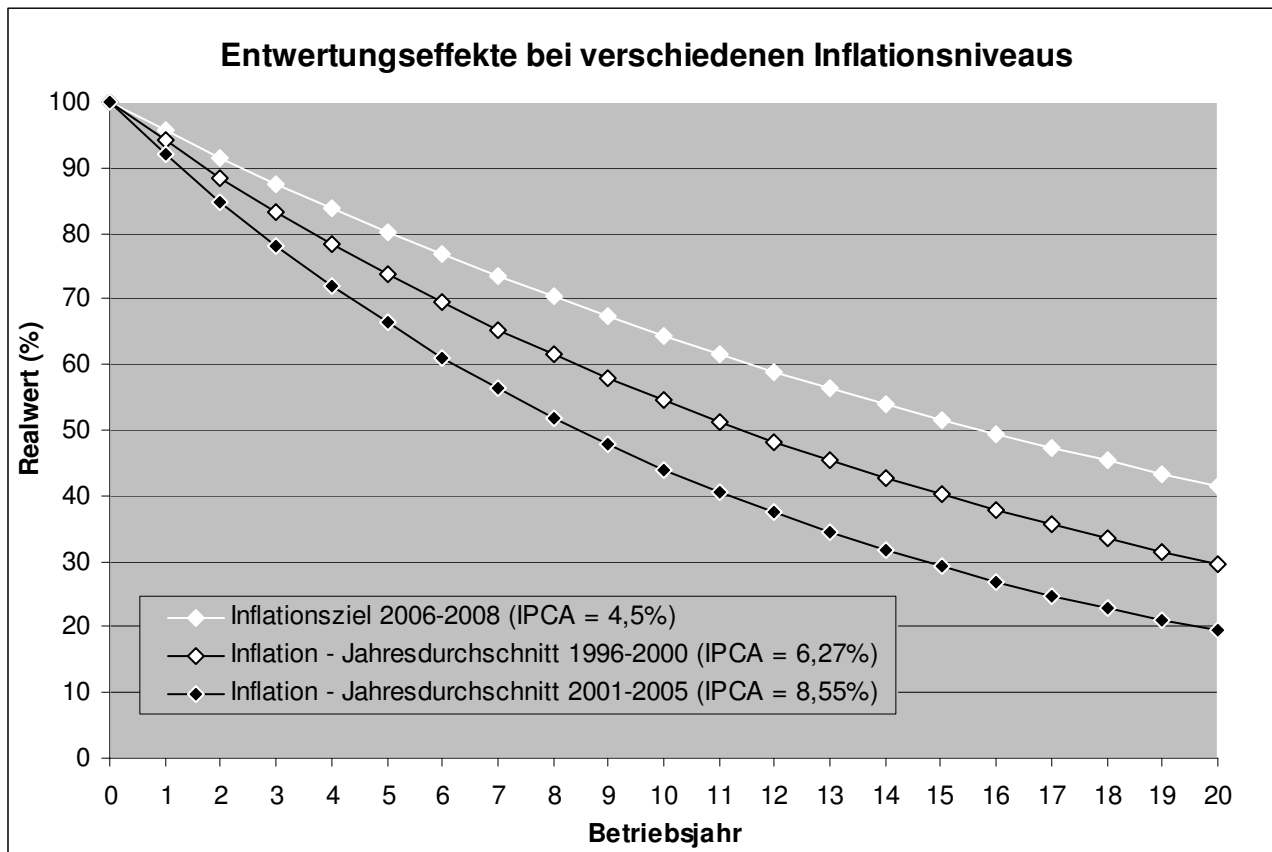


Abb. 6-d: Rückgang des Realwerts bei konstanter nominaler Einspeisevergütung (Eigene Darstellung).

Die Folgen, die eine identische Regelung auf die Einspeisetarife in Brasilien hätte, werden in Abb. 6-d graphisch dargestellt. Bei Einhaltung des für die Jahre 2005-2008 von der BACEN festgelegten Inflationsziels von 4,5% (IPCA) würde die Einspeisevergütung nach 10 Jahren bereits auf rund 64% des anfänglichen Realwerts zurückgehen und nach 20 Jahren auf ca. 41%. Im Fall einer durchschnittlichen Inflationsrate von 8,55% (IPCA), dem Durchschnittswert der Jahre 2001-2005, würde die nach zehn Jahren gezahlte Einspeisevergütung noch 44% des anfänglichen Realwerts betragen und nach zwanzig Jahren weniger als 20%. Da eine konstante Einspeisevergütung offensichtlich zu einer Erosion des Kapitalrückflusses führte, wurden im Rahmen des PROINFA eine 100%-ige Inflationsanpassung der Einspeisetarife integriert, die in Kap. 7 ausführlich analysiert wird.

Der Einfluss der Inflation auf die Einnahmenseite (Kapitalrückfluss) kann über eine Indexierung der Einspeisetarife neutralisiert werden. Ein hohes Inflationsniveau hat jedoch, wie in Kap. 6.3 dargelegt wird, über den Anstieg des Zinsniveau signifikante Auswirkungen auf die Kostenseite.

6.2 Leitzinssatz Meta SELIC

Mit dem geldpolitischen Instrument des Zentralbankzinssatzes steuert die Zentralbank die Kreditnachfrage der Geschäftsbanken und beeinflusst infolge dessen die Geldmengen- und Inflationsentwicklung. In vielen Ländern werden deshalb die Zentralbankzinssätze als Leitzinsen bezeichnet und haben eine dementsprechende Bedeutung für die dortigen Finanzsektoren. In Brasilien hat hingegen die Meta SELIC den Stellenwert eines Leitzinssatzes. Die Meta SELIC weicht jedoch nur geringfügig vom Zentralbankzinssatz ab [Abb. 6-h].

6.2.1 Basisinformationen zu Taxa SELIC und Meta SELIC

Die Taxa SELIC ist der gewichtete durchschnittliche Zinssatz der Finanzoperationen auf Basis von Bundstiteln (Staatsanleihen), bei denen sich Käufer und Verkäufer gegenseitig vertraglich zusichern, die Titel am nächsten Werktag zurückzukaufen bzw. zu verkaufen. Diese Art von Wertpapierpensionsgeschäften (*operações compromissadas*) können nur befähigte Finanzinstitutionen durchführen, wie z. B. Banken und Sparkassen.

Die Taxa SELIC ist der Tagesdurchschnittszinssatz umgerechnet auf ein Jahr auf Basis von 252 Werktagen. Der Name „Taxa SELIC“ leitet sich von dem computergestützten System *Sistema Especial de Liquidação e Custódia* (SELIC) der BACEN ab. Das SELIC prozessiert die Transaktionen aller von der Staatskasse (*Tesouro Nacional*) und der BACEN emittierten Bundestitel (Staatsanleihen), regelt die Tilgung und Zinszahlungen und überwacht die Titel [6.21].

Das Komitee für Geldpolitik der Zentralbank (COPOM)¹⁰⁹ legt in seinen Versammlungen das Zinsziel, den Leitzinssatz „Meta SELIC“, fest. In Abb. 6-e wird deutlich, dass die Taxa SELIC in der Regel nur geringfügig von dem festgelegten Leitzinssatz Meta SELIC abweicht. Die Zentralbank setzt zur Einhaltung des Zinsziels ihre geldpolitischen Instrumente ein, d.h. im Besonderen durch Anpassung des Zentralbankzinssatzes.

¹⁰⁹ Das COPOM wurde im Juni 1996 mit der Zielsetzung gegründet, die Richtlinien der Geldpolitik und den Leitzinssatz festzulegen sowie die Transparenz beim Entscheidungsprozess zu erhöhen. Als Beispiel diene das *Federal Open Market Committee* (FOMC) der Zentralbank der USA und der Zentralbankrat der Deutschen Bundesbank [6.23].

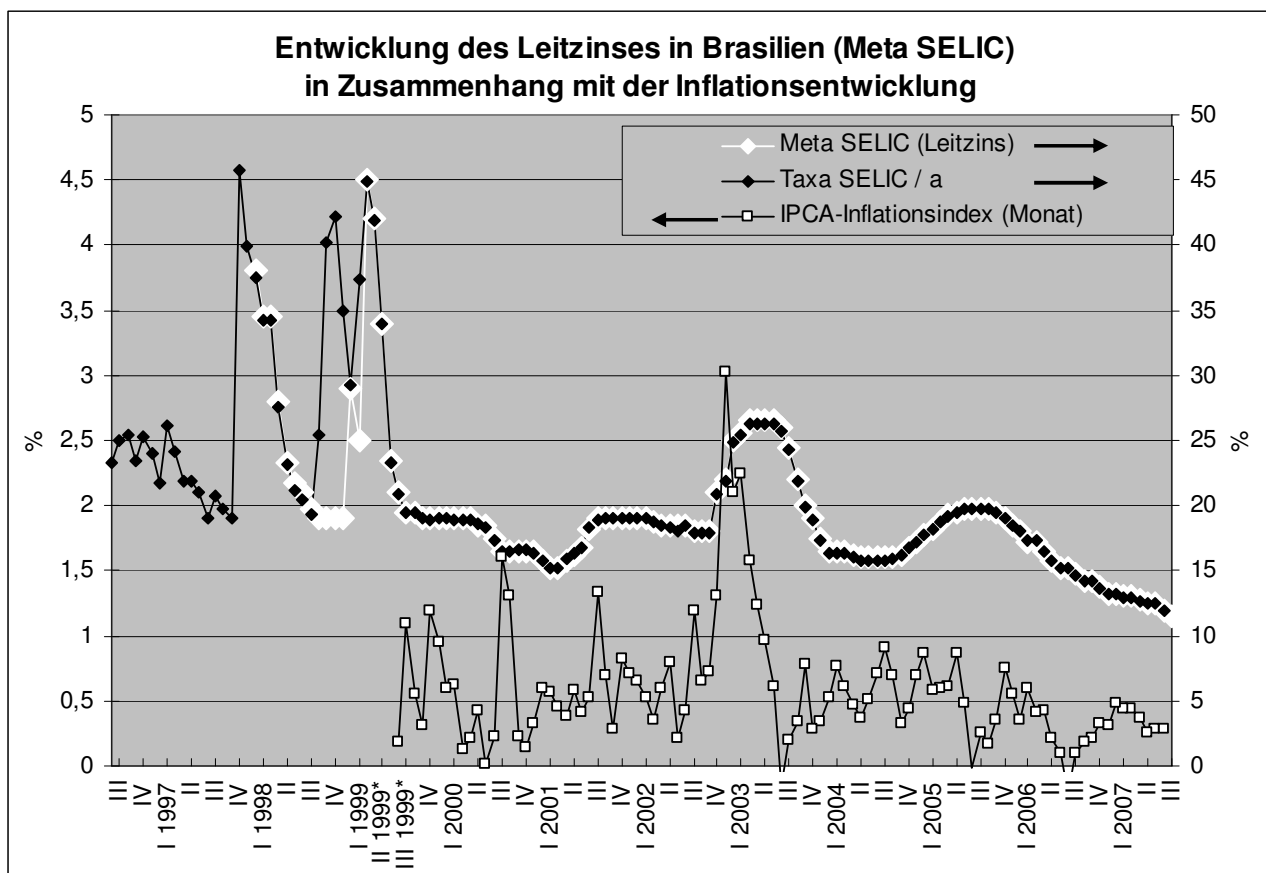


Abb. 6-e: Die Entwicklung des Leitzinssatzes in Brasilien in Zusammenhang mit der Inflation.

* Im Jahr 1999 kam es aufgrund der Inflationsgefahr durch die massive Entwertung des Reals zu mehr als einer monatlichen Zinsanpassung. Diese wurden in der Graphik nicht berücksichtigt [6.12], [6.22] (Eigene Darstellung).

Zwischen August 1996 und März 1999 schwankte der Basiszinssatz zwischen dem TBC, dem Zentralbankzins (Minimum), und dem Maximum TBAN. Im März 1999 schaffte das COPOM den TBAN ab und ersetzte den TBC durch die oben genannte Meta SELIC [6.24]. Im Juni 1999 wurde das System der Inflationsziele eingeführt. Die Inflationsziele, die vom Nationalen Währungsrat (CMN) definiert werden, sind seitdem das maßgebende Element der Geldpolitik [Kap.6.1.2], [Abb. 6-c].

6.2.2 Entwicklung von Taxa SELIC und Meta SELIC seit 1996

Seit Einführung des Systems der Inflationsziele im Juni 1999 lag der Leitzins weitgehend im Intervall zwischen 15% und 20%. Zwischen dem 4. Quartal 2002 bis zum 3. Quartal 2003 lag der Zinssatz höher [Abb. 6-e]. Zu Beginn dieses Zeitintervalls kam es zu einem signifikanten Abwertung des Reals gegenüber dem US\$ von R\$ 3,20 / US\$ auf R\$ 3,90 / US\$ [Kap. 6.6.1], [Abb. 6-m]. Diese Devaluation des Reals zog eine Senkung des Realzinses nach sich und eine Erhöhung der Inflationsrate [6.25].

Weitere vorhergegangene Anstiege des Leitzinses auf 40% bzw. über 45% sind im 4. Quartal 1998 und 1. Quartal 1999 zu beobachten. Im Oktober 1998 war eine Spekulationsattacke der Auslöser, die innerhalb eines Tages zu einer Kapitalflucht in Milliardenhöhe (US\$) führte [6.26]. Der zweite Zinshöhepunkt im März 1999 fällt zeitlich mit der Einführung der Meta SELIC zusammen und ist durch die starke Entwertung des Reals gegenüber dem US\$ begründet, die nach der Einführung des freien Wechselkurses im Januar 1999 begonnen hatte. Infolge dessen zeichnete sich eine „importierte Inflation“ über den Warenimport und -export ab. Das COPOM begründete den damaligen abrupten Anstieg des Leitzinssatzes von 25% auf 45% mit der primären Aufgabe der Zentralbank, Preisstabilität zu gewährleisten, die bei freiem Wechselkurs kurzfristig nur über die Anpassung des Leitzinses erreicht werden kann [6.27].

Im Oktober 2004 divergierten Inflationsziel und Inflationsrate erneut. Das COPOM verzichtete in dem Fall auf einen Preisschock mittels einer rapiden Erhöhung der Leitzinsen. Es wählte eine neue Strategie und erhöhte die Leitzinsen in moderaten Schritten bis die Inflationsgefahr im Juli 2005 gebannt war [6.28], [6.29]. Seitdem sinkt die Meta SELIC stetig: sie befand sich seit Juli 2006 erstmalig unter 15% und sank sogar bis Juli 2007 auf 11,5% [Abb. 6-e]. Im weltweiten Vergleich sind die Leitzinsen trotz sinkender Tendenz noch immer auf hohem Niveau¹¹⁰.

6.2.3 Folgen eines hohen Leitzinsniveaus für die Finanzierung langfristiger Infrastrukturprojekte

Die hohen Leitzinsen haben einen direkten Einfluss auf das Zinsniveau der brasilianischen Geschäftsbanken, da die Leitzinsen ungefähr den Beschaffungskosten dieser entsprechen [Abb. 6-h]. Das hohe Zinsniveau der Geschäftsbankkredite und dessen Auswirkungen auf die Finanzierung von Investitionsprojekten mit langjährigem Kapitalrückfluss, wie z. B. Windkraftanlagen, werden in Kap. 6.3.1 näher erläutert.

Das hohe Niveau der Taxa SELIC führt aber auch zu einer hohen realen Rendite der brasilianischen Staatsanleihen¹¹¹, die im Jahr 2005 zu über 50% direkt an die Taxa SELIC gekoppelt waren [Abb. 6-f], [6.30]. Bei stabiler politischer Lage und einem geringem Risiko

¹¹⁰ Nach Einschätzung der BFAI sind neben der restriktiven Geldpolitik der Zentralbank, die negativen Rahmenbedingungen des Wirtschaftsstandorts Brasilien für ein hohes Realzinsniveau mitverantwortlich: ein Übermaß an Bürokratie, mangelnde Effizienz im Justizsystem, Schwächen in der Infrastruktur und Korruption, Mängel im Steuer- und des Sozialsystems sowie im Arbeitsrecht. „Dringlich erscheint zudem angesichts der rasch wachsenden laufenden und der sehr geringen investiven Ausgaben der öffentlichen Hand eine Begrenzung und Effizienzsteigerung der Staatsausgaben, um so die Voraussetzungen für eine nachhaltige Senkung der Realzinsen zu schaffen“ [6.30].

¹¹¹ Die Renditen der brasilianischen Staatsanleihen, die z. T. auch an die Inflationsindizes IPCA und IGP-M gekoppelt sind, können auf der Internetseite des *Tesouro Nacional* abgerufen werden [6.31].

eines Zahlungsmoratoriums führt ein Verzicht auf eine Anlage in Staatsanleihen zu hohen Opportunitätskosten, im speziellen für das Anlegersegment, dass eine langfristige Kapitalanlage vorzieht. Infrastrukturprojekte, wie z. B. Windparks, müssen bei einem derartig hohen Zinsniveau, eine extrem hohe Rendite versprechen, damit Investoren ihr Kapital in diesen Projekten anlegen und nicht in lukrativen Staatstiteln mit relativ geringem Risiko. Aus diesem Grund sind in einer derartigen Zinssituation Investmentfonds, die ausschließlich zur Finanzierung von Infrastrukturprojekten aufgelegt werden, nur begrenzt fähig, Geldressourcen zu binden. Im ersten Halbjahr 2005 waren ca. 65% der Finanzmittel von Pensionsfonds und ca. 80% von Investmentfonds in Titeln mit fester Renditebindung angelegt [6.32].

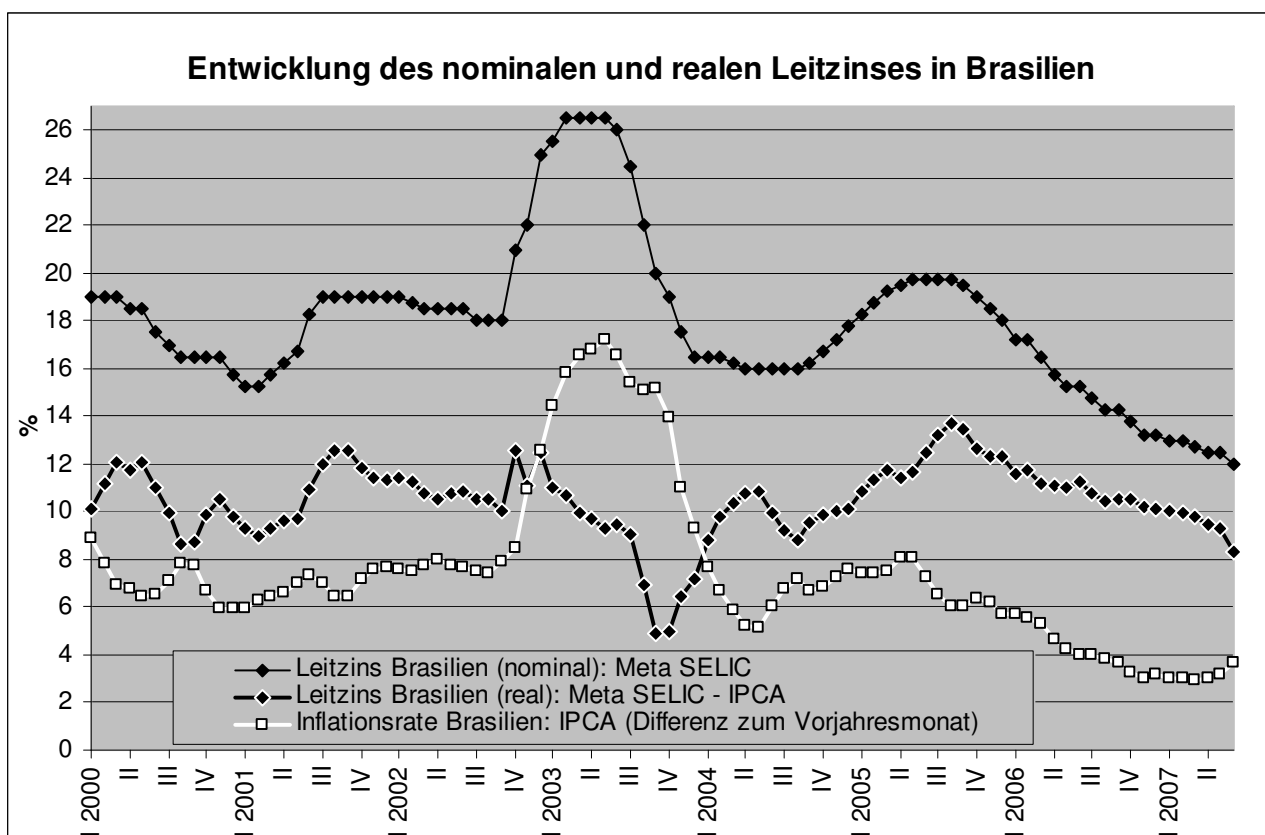


Abb. 6-f: Entwicklung des nominalen und realen Leitzinses in Brasilien [6.12], [6.22] (Eigene Darstellung).

Paulo Godoy, Präsident der brasilianischen Vereinigung für Infrastruktur und Basisindustrien (Abdib), schlägt eine Steuerbefreiung der Infrastrukturfonds von den Bundessteuern wie CSSI, PIS, COFINS und IR vor, um diese Art von Fonds genauso attraktiv zu machen wie die Staatsanleihen mit fester Renditebindung. Die positiven Langzeiteffekte, die durch die Linderung des chronischen Infrastrukturdefizits¹¹² Brasiliens entstünden, würden die

¹¹² Das allgemeine Infrastrukturdefizit Brasiliens und die unzureichenden Infrastrukturplanungen veranschaulichen u. a. F. STEFANO et al. [6.33].

mit der Steuerbefreiung verbundenen Mindereinnahmen mehr als kompensieren, meint GODOY [6.32].

In direktem Zusammenhang zum brasilianischen Förderprogramm für erneuerbare Energien PROINFA steht der Fonds *Fundo EcoEnergia*. Im Rahmen dieses Infrastrukturfonds werden sechs Kleinwasserkraftprojekte zu 15% teilfinanziert. Die Investitionssumme beträgt ca. 120 Mio. R\$. Eine erwartete Rendite von 19% + IGP-M zeigt, dass im Segment der Kleinwasserkraft das PROINFA attraktive Rahmenbedingungen gesetzt hat, mit denen Finanzmittel vor allem von Pensionsfonds aber auch Versicherungen und den Finanzbüros „extrem reicher“ Familien angezogen werden können. Die Finanzierung von Windkraftprojekten schied vor allem aus Gründen der mangelnden Kenntnis der Gesamtkosten und dem damit verbundenen Risiko aus, begründete Ricardo Szlejf von der Ecoinvest, Initiator des Fonds EcoEnergia [EI 3].

Inwiefern eine Finanzierung von Windkraftprojekten durch brasilianische Fonds in Zukunft möglich wird, hängt zu einem bedeutenden Teil von der Entwicklung der Taxa SELIC ab. Im Falle eines Rückgangs der Taxa SELIC sanken die hohen Opportunitätskosten einer Kapitalanlage in Infrastrukturprojekte. Der damit verbundene relative Anstieg der Rendite langfristiger Investitionen könnte eine Kapitalmigration von den Staatsanleihen hin zu Infrastrukturfonds auslösen. Bei langfristig garantierten Einnahmen durch PPAs könnten davon auch Windenergieprojekte profitieren.

Im folgenden Unterkapitel werden die Auswirkungen der hohen Leitzinsen auf die Kreditvergabe untersucht.

6.3 Kreditvergabe und Zinsniveau

Die wirtschaftliche Entwicklung eines Landes hängt u. a. vom Zugang der investierenden Unternehmen zu Finanzmitteln ab. Die Kreditaufnahme bei Kreditinstituten im Inland ist eine der Finanzierungsoptionen, mit denen Investitionsprojekte realisiert werden können. Das Verhältnis von Kreditvolumen zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) ist ein Indikator für die allgemeine Zugriffsmöglichkeit auf Kredite in der jeweiligen Volkswirtschaft. In den entwickelten Ländern (*developed countries*) erreicht das Volumen der Privatkredite gegenüber dem BIP meist über 100%¹¹³.

¹¹³ Beispielsweise in den vier Industriestaaten, in denen bisher die meiste Windkraftleistung installiert wurde: Deutschland: 118%, Spanien: 106%, USA: 146% und Dänemark: 123% [6.34].

In Abb. 6-g ist zu erkennen, dass in Brasilien das Verhältnis zwischen den vom Nationalen Finanzsystem (SFN) gewährten Krediten¹¹⁴ und dem Bruttoinlandsprodukt derzeit ansteigt, aber mit rund 32% deutlich unter den Prozentwerten reifer Volkswirtschaften und zum Teil auch anderer Schwellenländer liegt [6.34]. In Indien macht das Privatkreditvolumen beispielsweise lediglich 30% des BIP aus, während in Südafrika das Verhältnis bei 76% liegt¹¹⁵.

Die Kreditvergabe ist demnach im internationalen Vergleich auf einem verhältnismäßig niedrigen Niveau. Im Folgenden wird unter Berücksichtigung der Kreditkosten in Brasilien eine Erklärung für die begrenzte Kreditvergabe erarbeitet.

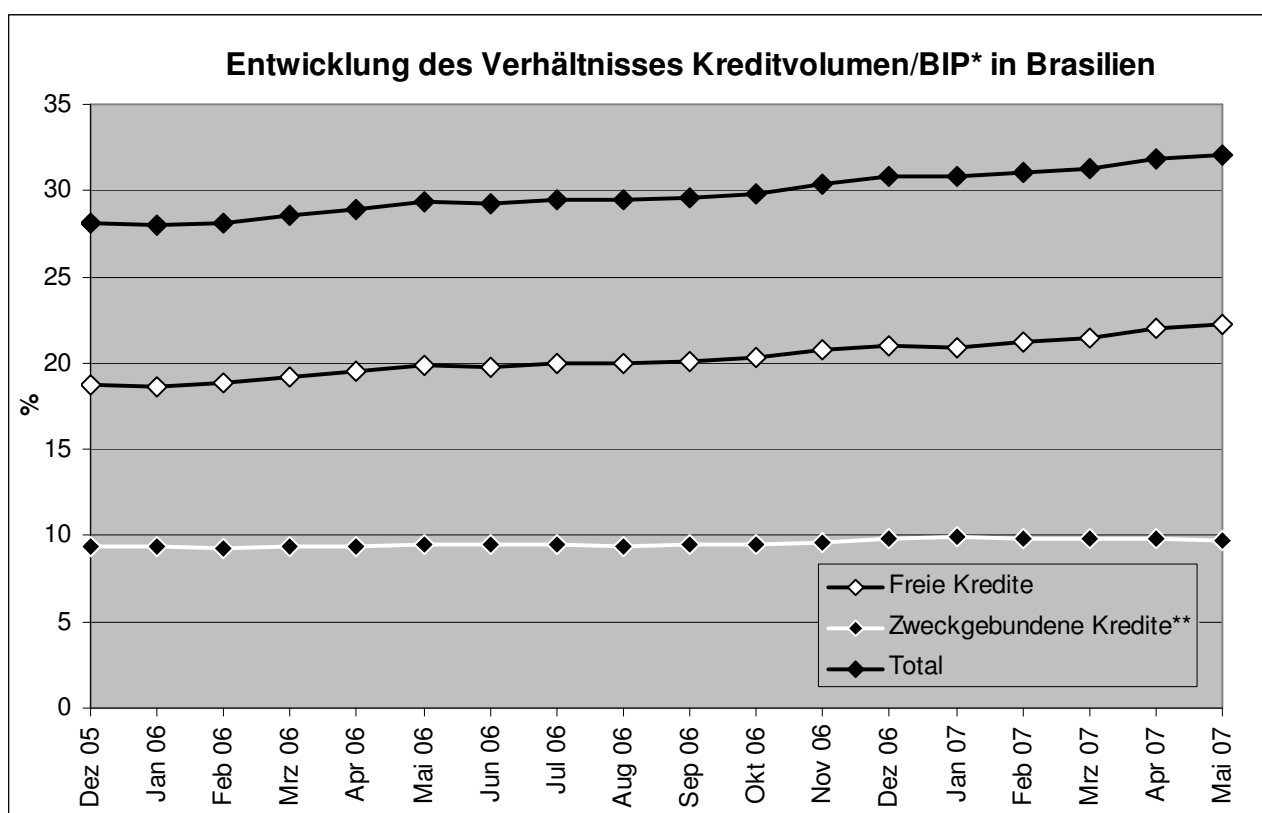


Abb. 6-g: Entwicklung des Verhältnisses Kreditvolumen/BIP* in Brasilien [6.35] (Eigene Darstellung).

* Schätzung der BACEN für das BIP der letzten zwölf Monate zu Preisen des jeweiligen Monats. Basis ist der Preisindex IGP-DI des IBGE.

**Zweckgebundene Kredite von öffentlichen Banken, die mit administrativ/gesetzlich festgelegten Zinssätzen (*taxas de juros administradas*) verzinst werden. Ein Beispiel für einen administrativ/gesetzlich festgelegten Zinssatz ist der Zinssatz für langfristige Kredite TJLP [Kap. 7.4.1].

¹¹⁴ Das nationale Finanzsystem (SFN) gewährt Kredite von folgenden Institutionen: a) öffentliche Institutionen, in denen die Staats-, Bundesstaats- oder Gemeinderegierung mehr als 50% des stimmberechtigten Kapitals hält, b) private Institutionen, in denen physische oder juristische Personen, die in Brasilien wohnhaft sind, mehr als 50% des stimmberechtigten Kapitals halten und c) Institutionen, bei denen mehr als 50% des stimmberechtigten Kapitals unter direkter oder indirekter ausländischer Kontrolle ist. Diese Gruppe schließt ebenfalls die Institutionen ein, die ihren Sitz im Ausland haben und Dependancen oder Filialen in Brasilien unterhalten [6.35].

¹¹⁵ Der Wert von China (130%) ist nicht mit den übrigen Länderwerten vergleichbar, weil auch das Kreditvolumen an öffentliche Unternehmen in der Zahl enthalten ist [6.34]

6.3.1 Kreditzinsniveau und Zinsspanne (Spread) auf dem freien Markt

Die Kreditbeschaffungskosten lassen sich generell in den Zentralbankzinssatz (*Taxa Básica do Banco Central*), der bei der Kreditvergabe der Zentralbank an die Geschäftsbanken angewendet wird, und die Zinsspanne zwischen Kreditzins und dem Zentralbankzinssatz unterteilen. Die Zinsspanne bzw. der Spread ist der Aufpreis, den die Geschäftsbanken für die Kreditverwaltung, das Risiko des Vertragsbruchs, die gesetzlichen Pflichteinlagen, Gebühren und Steuern etc. vom Kreditnehmer zusätzlich berechnen.

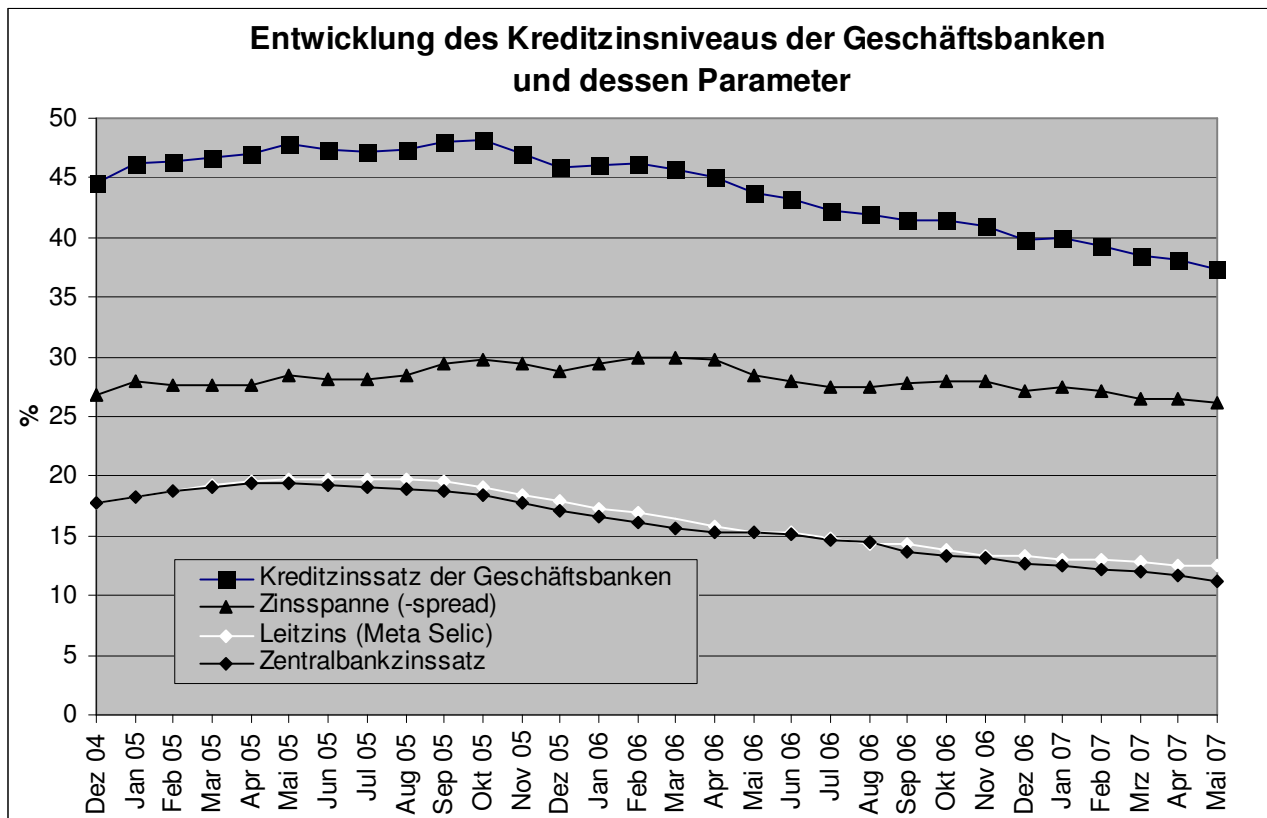


Abb. 6-h: Entwicklung der Kreditzinsen und Kreditzinsparameter der Geschäftsbanken in Brasilien (für Kredite auf dem freien Markt) [6.36] (Eigene Darstellung).

Ein internationaler Vergleich der Zinsspannen wird trotz signifikanter Unterschiede der Methodologien zur Berechnung der Spreads z. B. vom IWF durchgeführt. Einer der gravierendsten Unterschiede besteht in der gewählten Grundgesamtheit der berücksichtigten Kredite. Während in einigen Ländern bei der Berechnung der offiziellen Zinsspanne nur bestimmte Kreditsegmente (z. B. freie Kredite) und nur die „Prime“-Kreditnehmer berücksichtigt werden, werden in anderen Ländern alle Kreditsegmente und die Gesamtzahl der Kreditnehmer in den Berechnungen eingeschlossen [6.37]. Ein wissenschaftlicher Vergleich ist ohne Berücksichtigung dieser methodologischen Unterschiede nicht durchführbar.

Die brasilianische Zentralbank berücksichtigt in ihren offiziellen Statistiken zum Thema Zinsspanne (Spread) die Gesamtzahl der freien Kredite unabhängig vom Risiko. Auf der einen Seite werden Kredite mit administrativ/gesetzlich festgelegter Verzinsung, wie z. B. der TJLP [Kap. 7.4.1], mit deutlich niedrigeren Zinssätzen bei der Berechnung der Zinsspanne nicht berücksichtigt, und auf der anderen Seite werden Kredite an Kreditnehmergruppen mit hohem Risiko in die Berechnung eingeschlossen. Die brasilianische Zinsspanne erscheint deshalb aufgrund der unterschiedlichen angewendeten Methodologien in Relation zu der Zinsspanne anderer Länder höher als bei Anwendung identischer Methodologien [6.37].

Die Zinsspanne der brasilianischen Geschäftsbanken, die bei Einführung des Stabilitätsplans „Plano Real“ im Jahr 1994 noch Werte von deutlich über 100% verzeichnete [6.38], lag im in Abb. 6-h betrachteten Zeitraum von Dezember 2004 und Mai 2007 zwischen 26,2% und 30,2%. Die Zinsspanne sollte demzufolge auch nach der Berichtigung der erläuterten methodologischen Verzerrungen auf einem im internationalen Vergleich extrem hohen Niveau liegen. Der Zinsspread hatte dabei einen Anteil von 58,8% (April 2005) und 70,1% (Mai 2007) des Gesamtkreditpreises. Die Geschäftsbanken vergaben die freien Kredite demnach mit einem durchschnittlichen Zuschlag auf ihre Beschaffungskosten (Zentralbankzinsen) zwischen 142% und 233%. Auch der Zentralbankzins als zweite Komponente des Kreditzinses ist, trotz des Rückgangs seit April/Mai 2005 von 19,4% auf 11,2% im Mai 2007, auf international sehr hohem Niveau.

Dementsprechend ist das Kreditzinsniveau auf dem freien brasilianischen Markt, trotz eines deutlichen Rückgangs des durchschnittlichen Kreditzinssatzes von jährlich 48,2% im Oktober 2005 auf 37,4% im Mai 2007, als extrem hoch zu bewerten.

Für den Infrastruktur- und Industriesektor sind die Bedingungen der Kreditvergabe an Privatpersonen irrelevant, da die Investoren als juristische Personen Kredite nachfragen. In Abb. 6-i wird deutlich, dass bei Krediten an juristische Personen erheblich geringere Zinssätze vorherrschen, da die Zinsspannen bei juristischen Personen deutlich niedriger sind als bei natürlichen Personen.

Während die Beschaffungskosten von Krediten an natürliche und juristische Personen nur geringfügig differieren¹¹⁶, liegen die Zinsspannen weit auseinander. Der Spread im Segment der Kreditvergabe an juristische Personen schwankte im Zeitraum von Dezember

¹¹⁶ Die Beschaffungskosten für Kredite an juristische Personen lagen durchschnittlich bis zu 1,4% höher als die für Kredite an natürliche Personen [6.35].

2004 und Mai 2007 zwischen 12,8 und 14,9% in einem relativ geringen Intervall, lag aber nur bei ca. 1/3 des Zinsspreads der Kredite an natürliche Personen [Abb. 6-i].

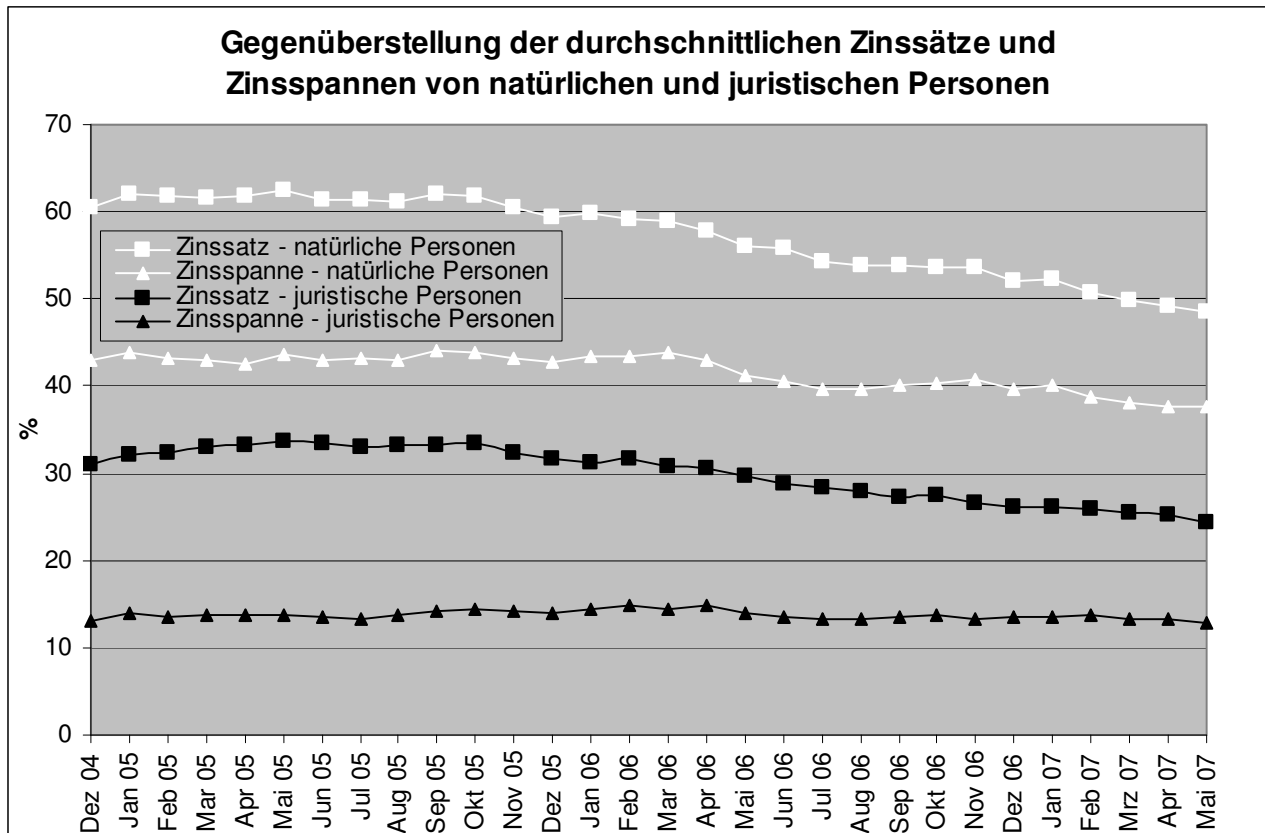


Abb. 6-i: Gegenüberstellung der durchschnittlichen Zinssätze und Zinsspannen von natürlichen und juristischen Personen [6.36] (Eigene Darstellung).

Der durchschnittliche Jahreszinssatz für Kredite an juristische Personen ist, vor allem wegen deutlich gesunkenen Beschaffungskosten der Geldinstitute, zwischen Mai 2005 und Mai 2007 von 33,7% auf 24,3% gesunken. Der durchschnittliche Jahreszinssatz ist aber, trotz dieser abfallenden Tendenz, im internationalen Vergleich extrem hoch.

Bereits seit 1999 bemühen sich die Zentralbank BACEN und die jeweiligen Regierungen Brasiliens, das Kreditangebot zu erhöhen und die Kredit- und Finanzierungskosten zu senken. Im Rahmen des Projekts PJSB, *Projeto Juros e Spread Bancário* (Projekt Zins und Zinsspanne in Brasilien), wurde vor allem durch institutionelle Veränderungen, wie den verbesserten Zugang von Finanzinstitutionen zu Informationen über die Kreditwürdigkeit potenzieller Kreditnehmer, versucht, das Kreditrisiko zu senken [6.39].

Trotz dieser Bemühungen liegt der Zinsspread noch deutlich über dem internationalen Standard. Zappa nennt hohe Gemeinkosten und die rechtlichen Rahmenbedingungen¹¹⁷

¹¹⁷ Die mangelnde Rechtssicherheit wird durch die lange Prozessdauer von durchschnittlich 1,7 Jahren und die hohe Anzahl von Prozessen pro Richter deutlich. Zappa führt außerdem die mangelnden Informationen über die Kreditnehmer und das damit verbundene hohe Kreditrisiko als Ursachen für die hohen durchschnittlichen Zinssätze an [6.40].

als Ursachen für das anhaltend hohe Zinsniveau [6.40]. Unter die Gemeinkosten fallen z. B. der hohe Anteil der obligatorischen Geldeinlagen für subventionierte Kredite und das komplizierte Steuersystem [6.40].

Für juristische Personen, die eine Investition mit einem langjährigen Kapitalrückfluss tätigen wollen, ist deshalb eine Teilfinanzierung von Investitionsprojekten auf Basis freier Kredite von Geschäftsbanken in Brasilien utopisch¹¹⁸. Bei der Finanzierung muss wegen der ungünstigen makroökonomischen Rahmenbedingungen auf Förderprogramme der Entwicklungsbanken zurückgegriffen werden [Kap. 7]. Windkraftprojekte könnten jedoch auch für ausländische Investoren eine interessante Kapitalanlage darstellen, wenn eine dem Risiko entsprechende höhere Rendite zu erwarten wäre. In dem Zusammenhang werden in den folgenden Unterkapiteln die Renditeentwicklung auf den internationalen Kapitalmärkten [Kap. 6.4] und mögliche Risiken einer Kapitalanlage in Brasilien analysiert [Kap. 6.5], [Kap. 6.6].

6.4 Die Kapitalmarktzinsentwicklung in den USA und der EU

Für ausländische Investoren steigt das Interesse an einer Finanzierungsbeteiligung von Windkraftprojekten in Brasilien, wenn das Zinsniveau auf den internationalen Kapitalmärkten niedrig ist und infolge dessen lediglich eine relativ geringe Rendite möglich ist. Deshalb wird in den folgenden Unterkapiteln die Entwicklung der Zinsniveaus auf den internationalen Kapitalmärkten¹¹⁹, dem EU-Kapitalmarkt [Kap. 6.4.1] und dem US-Kapitalmarkt [Kap. 6.4.2] skizziert:

6.4.1 Kapitalmarktzinsentwicklung in der EU

Die nominale und reale Entwicklung der Leit- und Kapitalmarktzinsen in der EU seit der Einführung des Euro (€) im Jahr 1999 werden in Abb. 6-j graphisch dargestellt. Als Leitzins wurde das Hauptrefinanzierungsinstrument gewählt, das wichtigste geldpolitische Instrument der EZB. Rund drei Viertel des gesamten Refinanzierungsvolumens der Banken wird über Hauptrefinanzierungsgeschäfte abgewickelt [6.45]. Der durchschnittliche Kapitalmarktzins wurde durch die BIP-gewichtete Rendite zehnjähriger Staatsanleihen im Euro-

¹¹⁸ Diese Beurteilung wird bestärkt durch die durchschnittliche Kreditlaufzeit von Krediten an juristische Personen von nur 218 Tagen (Dezember 2005). Zur Finanzierung von Langzeitinvestitionen erweist sich die durchschnittliche Kreditlaufzeit als deutlich zu kurz [6.39].

¹¹⁹ Die japanischen Leitzinsen liegen seit Jahren unter 1%. Im Juli 2007 befand sich der Leitzins bei 0,5% [6.44]. Die Analyse der Entwicklung der internationalen Kapitalmärkte beschränkt sich im Rahmen dieser Forschungsarbeit auf die größten zwei Kapitalmärkte: den US- und den EU-Kapitalmarkt.

Raum ermittelt [6.41]. Als Inflationsrate liegen die Werte der Harmonisierten Verbraucherpreisindizes (HVPI) zugrunde¹²⁰.

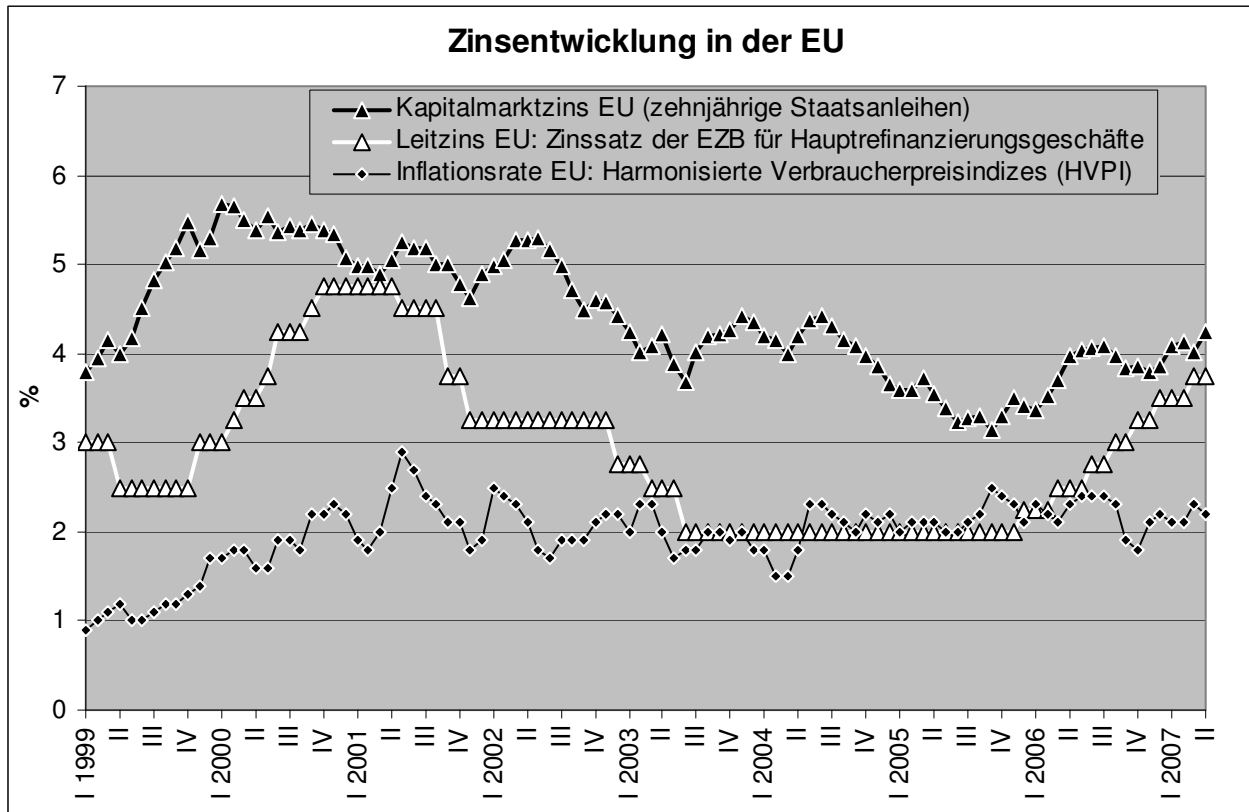


Abb. 6-j: Zinsentwicklung in der EU [6.41], [6.42], [6.43] (Eigene Darstellung).

Die Kapitalverzinsung, gemessen an den Renditen zehnjähriger Staatsanleihen, sank von über 5,5% im ersten Quartal des Jahres 2000 auf rund 3% im dritten Quartal 2005. Da die Inflationsrate im selben Zeitraum relativ konstant um die 2%-Marke pendelte, verringerte sich die reale Rendite zehnjähriger Staatsanleihen von ca. 4% im 1. Quartal 2000 auf ca. 1% im 3. und 4. Quartal 2005. Nachdem der Leitzinssatz über zwei Jahre lang konstant bei niedrigen 2% gelegen hatte, hat die EZB den Leitzinssatz für das Hauptrefinanzierungsgeschäft seit Dezember 2005 sukzessive auf 4% angehoben. Der Kapitalmarktzins ist seit dem 4. Quartal 2005 ebenfalls wieder angestiegen. Bei moderater Inflationsentwicklung und einer weiterhin positiven Konjunktorentwicklung ist mittelfristig ein Anstieg der realen Rendite auf dem Kapitalmarkt wahrscheinlich (Stand: Juni 2007).

6.4.2 Kapitalmarktzinsentwicklung in den USA

Bedeutsamster Faktor bei der Prognostizierung der Entwicklung des internationalen Realzinsniveaus sind die US-amerikanischen Rahmendaten, die in Abb. 6-k graphisch dargestellt werden.

¹²⁰ Die Methodologie dieser Laspeyres-Indizes wird in [6.46] detailliert erörtert.

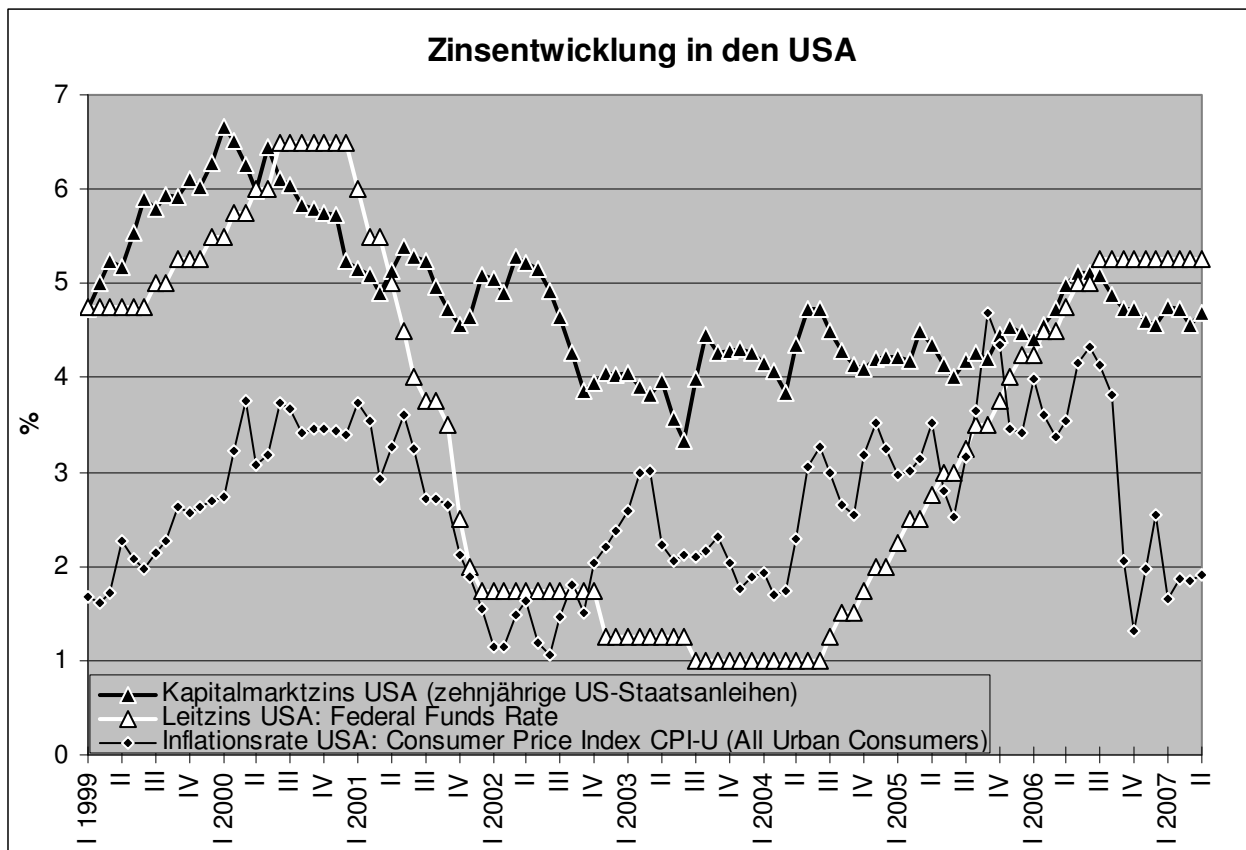


Abb. 6-k: Zinsentwicklung in den USA [6.47], [6.48], [6.49] (Eigene Darstellung).

Die Federal Funds Rate¹²¹, der amerikanische Leitzins, wurde von der FED von Dezember 2000 bis Juli 2003 von 6,5% auf 1% stark gesenkt und wurde im Zeitintervall Juni 2004 bis Juli 2006 in 0,25% Schritten wieder bis auf 5,25% angehoben. Die nominale Rendite auf dem US-Kapitalmarkt, gemessen an zehnjährigen Staatsanleihen, schwankte seit 2002 in der Regel zwischen 4% und 5%. Der reale Kapitalmarktzins lag bei einer Inflationsrate von unter 2% in den ersten drei Quartalen des Jahres 2002 zeitweilig bei annähernd 4%. Vom 4. Quartal 2004 bis zu Beginn des 3. Quartal 2006 schwankte der reale Kapitalmarktzins bei tendenziell steigender Inflationsrate um die 1%-Marke. Im 3. Quartal ging die Inflationsrate deutlich zurück und die reale Rendite auf dem US-amerikanischen Kapitalmarkt stieg auf rund 2,5%. Leitzinsen und Inflationsrate schwankten in dem betrachteten Zeitraum stärker als in der EU und in Konsequenz auch die Realzinsen.

Da sich die reale Rendite auf den Kapitalmärkten in den USA und in der EU derzeit bei leicht steigender Tendenz auf einem mäßig hohem Niveau befindet, könnte eine Beteiligung an einer Projektfinanzierung in Brasilien mit höheren Renditemöglichkeiten, unter der

¹²¹ Die Federal Funds Rate ist der Zinssatz, mit dem US-amerikanische Finanzinstitute anderen US-amerikanischen Finanzinstituten Geld leihen, um die Salden im Rahmen der Mindestreserveverpflichtungen bei der Zentralbank auszugleichen. Dies geschieht, wie in Brasilien im Zusammenhang mit der Taxa SELIC und der CDI, täglich (*overnight*) [6.47].

Voraussetzung eines kalkulierbaren Risikos, eine Anlagealternative darstellen. Neben den projektspezifischen Risiken sind das länderspezifische Risiko und vor allem das Wechselkursrisiko Faktoren, welche die Höhe des Kalkulationszinssatzes eines Investors beeinflussen [Kap. 6.5], [Kap. 6.6].

6.5 Kreditrisiko Brasiliens

Seit der schrittweisen Umsetzung des Brady-Plans als Reaktion auf die Schuldenkrisen einiger lateinamerikanischer Länder wird zur Einschätzung des Kredit(ausfall)risikos in erster Linie der Index EMBI+ (*Emerging Markets Bond Index Plus*) der J.P. Morgan Chase als Grundlage herangezogen. Obwohl der Index nur den Marktwert der brasilianischen Staatsanleihen widerspiegelt, hat er einen Einfluss auf die allgemeine Risikowahrnehmung von Kapitalanlagen in Brasilien.

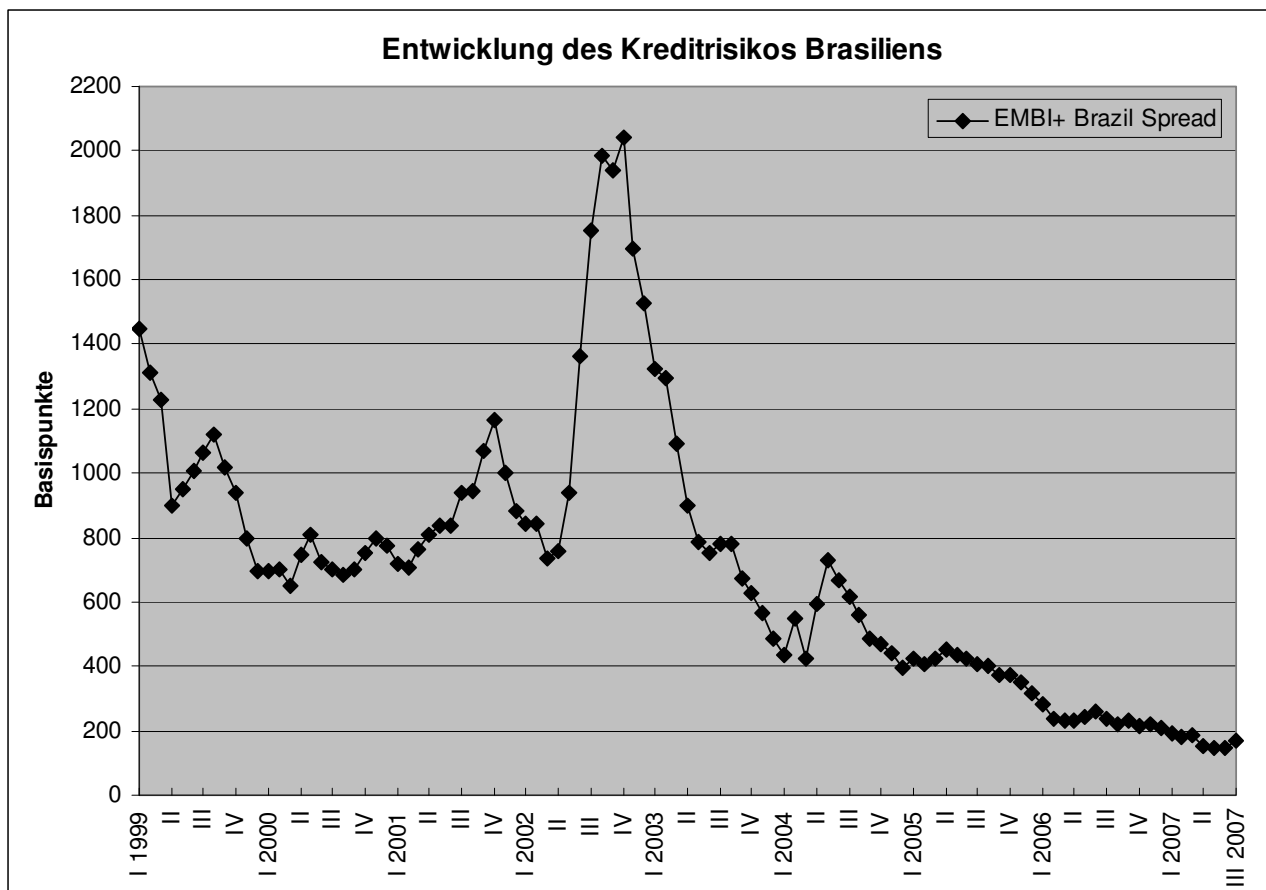


Abb. 6-I: Entwicklung des Kreditrisikos Brasiliens EMBI+ Brazil Spread [6.50] (Eigene Darstellung).

Der EMBI+ ist ein Nummernindex, der die durchschnittliche auf dem Sekundärmarkt erzielte Rendite von im Ausland emittierten Staatsanleihen der im Begriff *Emerging Markets* zusammengefassten Länder misst. Der Index stellt die Rendite dieser Staatsanleihen in Basispunkten über der Rendite der nordamerikanischen Staatsanleihen dar. Es ist die Rendi-

te auf die Wertpapiere eines hypothetischen Wertpapierbestands, die dem Investor von dem Zeitpunkt der Zusammenstellung des Wertpapierbestands bis zu einem Referenzdatum garantiert wird. Für die meisten länderspezifischen Wertpapierbestände ist dabei der 31.12.1993 (Basis: 100 Indexpunkte) die Indexbasis. Der Großteil (ca. 60%, 2005) der Finanzinstrumente stammt von Emittenten aus Lateinamerika. Nicht erfasst werden auf den lokalen Märkten emittierte Finanzinstrumente, deren Anteil im Jahr 2004 auf bereits zwei Billionen US\$ Umsatz oder auf 45% des *debt tradings* der *Emerging Markets* angestiegen war [6.51], [6.52].

Das Kreditrisiko Brasiliens EMBI+ Brazil Spread errechnet sich durch die Subtraktion der Rendite eines hypothetischen Wertpapierbestands bestehend aus im Ausland emittierten brasilianischen Staatsanleihen und der Rendite nordamerikanischer Staatsanleihen mit vergleichbarer Laufzeit. Der EMBI+ Brazil Spread ist die täglich ermittelte durchschnittliche Risikoprämie der im Ausland emittierten brasilianischen Staatsanleihen auf dem Sekundärmarkt.

Im Juli 2005 bestand der im EMBI+ Brazil Spread berücksichtigte Wertpapierbestand aus 23 im Ausland emittierten Staatsanleihen mit einer Fälligkeit zwischen 2006 und 2040. Folgende Kriterien muss das jeweilige Finanzinstrument erfüllen, um vom EMBI+ erfasst zu werden [6.51]:

- Mindestens US\$ 500 Millionen Handelsvolumen auf dem Sekundärmarkt,
- Maximalklassifikation des emittierenden Landes: BBB+/Baa1 (der Ratingagenturen Standard&Poors und Fitch Ratings bzw. Moody's),
- Fälligkeit von mehr als einem Jahr,
- Handelbarkeit auf dem internationalen Markt

An einem Beispiel wird im Folgenden die Bedeutung des EMBI+ Brazil Spread erläutert:

Bei der Emission brasilianischer Staatsanleihen wird ein Zinssatz von 10% vertraglich festgeschrieben. Nehmen wir an, der EMBI+ Brazil Spread stiege anschließend auf 900 Basispunkte und die Rendite der nordamerikanischen Staatsanleihen läge bei 5%. Der Marktpreis würde im Verhältnis zum Nennwert absinken, dass ein Rückfluss von 14% jährlich garantiert wäre. Wenn das Risiko dann auf 800 Basispunkte fiel, würde bei gleich bleibender Rendite der nordamerikanischen Staatsanleihen der Marktpreis der brasilianischen Staatsanleihen steigen, so dass den Investoren eine Rendite von 13% jährlich garantiert wäre. Die Ausgaben des brasilianischen Staates für den Schuldendienst ändern sich dabei nicht unmittelbar, jedoch ist das mit dem EMBI+ Brazil Spread gemessene Kreditrisiko eine Referenz für neue Anleiheemissionen [6.51].

Der EMBI+ Brazil Spread war bereits seit der Spekulationsattacke auf Brasilien zum Ende des Jahres 1998 deutlich über 1000 Basispunkte gestiegen und lag in der Phase der Umstellung zum freien Wechselkursregime im Januar 1999 an einem Tag bei über 1700 Basispunkten [6.53].

Ein weiterer relativer Höhepunkt bei durchschnittlich knapp 1200 Basispunkten im Oktober 2001 hängt mit der damaligen wirtschaftlichen Situation des Nachbarlandes Argentinien zusammen. Nach dem Schuldenmoratorium Argentinien, bei dem der argentinische Kreditrisikoindex auf über 4500 in die Höhe schoss, wurde ebenfalls die Verkündung eines Moratoriums des brasilianischen Staates befürchtet. Als sich dies nicht bestätigte, sank der Index bereits Ende des 4. Quartals 2001 deutlich.

Im Oktober 2002 erreichte der EMBI+ Brazil Spread dann, aufgrund der Ungewissheit hinsichtlich des Regierungsübergangs, ein Rekordniveau von deutlich über 2000 Basispunkten. Nach der eindeutigen Bestimmung der Wirtschafts- und Finanzpolitik sank der Spread bis Dezember 2003 auf unter 500 Basispunkte. In den folgenden Jahren sank das Kreditrisiko weiter. Dies ist ein eindeutiges Indiz des wieder gewonnenen Vertrauens der Investoren in die Fundamente der brasilianischen Volkswirtschaft [6.51]. Seit dem ersten Quartal 2007 liegt das Kreditrisiko unter der Marke von 200 Basispunkten [Abb. 6-I].

Im Folgenden wird mit dem Wechselkursrisiko der vermutlich größte Risikofaktor für die Rendite von Kapitalanlagen ausländischer Investoren untersucht.

6.6 Währungs- / Wechselkursrisiko

Seit der Einführung des brasilianischen Reals im Jahr 1994 wurde das Wechselkursregime in Brasilien mehrfach modifiziert. Im Folgenden werden die Veränderungen und deren Effekte auf den Wechselkurs des Reals zum US\$ erläutert.

6.6.1 Entwicklung des Wechselkurses von 1994-2006 unter dem Einfluss verschiedener Wechselkursregime

Im März 1995 führte die brasilianische Zentralbank ein System der Wechselkursbandbreiten ein. Dieses Wechselkursbandbreitensystem war kein klassisches System dieser Art, in dem der Wechselkurs zwischen der oberen und unteren Grenze frei schwankte. Der Wechselkurs wurde hingegen innerhalb so genannter *minibandas* bzw. *intrabandas* fixiert, die wöchentlich von der Zentralbank angepasst wurden. Das Hauptinstrument zur Stabilisierung des Wechselkurses innerhalb der Bandbreiten waren die Zu- bzw. Verkäufe von Devisen. Auf diese Weise konnten bis zur formellen Aufgabe dieses Systems am

15.01.1999 große Wechselkursschwankungen verhindert werden und eine stetige Abwertung des Reals von ca. 0,84 R\$/US\$ im 1. Quartal 1995 bis auf ca. 1,20 R\$/US\$ im 4. Quartal 1998 erfolgen [Abb. 6-m].

Schon nach der Spekulationsattacke im November 1998 hatte sich abgezeichnet, dass ein derartiges auf Devisenzu- und -verkäufen basierendes Regime dauerhaft schwer durchzuhalten wäre. Spekulationen über eine Revision der Verträge mit dem Internationalen Währungsfonds (IWF) wegen des substantiellen Rückgangs der Währungsreserven und die offizielle Deklaration des Moratoriums des Bundesstaates Minas Gerais waren zu Beginn des Jahres 1999 deutliche Anzeichen einer Krisensituation. Es folgten Spekulationen über Veränderungen innerhalb der Zentralbank und des Finanzministeriums sowie ein erneuter signifikanter Rückgang des brasilianischen Aktienindexes IBOVESPA an der Börse von São Paulo mit Auswirkungen auf die größten Börsen Lateinamerikas [6.12]. Dieses negative Gesamtbild führte zu einem drastischen Rückgang des Vertrauens in die Kreditwürdigkeit Brasiliens [Abb. 6-l] und zu einer starken Dollarnachfrage, welche die Zentralbank zum Verkauf von großen Mengen US\$ zur Stützung des Reals zwang. Generell kam es in den *Emerging Markets* im Anschluss an die Asienkrise und während der Russlandkrise schon bei geringer Unsicherheit über die wirtschaftliche Stabilität des jeweiligen Landes zum massiven Abfluss von Kapital. Am 13.01.1999 gab die Zentralbank das Wechselkursbandbreitensystem auf Basis der *minibandas* auf und führte ein klassisches Wechselkursbandbreitensystem ein, in dem der Wechselkurs um fast 4,76% schwanken konnte [6.54]. Der Kapitalabfluss konnte jedoch nicht gestoppt werden und schon am selben Tag wurde die obere Bandbreite erreicht, während die tatsächlichen Geschäfte oberhalb dieser offiziellen Grenze abgeschlossen wurden. Am 15.01.1999 wurde das Regime der Wechselkursbandbreiten temporär suspendiert und bereits am 18.01.1999 offiziell abgeschafft [6.55], [6.56] und durch einen flexiblen Wechselkurs ersetzt, wobei sich die Zentralbank allerdings vorbehält, gelegentlich zur Vermeidung von ungeordneten Kursbewegungen zu intervenieren (*managed floating*) [6.57].

Nach Einführung des freien Wechselkurses kam es zu einem *Overshooting*, einer signifikanten aber fundamental in diesem Maße unbegründeten Abwertung des Reals, auf zwischenzeitlich 2,17 R\$/US\$ Anfang März 1999. Zwischen dem 2. Quartal 1999 und dem 4. Quartal 2000 schwankte der Real dann weitgehend in dem Intervall zwischen 1,70 R\$ und 2,00 R\$, bevor die 2. Abwertungsphase nach Einführung des freien Wechselkurses begann [Abb. 6-m].

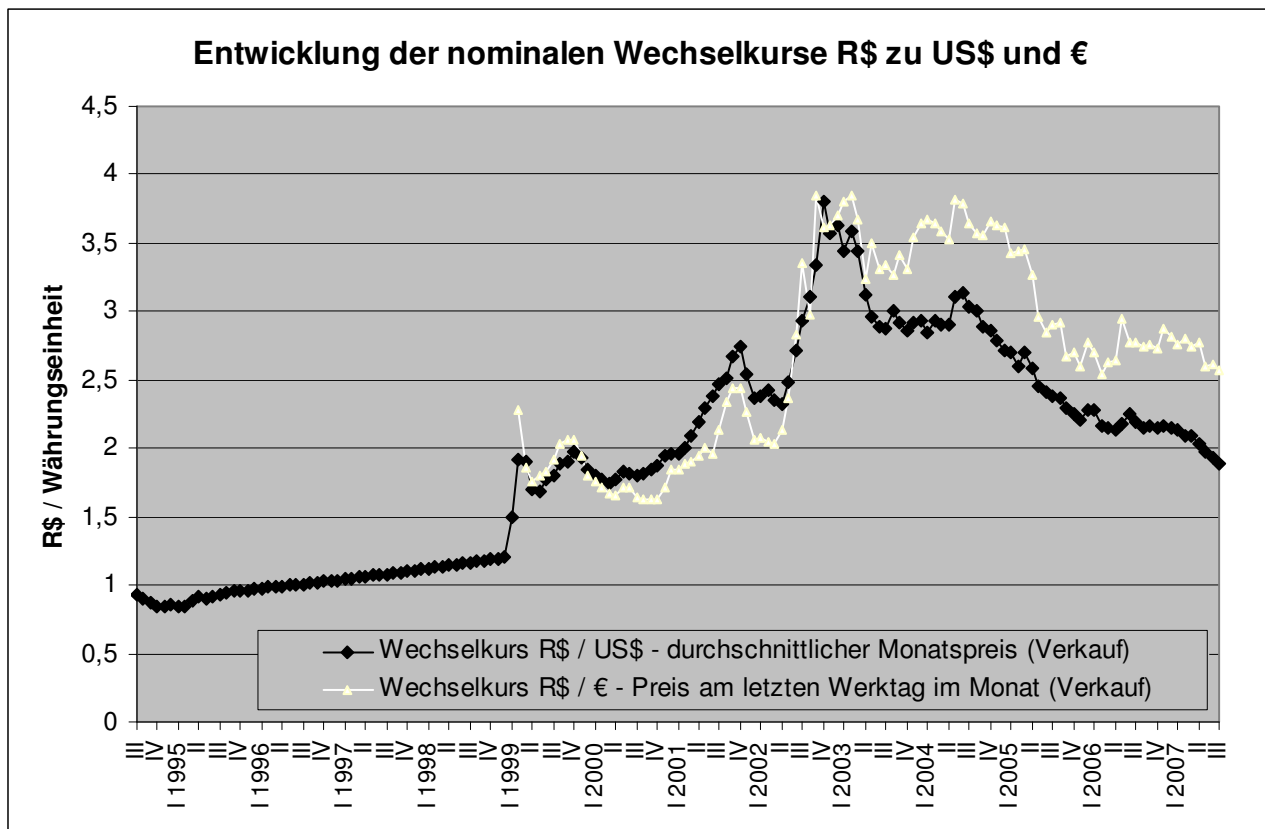


Abb. 6-m: Entwicklung der Wechselkurse des R\$ zu US\$ und € [6.12] (Eigene Darstellung).

Zwischen Januar und Oktober 2001 gab der R\$ von 1,95 R\$/US\$ auf 2,73 R\$/US\$ nach. Der Druck auf die brasilianische Währung war nach Meinung der BACEN in dieser Phase in erster Linie auf die Argentinienkrise zurückzuführen [6.58].

Nach einer kurzfristigen Kurserholung des Reals begann die 3. Abwertungsphase, in der der Real zwischen April und Oktober 2002 von 2,31 R\$/US\$ auf 3,80 R\$/US\$ nachgab [Abb. 6-m]. Dieser Kurseinbruch ist mit dem Verlauf der Präsidentschaftswahlen zu erklären, bei denen im September 2002 die oppositionelle Arbeiterpartei (PT) mit Ihrem Kandidaten Luiz Inácio „Lula“ da Silva siegte. Aber auch externe Effekte wie im Besonderen die Vertiefung der argentinischen Wirtschaftskrise spielten eine Rolle bei der Kursentwicklung des Reals [6.59].

Obwohl sich die Befürchtungen eines Kurswechsels in der Wirtschafts- und Finanzpolitik der neuen brasilianischen Regierung nicht bewahrheiteten, konsolidierte sich der Wechselkurs zwischen dem 2. Quartal 2003 und dem 3. Quartal 2004 zwischen 2,85 R\$/US\$ und 3,10 R\$/US\$ auf einem hohen Niveau. Im Jahr 2004 wuchs die brasilianische Wirtschaft um ca. 5,7% und erreichte die höchste Wachstumsrate seit einem Jahrzehnt [Abb. 6-n]. Das hohe Wirtschaftswachstum und die stabile politische Lage waren die Aus-

löser für eine annähernd stetigen Aufwertung des Reals gegenüber dem US\$ ab dem 3. Quartal 2004 bis zum 3. Quartal 2007 von ca. 3,00 R\$/US\$ auf 1,88 R\$/US\$.

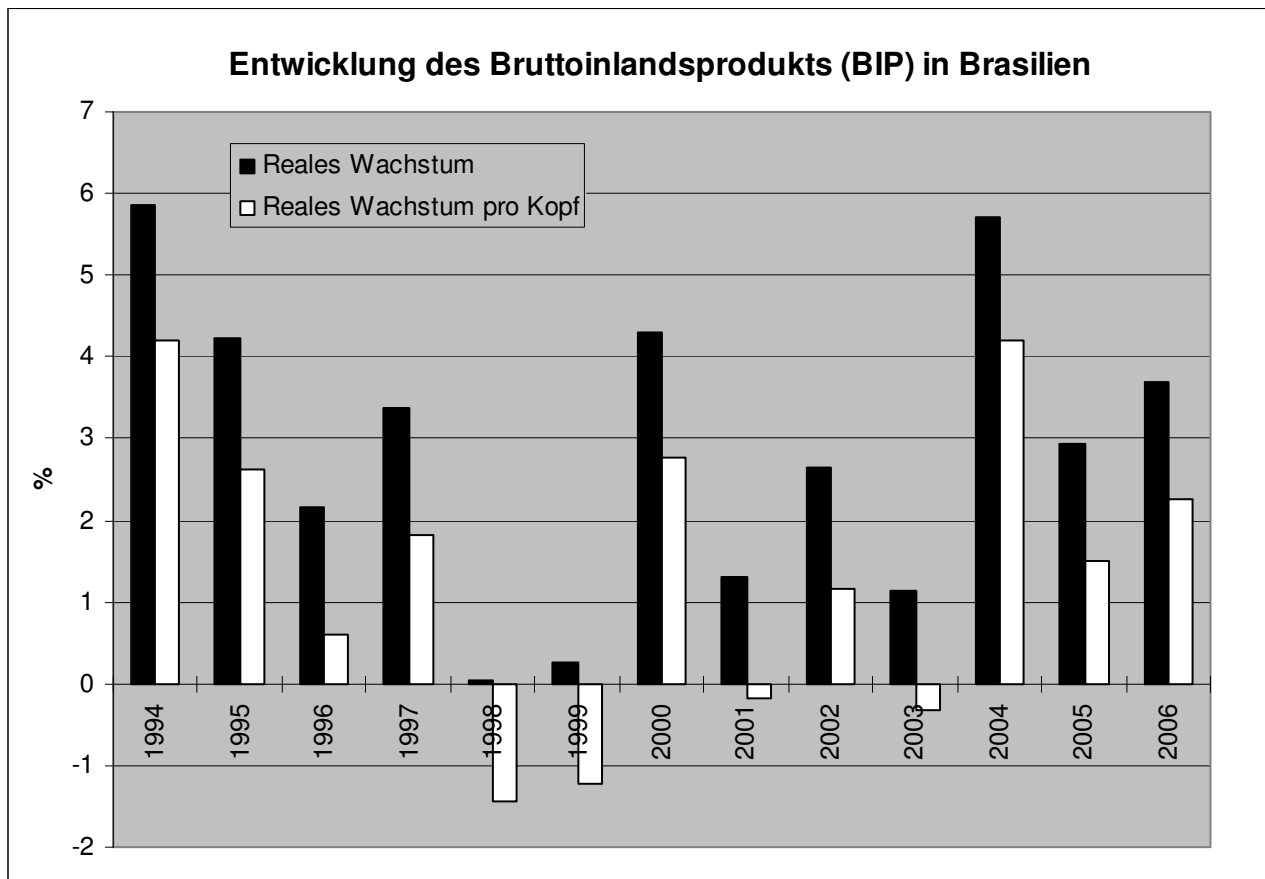


Abb. 6-n: Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in Brasilien [6.60] (Eigene Darstellung).

Die deutliche Führungsposition des amtierenden Präsidenten Luiz Inácio „Lula“ da Silva in der gesamten Wahlkampfperiode im Jahr 2006 mit der Gewissheit, dass es auch bei einem Wahlsieg des sozialdemokratischen Herausforderer Geraldo Alckmin zu keinen substantiellen Veränderungen der Wirtschaftspolitik kommen würde, waren wichtige Faktoren zur Stabilisierung des Wechselkurses während der Jahres 2006. Die stabile politische Lage im Hinblick auf die Wirtschafts- und Finanzpolitik setzte sich zu Beginn der zweiten Amtszeit von Präsident Luiz Inácio „Lula“ da Silva in der ersten Hälfte des Jahres 2007 fort.

6.6.2 Auswirkungen der Wechselkursschwankungen auf den Kapitalrückfluss bei langfristigen Investitionen

Starke Schwankungen des Wechselkurses, wie sie in den letzten acht Jahren zwischen R\$ und US\$ und zwischen R\$ und € zu verzeichnen waren [Abb. 6-m], erhöhen das Verlustrisiko für ausländische Investoren. Bei langfristigen Investitionen, wie z. B. Windkraftprojekten, wird dies von risikobewussten Investoren mit Sicherheit bei der Festlegung des subjektiven Kalkulationszinssatzes berücksichtigt.

Der ausländische Investor ist zwar durch eine Indexierung der Stromvergütung durch den Inflationsausgleich von einem massiven Realwertverlust der Einspeisevergütung geschützt, aber abhängig vom angewendeten Inflationsindex fließen nur bedingt oder gar nicht die Wechselkursschwankungen in den Inflationsausgleich mit ein [Kap. 6.1.1.3]¹²².

Eine massive Entwertung des Reals auf den internationalen Devisenmärkten, wie zwischen dem 1. Quartal 1999 und 4. Quartal 2002 von über 60%, würde die Einnahmen durch die Einspeisevergütung/Stromtarife, umgerechnet in die entsprechende Leitwährung US\$ oder €, verringern. Ausländische Investoren hatten bereits zu Beginn der Teilprivatisierung des brasilianischen Energiesektors im Jahr 1995 staatliche Energieversorger, wie z. B. die LIGHT und AES, bei annähernder Wechselkursparität zwischen R\$ und US\$ aufgekauft [Kap. 3.2.2]. Nach der Aufgabe des festen Wechselkursregimes im Jahr 1999 blieb der Realwert der Einnahmen aus der Stromversorgung in brasilianischer Währung weitgehend konstant, doch nach Konversion dieser in US\$ oder eine andere Leitwährung kam es durch die sukzessive Abwertung des Reals gegenüber den US\$ zu einem signifikanten Einbruch des Kapitalrückflusses [Kap. 3.2.3]. Eine derartige Abwertung ist nach der Etablierung des freien Wechselkursregimes nicht zu erwarten, aber auch eine Devaluation im geringeren Maße, hervorgerufen durch eine Stagnation der Wirtschaft oder eine politische Krise, können den Kapitalrückfluss und damit die Rendite negativ beeinflussen. Das erhöhte Risiko schlägt sich in einem höheren Kalkulationszins im Stromsektor nieder, der die Realisierung eines Teils der Investitionsprojekte verhindern könnte.

Dobner von der Hypovereinsbank in Rio de Janeiro betont, dass Projekte, die Einnahmen „in harter Währung“ generieren, ein geringeres Risiko aufweisen. Deshalb konzentrierten sich die internationalen Geschäftsbanken auf Projekte und Wirtschaftszweige, wie z. B. Cellulose, Öl und Gas, mit Ausrichtung auf den Weltmarkt [EI 4].

6.7 Bewertung der makroökonomischen Rahmenbedingungen im Hinblick auf die Finanzierung langfristiger Investitionen im Stromsektor

Die Analyse der wichtigsten Rahmendaten in Bezug auf die Finanzierung von langfristigen Infrastrukturprojekten in Brasilien hat gezeigt, dass der Kalkulationszinssatz der Investoren, welche das Ziel der Gewinnmaximierung verfolgen, auf hohem Niveau liegt. Leitzins Meta SELIC und Inflationsrate sind zwar in den letzten Jahren gesunken, vor allem aber der Leitzins ist trotz absteigender Tendenz im internationalen Vergleich weiterhin auf einem

¹²² Der Kapitalrückfluss erweist sich im Allgemeinen als Problem, da die Indexierung der Verträge und der Kapitaltransfer aus Brasilien ins Ausland zur Verhinderung eines schnellen Kapitalabflusses restriktiv geregelt sind [Kap. 7.4.2].

sehr hohen Niveau. Auch die realen Leitzinsen liegen, mit ca. 9% (Stand: Juni 2007), bei ebenfalls sinkender Tendenz, noch immer in einem Bereich [Kap. 6.1], [Kap. 6.2], der allgemein die Wirtschaftsentwicklung Brasiliens bremst und die Finanzierung von langfristigen Investitionen stark erschwert. Besonders problematisch stellt sich die Kreditvergabe in Brasilien dar. Juristische Personen erhalten Kredite im Durchschnitt zu einem jährlichen realen Zinssatz von derzeit rund 20% (Stand: Mai 2007), der die Kapitalkosten bei langfristigen Investitionen in eine prohibitive Höhe treibt [Kap. 6.3]. Eine Kreditfinanzierung im Inland beschränkt sich deshalb in erster Linie auf die Entwicklungsbank BNDES und deren Partner [Kap. 7.4.1]¹²³.

Auf dem US-amerikanischen und dem europäischen Kapitalmarkt werden bei relativ geringer Inflation derzeit mäßig hohe reale Renditen erzielt [Kap. 6.4]. Eine Projektbeteiligung bei einem Infrastrukturprojekt im Stromsektor mit hoher Renditeerwartung wäre unter Umständen eine attraktive Anlage für ausländische Investoren. Für eine Kapitalanlage in Brasilien spricht derzeit das Kreditrisiko Brasiliens, das wegen der stabilen politischen und wirtschaftlichen Lage auf einem niedrigen Niveau ist [Kap. 6.5]. Allerdings stellen die starken Schwankungen des Wechselkurses des R\$ zu den Leitwährungen ein hohes Rendite-risiko dar. Eine erneute Abwertung des R\$ gegenüber den Leitwährungen würde den Realwert des Kapitalrückflusses, gemessen in den Leitwährungen, verringern, weil eine alternative Kommerzialisierung des Stroms auf dem Weltmarkt nicht möglich ist [Kap. 6.6]. Der Investor wird den Kalkulationszinssatz demzufolge mit einem entsprechenden Risikozuschlag versehen.

In Bezug auf die Windkraftnutzung stellen die bisher mangelnde Erfahrung mit der Anwendung dieser Technologie und die auf den Sektor ausgerichtete Infrastrukturentwicklung in Brasilien weitere Investitionsrisiken dar.

Im internationalen Vergleich überdurchschnittliche und stabile Rahmenbedingungen im Hinblick auf die Kommerzialisierung des Windstroms sind die Voraussetzung für den Ausbau der Windkraftnutzung in den nächsten Jahren, da auch andere *Emerging Markets*, wie z. B. China oder Indien, mit größerer Erfahrung in dem Sektor um ausländische Investoren konkurrieren. Im folgenden Kapitel wird analysiert, inwiefern das brasilianische För-

¹²³ Die problematische Situation bezüglich Kreditvergabe zeigt sich auch an der Evolution des Finanzierungsprogramms für Windkraftanlagen der BNDES. Der Finanzierungsanteil im Rahmen des BNDES-Kreditprogramms wurde im April 2005 von 70% auf 80% der finanzierbaren Items erhöht und die Amortisationszeit von 10 auf 12 Jahre, um die Umsetzung der Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA voranzutreiben [6.61]. Zu Beginn des Jahres 2007 wurde die Amortisationszeit auf 14 Jahre erhöht [6.62].

derprogramm PROINFA adäquate Rahmenbedingungen für den Ausbau der Windkraftnutzung in Brasilien gewährleistet [Kap. 7].

7 Analyse der Förderbedingungen für die Windkraftnutzung in Brasilien

Das Anreizprogramm zur Förderung alternativer Energien PROINFA ist das erste Fördergesetz für erneuerbare Energien im GW-Bereich in Lateinamerika. Die Ausgestaltung des PROINFA basiert auf den europäischen Einspeisegesetzen und im Speziellen der deutschen Stromeinspeisegesetzgebung [7.1]. Die bisherigen Forschungsarbeiten über *Feed-In Laws* beschränken sich in der Regel auf die Analyse von einzelnen nationalen Einspeisevergütungen oder den Vergleich zweier Einspeisevergütungen, z. B. [7.2], [7.3], [7.4]. Eine Typisierung der in den verschiedenen *Feed-In Laws* angewendeten Mechanismen wurde von KLEIN et al. [7.5] erarbeitet, welche von MENDONÇA [7.6] erneut aufgegriffen wurde.

KLEIN et al. haben bei der Untersuchung von *Feed-In Laws* in achtzehn EU-Ländern festgestellt, dass drei Mechanismen in der Mehrheit der Einspeisegesetze berücksichtigt wurden: eine **Stromabnahmeverpflichtung** (*purchase obligation*), **differenzierte/gestaffelte Einspeisetarife** (*stepped tariffs*) und ein **Lastenausgleich** (*burden sharing*) [7.5]. Diese drei Funktionsmechanismen, die im Folgenden als **Basiselemente** bezeichnet werden, finden sich auch im Rahmen der Windkraftförderung im PROINFA wieder, deren Ausgestaltung in den Unterkapiteln 7.3.1, 7.3.2 und 7.3.3 näher erläutert wird. Vier weitere für die Windkraft relevante Mechanismen wurden von KLEIN et al. bei der Analyse der europäischen *Feed-In Laws* identifiziert, die nur in einer Minderheit der untersuchten achtzehn Einspeisegesetzgebungen angewendet werden: eine Tarifdegression (*tariff degression*)¹²⁴, ein optionaler Premiumtarif (*premium option*)¹²⁵, eine Vorhersageverpflichtung der Einspeisemengen (*forecast obligation*)¹²⁶ und ein Repowering-Zuschlag (*additional premium for repowering*)¹²⁷ [7.5]. Keines dieser Instrumente wurde im PROINFA berücksichtigt.

Neben den drei **Basiselementen** sind in das PROINFA weitere Regelungen, im Folgenden **Zusatzelemente** genannt, integriert worden, welche die Funktionsweise des brasilianischen *Feed-In Law* deutlich von den europäischen Stromeinspeisegesetzgebungen un-

¹²⁴ Die Tarifdegression wird für die Windkraft nur in Deutschland und Frankreich angewendet [7.5]. Die jährliche Degression der Einspeisetarife für Neuanlagen hat zum Ziel, die Kostenreduktion durch die technische Entwicklung bei der Stromvergütung zu berücksichtigen und eine Überförderung zu vermeiden.

¹²⁵ Ein optionaler Premiumtarif wurde im Jahr 2006 lediglich in fünf Ländern im Rahmen der *Feed-In Laws* angeboten [7.5]. Die Anlagenbetreiber können in dem Fall zwischen der üblichen festen Einspeisevergütung und einem Premiumtarif wählen, der aus dem Marktpreis und einem festgelegten Aufpreis besteht.

¹²⁶ Eine Vorhersageverpflichtung der Einspeisemengen gab es im Jahr 2006 innerhalb der Gruppe der achtzehn EU-Länder mit einem Einspeisegesetz nur in Spanien und Slowenien für Anlagen mit mehr als 10 MW bzw. mehr als 1 MW Leistung [7.5].

¹²⁷ In der BRD und Dänemark wird für das Repowering von Windkraftanlagen bei der Erfüllung bestimmter Bedingungen ein Bonus gezahlt [7.5]. Aufgrund der geringen installierten Windkraftleistung in Brasilien würde ein derartiger Fördermechanismus derzeit kaum Auswirkungen haben [Kap. 2.2.2].

terscheidet. Infolge der Einführung einer absoluten **Begrenzung der förderfähigen Windkraftleistung** [Kap. 7.2.1] wurde die Integration eines Verfahrens zur **Selektion der Windkraftprojekte** in das PROINFA notwendig [Kap. 7.2.2]. Zudem wurde mit der Einführung des so genannten „**Nationalisierungsgrads**“ eine Pflichtquote von 60% für Equipment und Dienstleistungen aus nationaler Produktion bzw. nationalem Angebot im Rahmen der PROINFA-Projekte vorgeschrieben [Kap. 7.2.3].

Im Kontext der *Feed-In Laws* stehen oftmals Finanzierungsprogramme der Entwicklungs- und Förderbanken. Das spezielle Kreditprogramm der brasilianischen Entwicklungsbank BNDES wird im Rahmen eines weiteren Unterkapitels über die **Finanzierungsoptionen** analysiert [Kap. 7.4].

Bevor die **Zusatzelemente**, **Basiselemente** und **Finanzierungsoptionen** bezüglich Ausgestaltung und Einführungsmotivation im Einzelnen untersucht sowie deren reale Auswirkungen analysiert werden, stehen der diskriminierungsfreie Netzzugang und in dem Zusammenhang die Verrechnungsmethode der Netzananschlusskosten als **Grundlagen** für das Funktionieren eines *Feed-In Law* im Mittelpunkt der Betrachtungen.

7.1 Grundlagen eines *Feed-In Law*

Die Realisierung eines freien Netzzugangs für Stromerzeuger erfolgte in Europa entweder im Zusammenhang mit allgemeinen Bestrebungen zur Liberalisierung der Strommärkte oder im Rahmen der Implementierung einer Fördergesetzgebung für erneuerbare Energien. In Brasilien war die Regelung eines freien Netzzugangs die Konsequenz der Privatisierungs- und Liberalisierungsbestrebungen in den Jahren 1995 bis 1999. Die gesetzlichen Grundlagen wurden bereits im Jahr 1999 deutlich vor der Einführung des Förderprogramms PROINFA verabschiedet [Kap. 3.2.2].

Für Investoren ist im Rahmen der gesetzlich fixierten Netzzugangsregelungen vor allem die Bestimmung und Verrechnung der Netzananschlusskosten für die Bewertung des Investitionsobjekts von großer Bedeutung. Im Folgenden wird nach der Bestimmung der Netzananschlusskosten der PROINFA-Projekte die Verrechnungsmethode erläutert.

7.1.1 Bestimmungs- und Verrechnungsmethode der Netzananschlusskosten

In einem Netzananschlussgutachten (*Parecer de Acesso Conclusivo*), das der zuständige Verteilungsnetzbetreiber oder der Nationale Systemoperator ONS unter Beteiligung des betroffenen Übertragungsnetzbetreibers erstellt, wird der Netzananschluss für die Stromerzeugungsanlage sowie die Erweiterungen und der notwendige Ausbau der Verteilungs-

und Übertragungsnetze definiert [7.7]. Bei mehreren technisch gleichwertigen Varianten des Netzanschlusses eines PROINFA-Kraftwerks ist das Kriterium der minimalen Gesamtkosten (*Critério de Mínimo Custo Global*) ausschlaggebend, nach dem – unter Berücksichtigung der Netzanschlussinstallationen in Verantwortung des Netznutzers/Kraftwerksbetreibers, des Ausbaus des Verteilungs- und Übertragungsnetzes und der Elektrizitätsverluste – die Variante mit den geringsten Gesamtkosten ausgewählt wird [7.7]. Die Kosten von Implementierung, Betrieb und Wartung der für den Netzanschluss notwendigen Installationen werden von den Kraftwerksbetreibern getragen¹²⁸. Die Ausbaukosten in vorgelagerten Netzen werden hingegen über Netznutzungstarife der Übertragungs- und der Verteilungsnetze finanziert.

Die Netznutzungskosten des Übertragungsnetzes¹²⁹ inkl. der Netzausbaukosten werden zu 50% auf die Verbraucher und zu 50% auf die Stromerzeuger über den Nutzungstarif des Übertragungsnetzes TUST umgelegt [7.8], [Kap. 3.2.2]. Der TUST wird für jeden Netzverknüpfungspunkt des Übertragungsnetzes differenziert, wobei auf Basis der Kosten, die mit den Übertragungsleitungen und Transformatoren¹³⁰ in Verbindung stehen, der Tarif an dem jeweiligen Verknüpfungspunkt proportional zum Stromfluss an den genannten Netzkomponenten berechnet wird. Die Methodologie zur Berechnung der Tarife an den Verknüpfungspunkten basiert auf Schätzungen der Kosten, die ein Netznutzer in den Perioden maximaler Auslastung im Netz verursacht, unter Berücksichtigung der Investitionskosten, Wartung und Betrieb der minimalen Netzkapazität, die zum Transport der Strommengen in diesen Perioden ausreicht [7.9]. Es wird bei der Tarifberechnung von einem Referenzfall des Stromflusses (*fluxos de potência*) im SIN ausgegangen, bei dem alle Kraftwerke proportional zu ihrer installierten Leistung ins Netz einspeisen [7.8].

Die Tarifgestaltung gibt Investoren einen Kostenanreiz, Kraftwerke an Standorten mit hoher Last zu errichten. Umgekehrt können Großverbraucher durch die Ansiedlung in der Nähe eines Kraftwerks, im Vergleich zu anderen Standorten, TUST-Gebühren sparen [7.14]. Die TUST-Netznutzungstarife des Grundnetzes (*Rede Básica*)¹³¹ betragen in den

¹²⁸ Bei Netzanschlussinfrastruktur, die von mehreren Kraftwerksbetreibern genutzt wird, werden die Kosten der Implementierung, Betrieb und Wartung proportional zur installierten Leistung der Kraftwerke aufgeteilt oder nach einem durch die betroffenen Kraftwerksbetreiber definierten Kriterium [7.7].

¹²⁹ 6,5% der Einnahmen der Verteilungsnetzbetreiber aus der Stromversorgung der Endkunden fließen in das Übertragungsnetz. 29% entfallen auf die Stromerzeugung und 26,8% auf das Verteilungssegment. Die weiteren ca. 39% sind Steuern und Abgaben (Steuern: 26,7%, sektorielle Abgaben; 9,2 %, Sozialausgaben: 1,8%) (Stand: 31.12.2004) [7.12].

¹³⁰ Bei den Übertragungsleitungen und Transformatoren ist die langjährige Nominalkapazität für die Berechnung der Tarife relevant [7.8].

¹³¹ In dem Begriff Grundnetz (*Rede Básica*) sind in erster Linie die Komponenten des Übertragungsnetzes im Spannungsbereich gleich oder höher 230 kV zusammengefasst [7.13].

zwölf Monaten ab Juli 2007 rund 7,2 Milliarden Real, wovon 50% von den Kraftwerksbetreiber getragen wird [Tab. 7-a].

Tab. 7-a: Netznutzungstarife TUST im Zeitraum Juli 2007 bis Juni 2008 - Gesamtsumme und exemplarische Darstellung für die fünf im Rahmen des PROINFA realisierten Windparks [Tab. 2-d], [7.10], [7.11].

Netznutzungstarife TUST 2007/2008		R\$	
Genehmigte Jahresvergütung (RAP) (inkl. Jahresausgleich)		6.712.118.228,08	
ONS - Nationaler Systemoperator		280.903.700,00	
Netzausbau (Schätzung)		211.068.345,56	
TUST_{RB} für das Grundnetz* (<i>Rede Básica</i>) (Gesamtsumme)		7.204.090.273,64	
TUST_{FR} für Grenz-Transmissionsinfrastruktur**		991.916.537,76	
Realisierte Windparks im Rahmen des PROINFA		TUST 07/08	TUST 07/08
		(R\$/kW) / Monat	(R\$/Monat)
UEE Água Doce***			9.000
UEE RN 15 - Rio do Fogo		2,124	105.350,40
UEE Osório		1,112	55.600,00
UEE Sangradouro		1,112	55.600,00
UEE Índios		1,112	55.600,00

* Die Komponenten des Übertragungsnetzes im Spannungsbereich gleich oder höher 230 kV [7.13].

** Mit Grenz-Transmissionsinfrastruktur sind die Transformatoren der *Rede Básica* gemeint, die an Verteilungsnetze angrenzen. Zudem wird die Transmissionsinfrastruktur eingeschlossen, die bei einer Spannung niedriger als 230 kV von mehreren Verteilungsnetzbetreibern verwendet wird.

*** Windpark ist direkt an das Verteilungsnetz angeschlossen und zahlt deshalb TUSDg (Nutzungstarif des Verteilungsnetzes).

Wenn Stromerzeugungsanlagen an die Grenz-Transmissionsinfrastruktur angeschlossen sind, wird zusätzlich der TUSDg fällig, der lediglich in diesem speziellen Fall aus dem TUST_{FR} errechnet wird. Das Tarifsystem des TUST_{FR} befindet sich derzeit in einem Reformierungsprozess und soll ebenfalls auf ein nach Netzverknüpfungspunkten differenziertes System umgestellt werden [7.10]. Da es derzeit keine Windkraftanlage im Rahmen des PROINFA betrifft, die an Grenz-Transmissionsinfrastruktur angeschlossen ist, wird auf eine nähere Erläuterung des derzeitigen Übergangssystems an dieser Stelle verzichtet (siehe [7.15]).

Ist ein Kraftwerk an ein Verteilungsnetz angeschlossen, wird der Stromerzeuger über die Zahlung des TUSDg¹³², der Nutzungsgebühr der Verteilungsnetze, an den Netzausbaukosten der Verteilungs- und Übertragungsnetze beteiligt [7.16]. Der TUSDg besteht aus dem TUSD-FIO A, in dem als Hauptbestandteile die Tarife für die Nutzung des Übertragungsnetzes enthalten sind (TUST_{RB} und TUST_{FR}), sowie einem TUSD-FIO B, mit dem die Betriebskosten und die Vergütung der Aktiva gedeckt werden¹³³.

Im Gegensatz zu den TUST sind die TUSDg nicht nach Verknüpfungspunkten differenziert. Es handelt sich beim TUSD-FIO A um einheitliche Tarife (*tarifa selo*) proportional zur Leis-

¹³² Der TUSD für Stromerzeugungsanlagen wird auch als TUSDg bezeichnet [7.16].

¹³³ Außerdem sind in dem Tarif TUSDg Abgaben und die Kompensation technischer Verluste enthalten [7.17].

tung des Kraftwerks, und beim TUSD-FIO B um Tarife, die nach den marginalen Kapitalkosten der verschiedenen Spannungsbereiche differenziert sind, ebenfalls proportional zur Kraftwerksleistung¹³⁴ [7.17].

Tractebel Energia, nach eigenen Angaben größter privater Stromerzeuger in Brasilien [7.18], bemängelte die unzureichende Lenkungswirkung des TUSD-Tarifssystems, das zum Teil ökonomische Signale geben könne, die einem rationalen Systemausbau entgegenständen. Zudem kritisierte Tractebel Energia die große Differenz zwischen den Tarifen TUSD und TUST, der u. a. darauf zurückzuführen sei, dass im deutlich höheren TUSD der TUST enthalten ist. Dies mindere die Wettbewerbsfähigkeit der Kraftwerke, die an das Verteilungsnetz angeschlossen sind. Die Petrobrás schlug zur Erhöhung der Lenkungswirkung die mittelfristige Einführung eines Tarifssystems vor, in dem die Tarife ebenfalls nach Netzverknüpfungspunkten differenziert werden [7.17].

Die ANEEL hat Mitte des Jahres 2007 den Vorschlag einer neuen Berechnungsmethodologie veröffentlicht [7.19], [7.20]. Für die Spannungsbereiche zwischen 88 kV und 138 kV wird ein Tarifsysteem vorgeschlagen, das nach Netzverknüpfungspunkten differenziert wird. In niedrigeren Spannungsbereichen (≤ 69 kV) wird es weiterhin einen Einheitstarif geben. In Zukunft sollen die Stromerzeuger, die an das Verteilungssystem angeschlossen sind, lediglich an den Kosten des Verteilungsnetzes beteiligt werden. Pietro Erber, Direktor des Nationalinstituts für Energieeffizienz (INEE), begrüßt den Vorschlag, da derzeit die Stromerzeuger die Verteilungsnetze verlassen und in das Übertragungsnetz (*Rede Básica*) einspeisen möchten, wo der Netznutzungstarif niedriger ist. Kleinere Kraftwerke, die in der Regel in das Verteilungssystem einspeisen und das Transmissionsnetz in der Regel kaum beanspruchen, werden im Rahmen der Neuregelung von der diskussionswürdigen Beteiligung an den Transmissionskosten befreit [7.21].

7.1.2 Auswirkungen der Netznutzungstarife auf Windkraftprojekte in Brasilien

Allgemein führt die Zahlung eines Netznutzungstarifs TUSD oder TUST, in denen die vorgelagerten Netzausbaukosten enthalten sind, durch die damit verbundene Erhöhung der Betriebskosten zu einer Reduzierung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Ein Verzicht der Zahlung von Netznutzungstarifen für Windkraftanlagen in Brasilien, wie sie das DEWI fordert, würde die Investitionsattraktivität derartiger Projekte erhöhen [7.22].

¹³⁴ Der TUSDg hängt von der Spannungshöhe ab, in welcher der Verteilungsnetzbetreiber operiert. Bei einem Betrieb mit einer Netzspannung von größer als 34,5 kV ergibt sich der TUSDg aus dem geringsten Wert des TUSD. Bei einer Spannung im Verteilungsnetz von 34,5 kV oder geringer wird ein regionaler Mittelwert aus dem Leitungstarif und den Abgaben gebildet [7.16].

Die problematische Wirkung der Netznutzungstarife auf die Entwicklung der dezentralen Stromproduktion führte bereits im Jahr 2004 zu einer Reaktion des Gesetzgebers. Unabhängig vom PROINFA gelten für KWK-Anlagen und Stromerzeugungsanlagen auf Basis der Solarstrahlung, Biomasse, Wind- und Wasserkraft bis 30 MW um 50% reduzierte Benutzungstarife für das Übertragungs- und Verteilungsnetz TUSD und TUST [7.23], [7.24]. Im Rahmen des PROINFA würden bei Umsetzung 40 der 54 ausgewählten Windkraftprojekte unter diese Regelung fallen [7.25], [7.26], [7.27]. Bisher profitiert im Rahmen des PROINFA lediglich der Windpark UEE Água Doce mit einer Nennleistung von 9 MW (Stand: 01.10.2007), da die anderen vier realisierten Windparks deutlich größer sind als 30 MW, der für eine Reduzierung des TUSD festgelegten Obergrenze [Tab. 7-a].

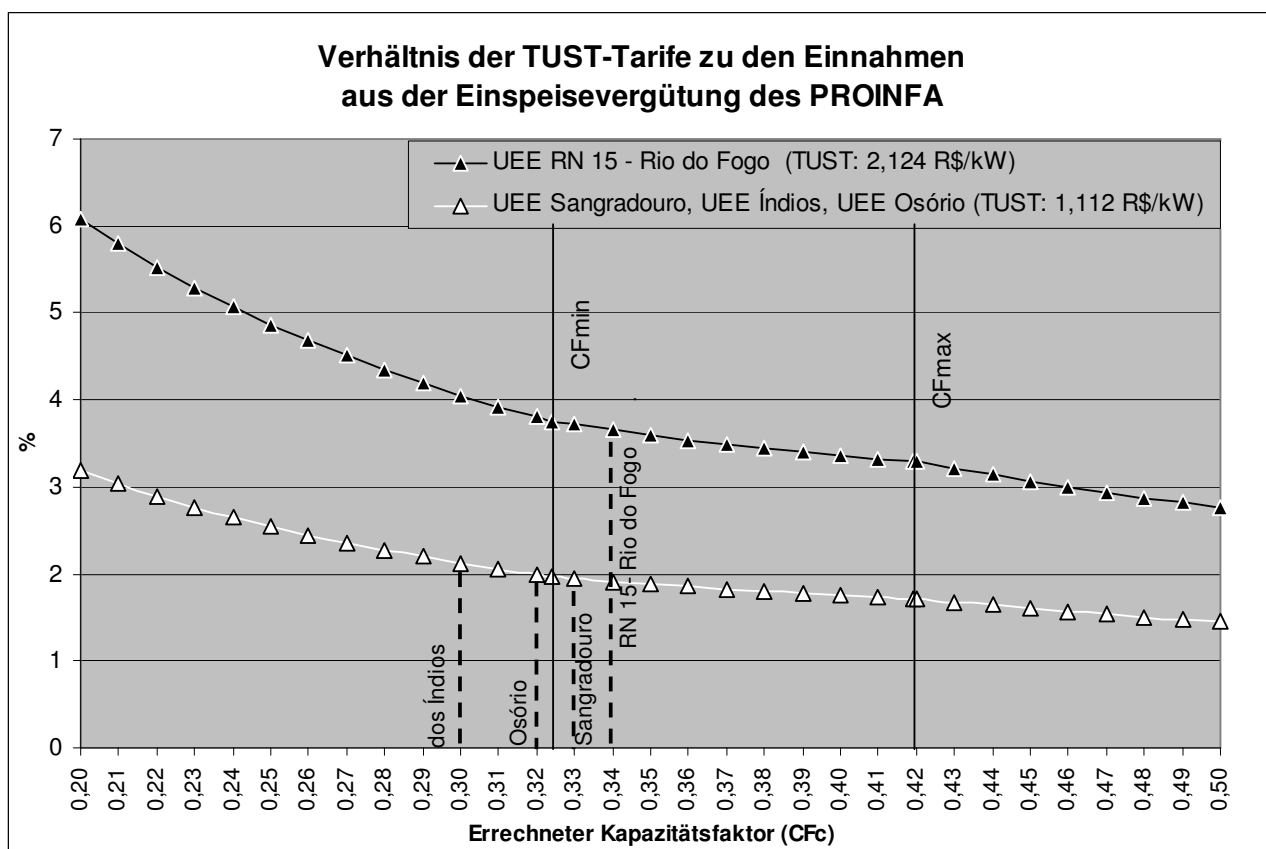


Abb. 7-a: Verhältnis der TUST-Tarife* zu den Einnahmen aus der Einspeisevergütung des PROINFA in Abhängigkeit vom errechneten Kapazitätsfaktor (CFc) am Beispiel von vier PROINFA-Windparks [7.28], [7.29], [7.30], [7.31] (Eigene Darstellung).

* Die Berechnung ist auf Basis der TUST-Tarife erfolgt, die vom Juli 2007 für zwölf Monate gelten [7.11].

Die konkrete Belastung durch die TUST-Gebühren wird in Abb. 7-a deutlich. Am Beispiel der vier realisierten Windparks, die ans Transmissionsnetz angeschlossen sind, werden die TUST-Gebühren den Einnahmen aus der Einspeisevergütung gegenüber gestellt. Die Windparks Osório, Sangradouro und Dos Índios sind an denselben Netzverknüpfungspunkt angeschlossen. Deshalb sind die TUST-Gebühren proportional zur installierten Leis-

tung identisch. Wegen der leicht differierenden Kapazitätsfaktoren der Windparks sind jedoch die erwarteten Einnahmen aus der PROINFA-Einspeisevergütung unterschiedlich und in Konsequenz auch das Verhältnis zwischen TUST-Gebühren und der Einnahmen durch die Einspeisevergütung.

Beim Windpark RN 15 – Rio do Fogo liegt der Anteil des TUST bei 3,65% der Einnahmen aus der PROINFA-Einspeisevergütung, falls der errechnete Kapazitätsfaktor (CF_c) mit dem realen oder verifizierten Kapazitätsfaktor (CF_v) der Windparks übereinstimmen sollte¹³⁵. Bei den anderen drei Windparks liegt der Anteil des TUST nahe der 2%-Marke. Wegen der Berechnung der TUST-Tarife proportional zur Nennleistung ist der Anteil der TUST-Tarife bei Windkraftanlagen mit niedrigen Kapazitätsfaktoren deutlich höher, da die Einnahmen aus der Einspeisevergütung mit sinkendem Kapazitätsfaktor sinken, die TUST-Tarife aber konstant bleiben.

Von den Bundesstaaten, in denen Windkraftanlagen im Rahmen des PROINFA realisiert werden [Tab. 7-c, S. 141], weisen die Bundesstaaten im Nordosten mit in der Regel 4 bis 5,5 R\$/kW die höchsten TUST-Gebühren auf. Die Netze im Nordosten, der Region mit dem größten Windpotenzial, sind im Vergleich zu den anderen Regionen erheblich schlechter ausgebaut [Kap.2.2.3]. Ein Kraftwerksneubau führt deshalb in der Regel zu relativ hohem Investitionsbedarf in den vorgelagerten Netzen, der die hohen TUST-Gebühren erklärt. Da Windkraftstandorte an gute lokale Windverhältnisse gebunden sind, haben die TUST-Gebühren dennoch nur einen geringen Einfluss auf die Standortwahl der Kraftwerksinvestoren. Die 50%-ige Reduzierung von TUSD und TUST für Projekte bis 30 MW mindert die finanzielle Belastung eines Großteils der Windkraftprojekte durch diese Systemnutzungsgebühren.

Eine Verrechnungsmethode der Netzanschlusskosten, bei der die Kosten in den vorgelagerten Netzen nicht den Stromerzeugern aufgebürdet werden, sondern über Netznutzungsgebühren finanziert werden, ist in einem Land mit einem hohen Zinsniveau, wie Brasilien, dennoch vorzuziehen [Kap. 6.3]. Eine Erhöhung der Betriebskosten über die Netznutzungsgebühr ist bei hohem Zinsniveau tendenziell die bessere Alternative gegenüber höheren Investitionsnebenkosten und damit verbundenen höheren Finanzierungskosten, die mit der Übernahme der Ausbaukosten in vorgelagerten Netzen verbunden wären.

Im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit wäre hingegen ein gänzlicher Verzicht auf die Systemnutzungsgebühr (UoS) für Windstromerzeuger und eine Umlage der Netzausbaukos-

¹³⁵ Die Einspeisevergütung hängt im Rahmen des PROINFA vom Kapazitätsfaktor der Windparks ab. In Kap. 7.3.1 wird das System der Einspeisevergütungen näher erläutert.

ten auf die Endverbraucher die beste Alternative, da von der UoS im Bezug auf die Windkraft nur im geringen Maße die gewünschten Standortsignale ausgehen.

7.1.3 Netzanschlusskosten in Verantwortung der Kraftwerksinvestoren

Die Netznutzungstarife TUST und TUSD können, wie gezeigt, die Wirtschaftlichkeit vor allem der Windkraftprojekte im Nordosten erheblich beeinträchtigen. Aber nicht nur die Systemnutzungsgebühren gefährden die Realisierung der Windparks, sondern im Besonderen auch die hohen Kosten für Implementierung, Betrieb und Wartung der für den Netzanschluss notwendigen Installationen, die in der Verantwortung der Kraftwerksinvestoren liegen. Paulo Yazbek von der innoVent GmbH, ein in der Entwicklung von Windkraftprojekten tätiges Unternehmen, erklärt, dass viele Windkraftprojekte von teuren Netzanschlüssen abhängen, charakterisiert durch eine große Distanz zwischen Windpark und Netzverknüpfungspunkt und durch hohe Spannungsbereiche [EI 5]. Mit einer durchschnittlichen Leitungslänge vom Kraftwerk bis zum Netzverknüpfungspunkt von 21,7 km liegt diese Einschätzung nahe. Bei mindestens sechs Windkraftprojekten liegt die Distanz zwischen Kraftwerk und Netzverknüpfungspunkt sogar bei über 50 km¹³⁶.

In mindestens 28 Fällen soll der Netzanschluss über Hochspannungsleitungen in der Regel im Spannungsbereich von 69 kV erfolgen. Bei weiteren drei Windparks ist eine Leitung im Höchstspannungsbereich von 230 kV geplant. Die damit verbundenen Investitionskosten wirken sich auch im Hinblick auf die hohen Finanzierungskosten in Brasilien negativ auf die Rendite der Projekte aus [Kap. 6.7].

7.1.4 Verrechnungsmethoden der Netzanschlusskosten in Europa

KNIGHT et al. haben in ihrem Bericht über „*Distributed generation connection charging within the European Union*“ vier Verrechnungsmethoden der Netzanschlusskosten zusammengefasst [7.32].

Brasiliens Methode im Rahmen des PROINFA ist dem Typ „Shallow/Flach“ zuzuordnen, bei dem der Erzeuger lediglich die Kosten der Infrastruktur übernimmt, die für die physische Anbindung an das Netz benötigt wird [Abb. 7-b]. Der Stromerzeuger hat den Vorteil, dass er den von ihm zu tragenden Kostenanteil einfacher ermitteln kann, da der wenig transparente Anteil der Netzanschlusskosten, die Ausbaukosten in vorgelagerten Netzen, in der Regel über das Tarifsysteem finanziert werden kann.

¹³⁶ Die Angaben über die Spannungsbereiche und die Distanz zwischen Kraftwerk und Netzverknüpfungspunkt befinden sich in 49 der 54 Resolutionen zur Implantation der ausgewählten Windkraftwerke. Auf eine Aufführung der einzelnen Resolutionen wird im Rahmen dieser Forschungsarbeit verzichtet.

Verrechnungsmethoden der Netzananschlusskosten

Verrechnungsmethoden	Kurzbeschreibung	Vorteile	Nachteile
Shallow / Flach	Der Erzeuger übernimmt lediglich die Kosten Infrastruktur, die für die physische Anbindung an das Netz benötigt wird. Die Kosten für den notwendigen Ausbau vorgelagerter Netze, die mit dem Netzananschluss des Erzeugers in Verbindung stehen, liegen in der Verantwortung des Netzbetreibers (Finanzierung oft über Systemnutzungsgebühren).	In der Regel niedrigste Kosten für Erzeuger im Vergleich zu den anderen Verrechnungsmethoden. Kostentransparenz für Erzeuger ist unabhängig vom Netzverknüpfungspunkt gegeben. Netzausbaukosten können über das Tariffsystem finanziert werden.	Netzwerkausbaubau wird möglicherweise vor der Netzanbindung benötigt. Dies kann zu Verzögerung bei der Projektumsetzung führen. Erzeuger sind wahrscheinlich verpflichtet, Systemnutzungsgebühren (UoS) zu zahlen. Sie gibt geringe Standortsignale.
Deep / Tief	Der Erzeuger übernimmt alle Kosten, die mit der Netzanbindung assoziiert sind. Dies umfasst die physische Netzanbindung und die Ausbaukosten vorgelagerter Netze, die mit dem Netzananschluss der Erzeugungsanlagen in Verbindung stehen.	Im Allgemeinen müssen die Erzeuger keine weiterführenden Systemnutzungsgebühren (UoS) während des kommerziellen Betriebs zahlen. Sie gibt starke Standortsignale.	Netzananschlussgebühren könnten prohibitiv sein. Netzausbaukosten sind oftmals ungewiss (Mangel an Transparenz). Netzbetreiber könnten durch Angabe zu hoher Netzausbaukosten, Projekte verhindern. Einzelne Erzeuger könnten für den Netzausbau zahlen, der (auch) von anderen Erzeugern verursacht wurde.
Mixed / Mischsystem	Ein Mischsystem aus „Shallow“ und „Deep“. Der Erzeuger übernimmt im Allgemeinen die Kosten für die physische Netzanbindung (shallow costs) und einen Teil der Upstream-Kosten für den notwendigen Netzausbau. Der Anteil, der vom Erzeuger übernommen wird, basiert in der Regel auf der proportionalen Nutzung der neuen Infrastruktur.	Die Netzausbaukosten des Erzeugers hängen von der Benutzung der neuen Infrastruktur durch den Erzeuger ab. Sie gibt dem Erzeuger gewisse Standortsignale.	Es muss klare und diskriminierungsfreie Regeln zur Berechnung des von den Erzeugern getragenen Anteils geben. Netzausbau wird möglicherweise vor der Netzanbindung benötigt. Eine Verzögerung der Projektumsetzung ist möglich. Die Kostenbeteiligung des Erzeugers kann bis zum Hochspannungsnetz reichen. Dies kann zu prohibitiven Kosten führen. Erzeuger könnten zur Zahlung von Systemnutzungsgebühren verpflichtet sein.
True / Wahrhaftig	Die Kosten, die vom Erzeuger übernommen werden, sind identisch mit den Netzananschlusskosten zu dem nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt, bei dem für die Netzintegration des Erzeugers genügend Kapazität vorhanden ist, ohne dass ein Netzausbau notwendig wäre.	Sie gibt dem Erzeuger gewisse Standortsignale.	Netzananschlusskosten könnten sehr hoch sein, sogar höher als bei der „Deep“-Verrechnungsmethode, wenn der nächstgelegene Netzverknüpfungspunkt, bei dem für die Netzintegration des Erzeugers genügend Kapazität vorhanden ist, in beträchtlicher Entfernung liegt.

Abb. 7-b: Verrechnungsmethoden der Netzananschlusskosten [7.32] (Eigene Darstellung).

Der Nachteil der von dieser Methode ausgehenden geringen Standortsignale wird in Brasilien über die Berechnung von differenzierten Tarifen je Netzverknüpfungspunkt abgeschwächt. Allerdings sind, wie bereits in Kap. 7.1.2 erläutert, die von den Netznutzungstarifen ausgehenden Standortsignale in Bezug auf die Windkraftnutzung weitgehend irrelevant, da die Standortwahl in erster Linie von den lokalen Windverhältnissen abhängt.

Von den elf Ländern in der EU15 mit einem *Feed-In Law* wird in drei Ländern, wie in Brasilien, eine „flache“ Verrechnung der Netzananschlusskosten durchgeführt. Zur Zahlung einer Systemnutzungsgebühr sind Stromerzeuger lediglich in Dänemark verpflichtet. Wenn die Erzeuger keine Systemnutzungsgebühr zahlen müssen, werden die Netzausbaukosten in der Regel über höhere Netznutzungsgebühren auf die Verbraucher umgelegt.

Sieben Länder der EU15 mit einem *Feed-In Law* wenden eine „tiefe“ Verrechnung an, d.h. die Stromerzeuger übernehmen nicht nur die Kosten für die physische Netzanbindung, sondern zusätzlich die Kosten für den notwendigen Ausbau vorgelagerter Netze, die mit dem Netzananschluss der jeweiligen Stromerzeugungsanlage in Verbindung stehen [Tab. 7-b].

Tab. 7-b: Verrechnungsmethoden der Netzananschlusskosten in den Ländern mit einem *Feed-In Law* in der EU15 und Brasilien [7.32].

Länder mit <i>Feed-In Law</i> (EU15 und Brasilien)	Verrechnungsmethode der Netzananschlusskosten	Veröffentlichung der Berechnungsmethode	Systemnutzungsgebühr (UoS) für Stromerzeuger
Brasilien	Shallow / Flach	Ja	Ja
Dänemark	Shallow / Flach	Ja	Ja
Deutschland	Shallow / Flach	Nein	Nein
Frankreich	Mixed*	Nein	Nein
Griechenland	Deep / Tief	Nein	-
Irland	Deep / Tief	Nein	-
Italien	Deep / Tief	Nein	-
Luxemburg	Deep / Tief	Nein	-
Niederlande	Shallow / Flach	Ja (bis 10 MW)	Nein
Österreich	Deep / Tief	Nein	-
Portugal	Deep / Tief	Nein	-
Spanien	Deep / Tief	Nein	-

*Es müssen lediglich die Netzausbaukosten vom Kraftwerksinvestor getragen werden, die im Spannungsbereich des Netzan Anschlusses anfallen.

Ein Nachteil der „Deep/Tief“-Verrechnungsmethode ist die mangelnde Kostentransparenz, da der Kraftwerksinvestor bei der Standortentscheidung zwar die Kosten für die physische Netzanbindung berechnen kann, aber die Ausbaukosten in vorgelagerten Netzen schwer abzuschätzen sind. In Bezug auf die brasilianische Windkraft wirken die Nachteile der „Deep/Tief“-Verrechnungsmethode stärker als die Vorteile. Allein die physische Netzanbindung stellt wegen der durchschnittlich großen Distanz zwischen Kraftwerk und Netzverknüpfungspunkt einen bedeutsamen Kostenfaktor dar. Eine „tiefe“ Verrechnung der Netzananschlusskosten würde die Investitionsnebenkosten zusätzlich erhöhen [Kap. 7.1.3]. In Europa mit einem im Allgemeinen relativ geringen Zinsniveau ist eine Gegenfinanzierung der zusätzlichen Kosten, die aus einer „tiefen“ Verrechnung der Netzananschlusskosten resultieren, hingegen leichter umzusetzen als in Brasilien mit einem hohen Zinsniveau.

Die Verrechnungsmethoden „Mixed“ und „True“ führen im Vergleich zu der „flachen“ Verrechnung ebenfalls zu erhöhten Investitionsnebenkosten [Abb. 7-b]. Eine „flache“ Verrechnung ist für Stromerzeuger die transparenteste und, bei Verzicht auf die Berechnung einer Systemnutzungsgebühr, in jedem Fall auch die kostengünstigste Alternative der Verrechnungsmethoden der Netzananschlusskosten.

7.2 Ausgestaltung der Zusatzelemente im PROINFA

7.2.1 Begrenzung des Gesamtförderumfangs des PROINFA

Das PROINFA umfasst die Energiequellen Biomasse, Kleinwasserkraft (bis 30 MW) und Windkraft. In der ersten Phase des PROINFA, die bis zum 30.12.2008 abgeschlossen sein

soll, wird eine Kraftwerksleistung von 3.300 MW gefördert, ursprünglich im gleichen Umfang (1.100 MW) aufgeteilt auf die drei genannten Energiequellen [7.33]. Wegen der geringen Beteiligung von Biomasseprojekten wurde der Umfang der Windkraftkapazität, der bei der Ausschreibung im Rahmen des PROINFA berücksichtigt wurde, auf 1.423 MW¹³⁷ erhöht [7.26], [7.34].

In der zweiten Phase werden ebenfalls lediglich die Energiequellen Biomasse, Kleinwasserkraft und Windkraft berücksichtigt, deren Anteil mit Hilfe des PROINFA innerhalb von 20 Jahren seit Beginn der ersten Phase des PROINFA auf 10% des jährlichen Stromverbrauchs ansteigen soll [7.34]. In der zweiten Phase des PROINFA wurde im Gesetzestext kein Mindestanteil pro Energiequelle festgeschrieben. Die Energiequellen Biomasse, Kleinwasserkraft und Windkraft werden dann voraussichtlich in direkter Konkurrenz zueinander stehen.

7.2.1.1 Ziele der Begrenzung des Gesamtförderumfangs

Die Förderung der Windkraft fand erstmalig mit der akuten Stromkrise im Jahr 2001 eine politische Mehrheit [Kap. 3.2.3]. Der Zusammenhang zwischen Versorgungskrise und Windkraftförderung wird bei der Betrachtung der Genese des PROINFA deutlich. Zu Beginn der Stromrationierungen verabschiedete die GCE im Juli 2001 den Vorläufer des PROINFA, das Notprogramm für Windenergie PROEÓLICA, in dessen Rahmen bis zum 31.12.2003 bis zu 1.050 MW Windkraftprojekte gefördert werden sollten [7.35], [7.36]. Das PROEÓLICA, das praktisch keine Impulse für die Entwicklung der Windkraftnutzung in Brasilien gab [Kap. 2.2.2], wurde nach Beendigung der Stromkrise im Frühjahr 2002 durch das PROINFA ersetzt [7.37], in dessen Rahmen, neben der Windkraft- auch die Kleinwasserkraft- und die Biomassenutzung gefördert werden. Mit der Einführung einer zweiten Programmphase sollte der Nutzung der aufgeführten erneuerbaren Energiequellen eine langfristige Perspektive gegeben werden. Eine Reglementierung dieser zweiten Phase wurde aber weder im ursprünglichen Gesetzestext noch in der Novelle des PROINFA im November 2003 unter der neuen Regierung unter „Lula“ da Silva unternommen. Für eine langfristige Festlegung der Förderregelungen bestand kein Bedarf, da nach der Versorgungskrise, aufgrund des geänderten Verbraucherverhaltens und dem Ausbau des Kraftwerksparks, sich eine Überkapazität auf dem brasilianischen Strommarkt abzeichnete [Abb. 3-f]. Politische Gründe, wie die Reduzierung der Importabhängigkeit von Energierohstoffen oder der Klimaschutz, die in Westeuropa Triebfedern einer dauerhaften Förde-

¹³⁷ Die Möglichkeit der Kapazitätsumverteilung auf andere Energiequellen, wenn die Fördergrenze von 1.100 MW für eine oder mehrere Energiequellen nicht erreicht wird, ist im PROINFA in Art. 3 g und h geregelt [7.34].

rung erneuerbarer Energien sind, spielen in Brasilien aufgrund des hohen Wasserkraftanteils und der eigenen Rohstoffvorkommen nur eine untergeordnete Rolle bei der politischen Entscheidungsfindung [Kap. 4.5].

7.2.1.2 Auswirkungen der Begrenzung des Förderumfangs

Eine Begrenzung des Installationsvolumens auf 1.423 MW und im Besonderen die zeitliche Begrenzung der ersten Phase des PROINFA bis ursprünglich 30.12.2006 und die Verlängerung im Januar 2006 bis zum 30.12.2008 verhinderte die Ansiedlung weiterer Windkraftanlagenhersteller, trotz intensiver Bemühungen der brasilianischen Regierung [7.38]. Nur die Wobben Windpower Ind. e Com. Ltda., die seit 1996 in Brasilien Windkraftanlagen vor allem für den Exportmarkt baut, ist derzeit auf den brasilianischen Markt vertreten [Kap. 2.2.2]. Dies liegt nach Angaben von Sierra vom spanischen Windkraftanlagenherstellers GAMESA, am kurzen Zeithorizont der ersten Phase des PROINFA und der ungewissen Rahmenbedingungen in der zweiten Phase des PROINFA [EI 6].

Die Ziele der zweiten Phase des PROINFA werden nach den Vorstellungen des EPE über Stromversteigerungen umgesetzt, bei denen die drei Energiequellen Biomasse, Kleinwasserkraft und Windkraft konkurrieren. In der ersten Stromversteigerung für alternative Energien im Juni 2006, wurde kein Windkraftprojekt der neun zu der Versteigerung zugelassenen Windkraftprojekte mit einer Gesamtleistung von 939 MW berücksichtigt [Kap. 4.3], [7.39]. Eine langfristige Planungssicherheit über die erste Phase des PROINFA hinaus gibt es für die Windbranche in Brasilien nicht, da der Strom auf Basis der konkurrierenden Erzeugungstechnologien zur Biomassenutzung und der Kleinwasserkraft momentan bei den Versteigerungen zu geringeren Preisen angeboten werden kann.

7.2.2 Selektion der Windenergieprojekte im Rahmen des PROINFA

Im Rahmen des Förderprogramms musste ein Auswahlverfahren angewendet werden, weil bei der Ausschreibung im Jahre 2004 92 Windkraftprojekte mit einer Gesamtkapazität von ca. 3427,7 MW zugelassen worden waren [7.40]. Die ursprünglich ausgeschriebene Kapazität wurde demnach um das Dreifache übertroffen. Die Kriterien des Auswahlverfahrens werden im folgenden Unterkapitel erläutert.

7.2.2.1 Hauptauswahlkriterium - Ausstellungsdatum der Baugenehmigung (LI)

Primäres Auswahlkriterium der Projekte im Rahmen des PROINFA ist das Ausstellungsdatum der Installationslizenz (LI) gewesen. Während des Genehmigungsverfahrens müssen insgesamt drei Lizenzen/Genehmigungen beantragt werden:

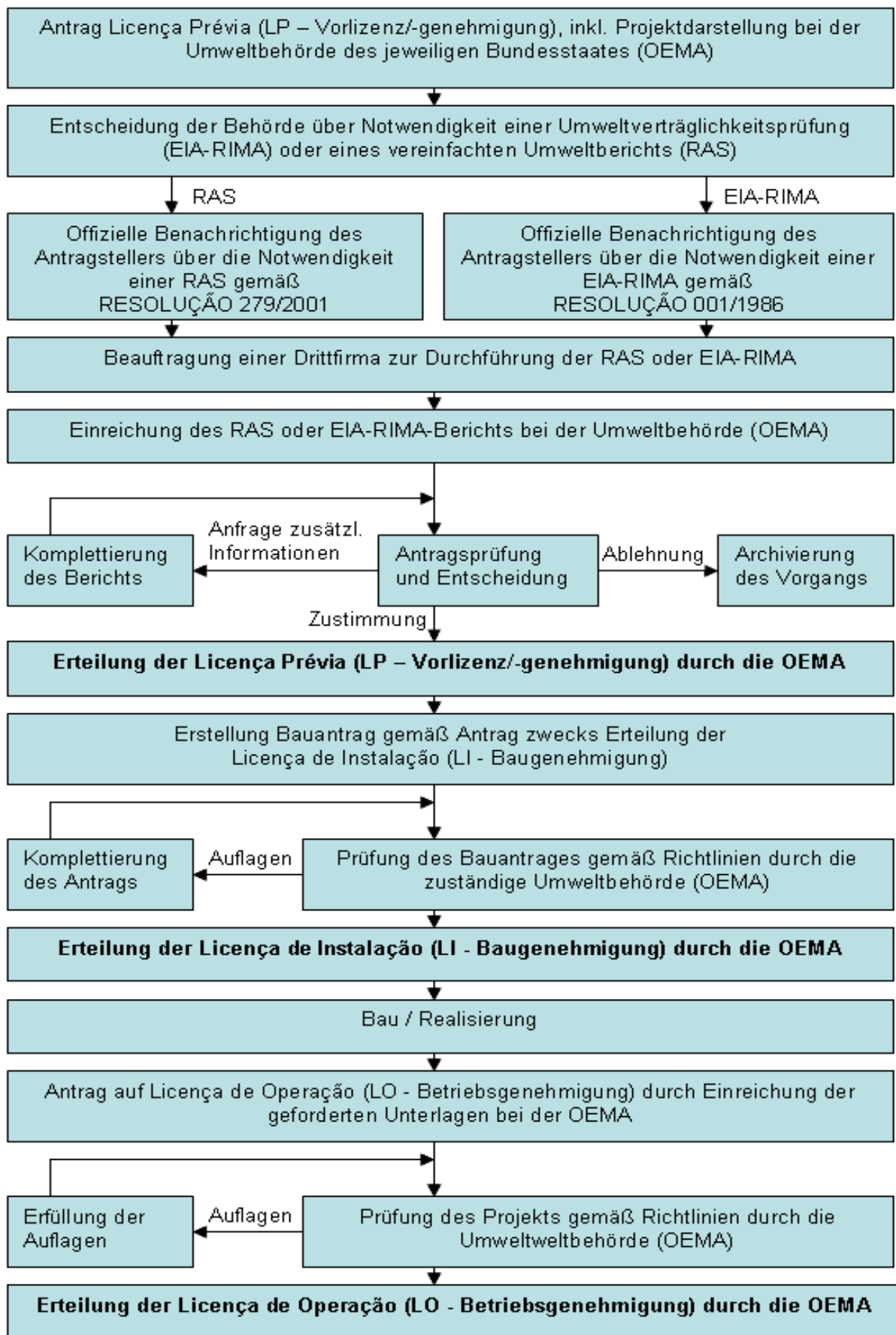


Abb. 7-c: Genehmigungsverfahren in Brasilien – von der Beantragung der Vorlizenz/-genehmigung (LP) bis zur Erteilung der Betriebsgenehmigung (LO) [7.47], [7.48], [7.49].

1. Vorlizenz/-genehmigung (*Licenca Prévia* - LP), 2. Installationslizenz (*Licença de Instalação* - LI) und 3. Betriebslizenz/-genehmigung (*Licença de Operação* – LO). Die Installationslizenz (LI) hat die Bedeutung einer Baugenehmigung und demzufolge kann das Projekt nach dem Erhalt der LI realisiert werden. Nach Bauabschluss prüft die zuständige bundesstaatliche Umweltbehörde (OEMA), ob das Projekt gemäß den Richtlinien umgesetzt worden ist. Im Anschluss daran wird, wenn die OEMA keine Beanstandungen hat, die Betriebsgenehmigung (LO) erteilt. In Abb. 7-d ist das Genehmigungsverfahren schematisch dargestellt.

Für das Auswahlverfahren wurden nur Windkraftprojekte zugelassen, die bereits im Zeitraum der Ausschreibung eine Baugenehmigung (LI) aufweisen konnten [7.41]. Offensichtlich stellte die Erteilung der LI kein entscheidendes Hemmnis für den Ausbau der Windkraft in Brasilien dar¹³⁸, weil bei der Ausschreibung mit 92 zugelassenen Projekten mit einer Gesamtkapazität von 3427,7 MW der Förderrahmen deutlich überschritten wurde.

7.2.2.2 Selektionsprozess der Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA

Der Selektionsprozess der Windkraftprojekte basiert auf den gesetzlichen Grundlagen *Lei 10.438/2002* [7.37], *Lei 10.762/2003* [7.34] und *Decreto 5.025/2004* [7.46]. Danach liegt es in der Verantwortung der Eletrobrás, nach Beendigung der öffentlichen Ausschreibung eine Liste aller Unternehmungen zu erstellen, welche die Auflagen der Ausschreibung erfüllt haben. Die Projekte werden in dieser Liste nach dem Erteilungsdatum der ersten LI aufgeführt. Dieser Liste folgend werden anschließend, beginnend mit dem Projekt mit der ältesten LI, die Windkraftprojekte ausgewählt, wobei sie nach Bundesstaaten¹³⁹ aufgeteilt werden. Erreicht ein Bundesstaat ein Gesamtprojektvolumen von 220 MW (20% des Gesamtfördervolumens)¹⁴⁰ werden keine weiteren Projekte aus diesem Bundesstaat mehr ausgewählt.

Sollte allerdings nach dem ersten Listendurchlauf das Gesamtprojektvolumen von 1.100 MW nicht erreicht worden sein, wird aus der Gesamtkapazität der übrigen zugelassenen Projekte der Anteil pro Bundesstaat errechnet. Im Anschluss daran wird die zu vergebende Restleistung nach dem jeweiligen Leistungsanteil auf die Bundesstaaten verteilt, wobei bei der Projektauswahl wiederum das Ausstellungsdatum der ersten LI maßgeblich ist.

¹³⁸ Die Rechtmäßigkeit der LI des PROINFA-Projekts UEE Elebrás Cidreira 1 mit einer Leistung von 70 MW ist Thema einer gerichtlichen Auseinandersetzung im Bundesstaat Rio Grande do Sul [7.42]. Die Umsetzung dieses Projekts verzögert sich deshalb.

¹³⁹ Brasilien (*República Federativa do Brasil*) umfasst 26 Bundesstaaten und den Bundesdistrikt Brasília.

¹⁴⁰ Bei den Biomasseprojekten lag die Grenze bei ebenfalls 20% pro Bundesstaat und bei der Kleinwasserkraft bei 15% pro Bundesstaat [7.34].

Außerdem ist die Umsetzung der Projekte auf zwei Gruppen beschränkt: Unabhängige (Nicht-autonome) Stromproduzenten (PIE)¹⁴¹ und Unabhängige Autonome Produzenten (PIA)¹⁴². Die Auswahl der Projekte wird nur solange fortgesetzt, bis eine der beiden Gruppen die 550 MW-Marke erreicht. Nach dem Überschreiten dieser Grenze werden nur noch die Projekte der jeweils anderen Gruppe ausgewählt, erneut unter Berücksichtigung des Ausstellungsdatums der Baugenehmigung (LI)¹⁴³ [Abb. 7-d].

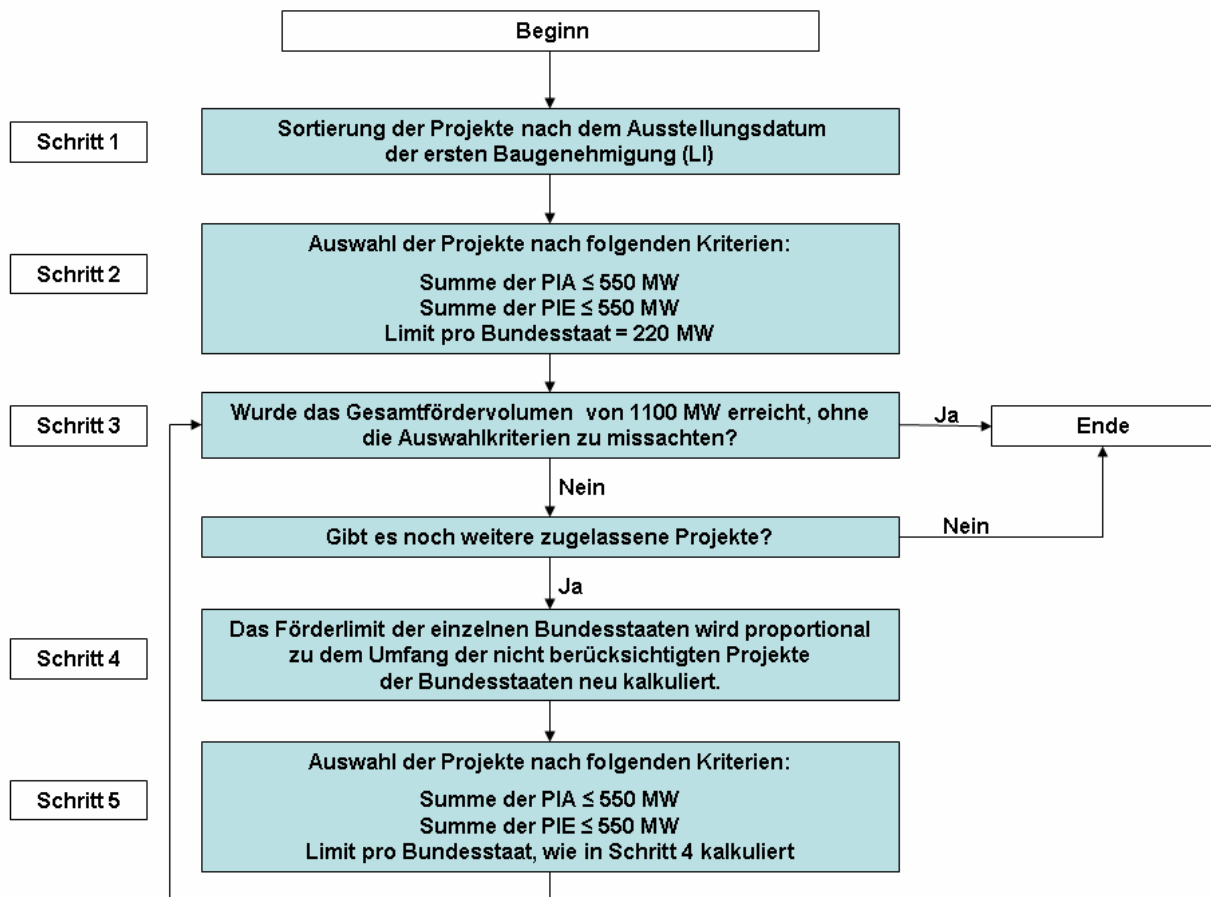


Abb. 7-d: Selektion der Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA [7.41] (Eigene Darstellung).

¹⁴¹ Ein Unabhängiger Stromerzeuger (PIE) ist eine juristische Person oder ein Unternehmenskonsortium. Ein PIE erhält eine Konzession (*concessão*) oder Autorisierung (*autorização*) zur Stromproduktion auf eigene Kosten und Risiko. Den Unabhängigen Stromerzeugern wird der freie Zugang zum Netz gewährt, und sie können bilaterale Verträge über den Stromkauf und -verkauf abschließen [7.43], [7.44], [7.45]. Ein Unabhängiger Nicht-autonomer Stromerzeuger ist im Rahmen des PROINFA ein PIE, der nicht die Charakteristika eines Unabhängigen Autonomen Stromerzeugers (PIA) erfüllt [7.46]. Die Unabhängigen (Nicht-Autonom) Stromproduzenten PIE sind mit EVUs/Konzessionsinhabern verflechtet. EVUs/Konzessionsinhaber können selbst aber nicht als PIE zugelassen werden.

¹⁴² Es handelt sich um einen Unabhängigen Autonomen Stromerzeuger (PIA), wenn die Gesellschaft kein EVU/Konzessionsinhaber (*concessionária*) irgendeiner Form ist, nicht von einem staatlichen EVU (*concessionária de serviço público*) oder einem (privaten) EVU, der im Bereich der Stromerzeugung, -transmission und -verteilung tätig ist, oder dessen Tochterunternehmen, kontrolliert wird oder mit ihm verflechtet ist [7.34].

¹⁴³ Wäre das Gesamtvolumen von 1.100 MW nach dem Selektionsverfahren nicht erreicht worden, wäre eine zweite öffentliche Ausschreibung (*chamada pública*) durchgeführt worden. Wäre in der zweiten öffentlichen Ausschreibung erneut das Gesamtvolumen von 1.100 MW nicht erreicht worden, wäre die Förderrestleistung auf nicht berücksichtigte Biomasse- und Kleinwasserkraftprojekte umverteilt worden [7.46].

7.2.2.3 Motive für die Wahl der Selektionskriterien

Die Auswahl der Projekte nach Ausstellungsdatum der ersten Baugenehmigung hatte zum Ziel, ein faires und möglichst eindeutiges Kriterium für die Auswahl heranzuziehen. Die Projektentwickler, die als sich als erstes um die LI bemüht hatten, sollten im Auswahlverfahren berücksichtigt werden.

Das Bundesstaatenlimit von 220 MW hatte vor allem eine politische Motivation. Durch die Berücksichtigung möglichst vieler Bundesstaaten konnte mit der Zustimmung einer breiten Mehrheit für das Fördergesetz gerechnet werden. In Bezug auf die Windkraft sollte eine starke räumliche Konzentration vermieden werden, um die zum Teil fragilen Netze vor allem im Nordosten nicht zu überlasten und die Netzausbaukosten möglichst gering zu halten.

Mit dem Ausschluss einer direkten Beteiligung der Konzessionsinhaber/EVUs und die Reservierung von 50% des Kraftwerksparks für Unabhängige Autonome Stromanbieter (PIA) sollte eine Vergrößerung der Marktmacht der EVUs verhindert und der Markteintritt neuer Akteure gefördert werden, um mittelfristig mehr Wettbewerb auf dem brasilianischen Strommarkt zu ermöglichen. Die Auswahl hatte demnach neben der Expansion der Windkraftnutzung auch wettbewerbspolitische Ziele.

7.2.2.4 Auswirkungen des Selektionsprozesses

Die Anwendung des Ausstellungsdatums der Baugenehmigung als Auswahlkriterium führt zu mehreren Problemen, weil das Genehmigungsverfahren in den Händen der bundesstaatlichen Umweltbehörden (OEMA) liegt, die nicht über eine homogene Personal- und Infrastrukturausstattung verfügen. Besonders im Nordosten Brasiliens mangelt es in der Regel an qualifiziertem Personal bei den Genehmigungsbehörden [7.47]. Dies führt zu unterschiedlichen Dauern der Genehmigungsverfahren und zu einer Benachteiligung von Projekten in Bundesstaaten mit längeren Bearbeitungszeiten.

Kurz nach der Veröffentlichung der ausgewählten Projekte am 23.06.2004 wurde die Auswahl in Frage gestellt. Die Manipulationsmöglichkeit über eine nachträgliche Rückverlegung des Ausstellungsdatums der LI wurde von Everaldo Feitosa, Vizepräsident der WWEA, in der Öffentlichkeit diskutiert¹⁴⁴ [7.50]. Da die Erteilung von Baugenehmigungen (LI) in den Bundesstaaten in den Verkündungs- und Bekanntmachungsorganen (*Diário Oficial do Estado*) veröffentlicht werden muss, konnte die Richtigkeit des angegebenen Ausstellungsdatums jedoch problemlos überprüft werden.

¹⁴⁴ Eine einstweilige Verfügung wurde von den Unternehmen Bioenergy e SES gegen die Vertragsunterzeichnungen von acht im Rahmen des PROINFA ausgewählten Projekten im Bundesstaat Santa Catarina erwirkt [7.50].

Das 550 MW-Limit für PIE versuchte die spanische EVU Iberdrola mit der Gründung einer zweiten Tochterfirma zu umgehen. Von der Tochterfirma Enerbrasil, die sich im Rahmen der Ausschreibung korrekt als PIE einstuft, wurden Projekte mit einer Gesamtkapazität von 243,3 MW ausgewählt. Über die Gründung der Firma Heraklion, angeblich unabhängig von Iberdrola, wurden, weil sie als PIA bei der Ausschreibung angemeldet war, weitere 192 MW ausgewählt. Eine einstweilige Verfügung der Unternehmen Bioenergy und SES führte zur Suspendierung der Vertragsunterzeichnungen der betroffenen Firmen Enerbrasil und Heraklion [7.51]. Heraklion zog sein Projekt daraufhin zurück und die Elektrobrás führte nach zwei weiteren Projektaufgaben eine erste Reklassifikation durch, dessen Ergebnis Mitte Juli 2004 veröffentlicht wurde [7.52]. In der Folge weiterer insgesamt fünf Projektaufgaben und dreier Disqualifizierungen¹⁴⁵ wurden im August und September weitere Reklassifizierungen durchgeführt [7.53], [7.54].

Der Auswahlprozess war damit noch nicht beendet. Der im PROINFA festgeschriebene Anteil von 1.100 MW pro Energieträger wurde im Segment der Biomasse auch nach der zweiten Ausschreibung nicht erreicht. Die überzählige Förderkapazität wurde gesetzeskonform auf die anderen förderfähigen Energieträger, Windkraft und Kleinwasserkraft, verteilt [7.34]. Dadurch erhöhte sich die förderfähige Gesamtkapazität der Windkraftkraftanlagen im Rahmen des PROINFA auf knapp 1.423 MW. Im Februar und März 2005 wurde mit der Auswahl der zusätzlichen Projekte der Selektionsprozess beendet.

Tab. 7-c: Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA – Ausschreibung und Selektion [7.52], [7.53], [7.54], [7.26], [7.27].

Bundesstaat	Region	Zone*	Zur Ausschreibung zugelassene Projekte		Im Rahmen des PROINFA ausgewählte Projekte	
			Anzahl	MW	Anzahl	MW
Bahia (BA)	Nordosten	Zone 2	1	192,0	0	0
Ceará (CE)	Nordosten	Zone 2	20,5	780,9	14	500,5
Paraíba (PB)	Nordosten	Zone 2	13	64,9	13	64,9
Pernambuco (PE)	Nordosten	Zone 2	7	142,8	5	21,3
Piauí (PI)	Nordosten	Zone 2	1	70,6	1	17,9
Rio de Janeiro (RJ)	Südosten	Zone 4	6	277,3	2	163,1
Rio Grande do Norte (RN)	Nordosten	Zone 2	15,5	940,5	3	201,1
Rio Grande do Sul (RS)	Süden	Zone 6	14	614,2	5	227,6
Santa Catarina (SC)	Süden	Zone 6	14	344,7	11	226,7
Gesamt			92	3427,7	54	1422,9

*Zoneneinteilung aus Abb. 2-j

¹⁴⁵ Drei Windkraftprojekte wurden desklassifiziert, weil deren Referenzenergie (*Energia de Referência*) nicht ermittelt worden war [7.53].

EVUs/Konzessionsinhaber verfügen im Gegensatz zu einigen Vorhabensträgern in der Regel über ein ausreichendes technisches Know-how, um als Projektierer und Betreiber von Windparks zu fungieren. Der Ausschluss der EVUs führt voraussichtlich zu einer Verringerung der Umsetzungsgeschwindigkeit des PROINFA im Windkraftsegment [7.22].

Das Kapazitätslimit von 220 MW pro Bundesstaat hatte wegen der geringen Anzahl der partizipierenden Bundesstaaten und durch das Aufstocken der Förderkapazität nur eine geringe praktische Bedeutung. Wie in Tab. 7-c deutlich wird, überschreiten neben dem Bundesstaat Ceará zwei weitere Staaten das ursprüngliche Limit.

Der Auswahlprozess hatte neben der deutlichen Verzögerung der Projektrealisierung einen weiteren negativen Effekt. Die Projektentwickler hatten bis zur Veröffentlichung der ausgewählten Projekte keine Gewissheit, ob ihre Projekte realisiert werden könnten. Sie haben deshalb vor dem Auswahlverfahren die Anstrengungen in die Entwicklungen der Projekte begrenzt. Eine Konsequenz dieser Zurückhaltung könnte sein, dass nach einer genaueren Bewertung der Standortbedingungen diese sich als schlechter als erwartet herausstellen und eine wirtschaftliche Umsetzung des Projekts in Frage stellt [7.22].

7.2.3 Nationalisierungsgrad von Equipment und Dienstleistungen

Im Rahmen der ersten Phase des PROINFA können nur Projektentwickler/Stromproduzenten gefördert werden, die im Rahmen des Projekts einen Nationalisierungsgrad (*grau de nacionalização*) von Equipment und Dienstleistungen von mindestens 60% nachweisen können. In der bisher nicht näher definierten 2. Phase des PROINFA soll der Nationalisierungsgrad 90% erreichen [7.34].

Der Nationalisierungsgrad ist der brasilianische Anteil am Gesamtwert von Equipment und Dienstleistungen und wird während der Konstruktion und nach Betriebsbeginn der Windkraftanlage durch die ANEEL überprüft. Der Nationalisierungsgrad (NG) wird mit folgender Formel errechnet [7.55]:

$$NG = [1 - (IW / GW)] \times 100 \quad (7.1)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
NG	Nationalisierungsgrad des Equipments und der Dienstleistungen	variabel	%
IW	Importwert des Equipments und der Dienstleistungen der WEA	variabel	R\$
GW	Gesamtwert des Equipments und der Dienstleistungen der WEA	variabel	R\$

IW ist der Importwert des Equipments und der Dienstleistungen, der folgendermaßen zusammengesetzt ist:

- Wert FOB¹⁴⁶ der direkt vom Fabrikanten importierten Komponenten, die in die Windkraftanlage integriert wurden¹⁴⁷,
- Wert FOB der direkt vom Käufer importierten Komponenten, die in die Windkraftanlage integriert wurden¹⁴⁷,
- Wert der Komponenten, die von Dritten importiert wurden und die auf dem internen Markt erworben wurden¹⁴⁸,
- Wert der im Ausland abgeschlossenen Dienstleistungsverträge in ausländischer Währung (ausgenommen Steuern),
- Gebühren und andere Ausgaben, die in ausländischer Währung bezahlt wurden (ausgenommen Steuern).

GW ist der Gesamtwert, der folgendermaßen zusammengesetzt ist:

- Wert IW,
- Wert der nationalen Komponenten, die auf dem inländischen Markt erworben wurden (ausgenommen der Steuern IPI und ICMS),
- Wert der in Brasilien abgeschlossenen Dienstleistungsverträge in nationaler Währung (ausgenommen Steuern),
- Gebühren, Mieten und weitere Ausgaben in nationaler Währung (ausgenommen der Steuern).

7.2.3.1 Motive für die Einführung eines Nationalisierungsgrads

Der Implementierung eines Nationalisierungsgrads lagen wirtschaftspolitische Überlegungen zu Grunde. Die brasilianische Regierung hoffte, einen Großteil der Wertschöpfung nach Brasilien verlagern zu können, indem sie die PROINFA-Förderung an die Verpflichtung zur Importsubstitution eines beträchtlichen Teils der Anlagenkomponenten und Dienstleistungen koppelte. Neben der nationalen Wertschöpfung sind der Technologietransfer und die Schaffung von mehr als 150.000 direkten und indirekten Arbeitsplätzen weitere politische Ziele des PROINFA. Allein im strukturschwachen Nordosten erwartet man im Zuge des PROINFA die Schaffung von mehr als 40.000 neuen Arbeitsplätzen [7.56], [7.57]. Für die Windkraftanlagenhersteller bedeutet die Einführung des Nationalisie-

¹⁴⁶ International vereinheitlichte Klausel FOB (*Free on Board*) – „Der Übergang von Transportkosten und -risiken findet an der Ladekante des Schiffes (Reling) im benannten Verschiffungshafen statt [z. B. FOB Hamburg]. Der Verkäufer muss die Ware zur Ausfuhr freimachen“ [7.58].

¹⁴⁷ Die Werte verstehen sich zuzüglich Transportkosten, Transportversicherung und Importzoll. Die Werte in ausländischer Währung sollen unter Berücksichtigung des Verkaufskurses der jeweiligen Währung (*taxa de venda do câmbio comercial*) am Tag der Unterzeichnung der Lieferverträge über das Equipment und die Dienstleistungen in Real konvertiert werden [7.55]. Wenn der Transportkosten und Versicherung in nationaler Währung abgerechnet werden und der Transport von einem Schiff unter brasilianischer Flagge durchgeführt wird bzw. es sich um eine brasilianische Versicherung handelt, werden Transport und Versicherung als nationale Dienstleistungen angesehen.

¹⁴⁸ Die Steuern IPI und ICMS sind ausgenommen. Wenn Transportkosten und Versicherung in nationaler Währung abgerechnet werden und der Transport von einem Schiff unter brasilianischer Flagge durchgeführt wird bzw. es sich um eine brasilianische Versicherung handelt, werden Transport und Versicherung als nationale Dienstleistungen angesehen.

rungsgrads, dass sie lediglich über den Aufbau einer Anlagenproduktion in Brasilien auf dem neuen Markt Fuß fassen können.

7.2.3.2 Auswirkungen des Nationalisierungsgrads

Erst im Mai 2007 wurden die Ausführungsbestimmungen in Bezug auf den Nationalisierungsgrads (NG) in der PORTARIA 086/2007 veröffentlicht [7.55]. Die Akteure auf dem brasilianischen Windmarkt haben demnach erst rund zwei Jahre nach Unterzeichnung der PROINFA-PPAs die exakte Berechnungsgrundlage des NG erfahren und den damit verbundenen bürokratischen Aufwand, den vor allem die Anlagenbetreiber aber zum Teil auch die Anlagenhersteller zu tragen haben.

Trotz intensiver Bemühungen der brasilianischen Regierung konnten bisher keine weiteren Windkraftanlagenhersteller, außer der bereits seit 1996 in Brasilien produzierenden Wobben Windpower Ind. e Com. Ltda., vom Aufbau einer Windkraftanlagenproduktion in Brasilien überzeugt werden [Kap. 2.2.2]. Die Gründe für die Zurückhaltung der Anlagenhersteller im Bezug auf den Standort Brasilien sind der relativ kleine Markt der ersten Phase des PROINFA in Kombination mit dem Mangel an Investitionssicherheit wegen der bisher ungeklärten politischen und legislativen Rahmenbedingungen für die Windkraftnutzung nach Beendigung der ersten Phase des PROINFA [Kap. 7.2.1], [7.22], [7.59]. Außerdem hat sich der Markt für Windkraftanlagen in Lateinamerika - trotz des Booms in Europa, USA und Asien - bisher wenig entwickelt, und die Absatzmöglichkeiten in der Region sind dementsprechend begrenzt. Produktionsstandorte in anderen Ländern scheinen in der derzeitigen Weltmarktsituation attraktiver zu sein als ein Standort in Brasilien.

Eine Windkraftanlage für ein Projekt im Rahmen des PROINFA kann derzeit wegen des Nationalisierungsgrads von 60% lediglich von der Wobben Windpower produziert werden. Der Monopolanbieter Wobben Windpower kann, aufgrund der weltweiten großen Nachfrage nach Windkraftanlagen und der damit verbundenen Auslastung der Produktionsstätten, die Preise auf dem brasilianischen Markt diktieren (Stand: August 2007) [Kap. 2.2.2]. Die aktuelle Marktsituation hat dementsprechend negative Auswirkungen auf die Kostensituation und allgemein auf die Umsetzung der Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA.

7.3 Ausgestaltung der Basiselemente von *Feed-In Laws* im PROINFA

7.3.1 Differenzierte Einspeisevergütungen für Windkraftanlagen

Das PROINFA ist in einigen Bereichen an die deutsche Einspeisegesetzgebung angelehnt [7.1]. Dies wird u. a. bei den Vergütungen deutlich. Im Stromeinspeisegesetz wurde eine

Mindestvergütung für die Windstromeinspeisung von 90% des durchschnittlichen Endverbrauchertarifs festgelegt [7.60]¹⁴⁹. Im PROINFA liegt die gesetzlich festgelegte Vergütung für die Windkraft bei ebenfalls mindestens 90% des nationalen Stromdurchschnittstarifes der Endverbraucher in den letzten zwölf Monaten [7.34].

Bei der Regulierung des PROINFA im März 2004 wurde das Discounted Cash-Flow-Verfahren (DCF-Verfahren), eine Standardmethode zur Bewertung von Unternehmen und Investitionsprojekten, als Berechnungsmethode der Einspeisevergütungen angewendet [7.46]. Mit dem DCF-Verfahren, dessen Struktur in Abb. 7-e dargestellt ist, wurden unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Parametern die potenziellen *Internal Return Rates* (IRR) von Windkraftprojekten in Abhängigkeit von ihrem Kapazitätsfaktor errechnet [EI 7], die als Entwicklungsbasis für das Einspeisesystem dienten, das in der Verordnung PORTARIA 045/2004 veröffentlicht wurde [7.61]. Die Berechnung der Einspeisetarife auf Basis der DCF-Methode erfolgte unter Berücksichtigung folgender Parameter:

- Kommerzieller Betrieb von 20 Jahren,
- Eigenkapitalverzinsung, die dem verringertem Risiko infolge der Preis- und Stromabnahmegarantie Rechnung trägt,
- Effizienzniveaus, die dem technologischem Stand und den nationalen Energiepotenzialen entsprechen,
- Einheitskosten für jede Energiequelle inklusive der Netzanschlusskosten,
- Geschätzter Residualwert,
- Geschätzte Betriebskosten und sonstige Ausgaben und Gebühren,
- Geschätzte Anlagenverfügbarkeit und Stromverbrauch der Anlagen,
- Spezielle Finanzierungsbedingungen,
- Verhältnis zwischen Eigenkapital und Drittmittel, das der gängigen Praxis auf dem Stromerzeugungsmarkt entspricht,
- Preisnachlässe in der Gesetzgebung für die Benutzung der Übertragungs- und Verteilungsnetzes,
- Abschreibungsmodalitäten der jeweiligen Energiequelle,
- Einnahmen aus kommerzialisierbaren Sub- und Coprodukten [7.46].

Bei der Anwendung der DCF-Methode werden die zukünftigen Cash-Flows prognostiziert, die wiederum auf der Prognose u. a. der Einnahmen- und Ausgabenentwicklung des Unternehmens bzw. Investitionsprojektes beruhen. In den Unterkapiteln 7.3.1.4 und 7.3.1.5 wird die Prognoseproblematik bei der Anwendung der DCF-Methode, bezogen auf die Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA, untersucht. Für die theoretischen Grundla-

¹⁴⁹ In Deutschland stockten eine Reihe von Lokalversorgern, wie z. B. die Stadtwerke Aachen oder die Stadtwerke Bonn, die Mindestvergütung für Stromeinspeisung aus PV-Anlagen auf, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten [7.59].

gen des DCF-Verfahrens verweist der Autor auf die entsprechende Fachliteratur zu dem Thema [7.63], [7.64], [7.65].

Struktur der Discounted Cash-Flow-Methode (DCF-Methode) zur Berechnung der Einspeisevergütung im Rahmen des PROINFA

Einnahmen aus dem Stromverkauf – PPA
(–) Verluste
(–) Steuern auf die Einnahmen (PIS/PASEP, COFINS, CPMF)
(=) Betriebseinnahmen
(–) Kosten / Betriebsausgaben (Fixkosten, variable Kosten, Betriebsversicherung, Stromtransportkosten, Brennstoffkosten, durchschnittliche Abschreibung, Aufschiebung von vorbetrieblichen Ausgaben, Kontrolle/Aufsicht der ANEEL)
(=) Betriebsgewinn
(–) Finanzierungskosten (Finanzierungs-/ Fremdkapitalzinsen, Eigenkapitalzinsen – begrenzt auf TJLP)
(+) CPMF
(=) Vorsteuergewinn
(–) Steuern auf den Vorsteuergewinn (Körperschaftsteuer, Sozialbeiträge, IRRF)
(–) CPMF
(=) Gewinn

Gewinn
(+) Durchschnittliche Abschreibung
(+) Aufschiebung von vorbetrieblichen Ausgaben
(+) Eigenkapitalzinsen - begrenzt auf TJLP
(+) Residualwert
(–) Tilgung der Finanzierung
(+) Finanzierung
(–) Investitionskosten
(–) Steuern im Rahmen der Bautätigkeit (<i>Impostos na construção</i>)
(=) Netto-Cash-Flow

Abb. 7-e: Struktur der zur Berechnung der Einspeisevergütung im Rahmen des PROINFA angewendeten Discounted Cash-Flow-Methode (DCF-Methode) [EI 7] (Eigene Darstellung).

7.3.1.1 Einspeisevergütung in Abhängigkeit vom Kapazitätsfaktor

Der Hauptzweck des Einspeisesystems im Rahmen des PROINFA ist es, den Windkraftprojekten in einem bestimmten Kapazitätsfaktorenintervall, eine *Internal Return Rate* (IRR) zu garantieren, die einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht und gleichzeitig eine Überförderung verhindert. Für jedes einzelne Windkraftprojekt wird deshalb die Einspeisevergütung (V) in Abhängigkeit von dem individuellen Kapazitätsfaktor (CF) bestimmt.

Der errechnete Kapazitätsfaktor (CF_c) ist das Verhältnis zwischen der **erwarteten** eingespeisten bzw. **vertraglich fixierten Jahresstrommenge** (FE) zur Jahresstrommenge bei Dauerbetrieb des Windparks mit Nennleistung. FE verändert sich im Rahmen des PROINFA während des gesamten Vergütungszeitraums von 20 Jahren in der Regel nicht. Der verifizierte Kapazitätsfaktor (CF_v) ist hingegen das Verhältnis zwischen der **tatsächlich eingespeisten Jahresstrommenge** (EE_n) zur Jahresstrommenge bei Dauerbetrieb

des Windparks mit Nennleistung. CFc und CFv lassen sich mit folgenden Formeln mathematisch darstellen:

$$CF := CF(E_h, P, h) = E_h / (P \times h) \quad (7.2)$$

$$CF_c := CF(FE) = FE / (P \times h_J) \quad (7.3)$$

$$CF_v := CF(EE_n) = EE_n / (P \times h_J) \quad (7.4)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
CF	Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von E_h und P im Bezugszeitraum h	variabel	
E_h	Stromerzeugung im Bezugszeitraum h	variabel	MWh
h	Bezugszeitraum h	variabel	Stunden
P	Nennleistung	variabel	MW
CF_c	Errechneter Kapazitätsfaktor (<i>Capacity Factor</i>) in Abhängigkeit von FE	variabel	
FE	Vertraglich fixierte Jahresstrommenge	variabel	MWh
CF_v	Verifizierter Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von EE_n	variabel	
EE_n	Tatsächlich eingespeiste Strommenge im Bezugsjahr n	variabel	MWh
n	Bezugsjahr	variabel	Jahr
h_J	Jahresstunden	8760	Stunden

Der errechnete Kapazitätsfaktor (CF_c) ist von der **erwarteten** eingespeisten bzw. **vertraglich fixierten** Strommenge (FE) abhängig. Die FE errechnet sich aus der Referenzenergie (RE)¹⁵⁰, dem Eigenverbrauch und den Energieverlusten bis zum Netzverknüpfungspunkt. Der verifizierte Kapazitätsfaktor (CF_v) ist hingegen von der **tatsächlich eingespeisten** Strommenge (EE_n) abhängig.

$$FE(RE, VN, EV) = RE \times (1 - VN / 100) - EV \quad (7.5)$$

$$EE_n = \sum_{x=(n \times 12) - 11}^{n \times 12} EE_{mon_x} \quad (7.6)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
$FE(RE, VN, EV)$	Vertraglich fixierte Jahresstrommenge	variabel	MWh
RE	Referenzenergie (<i>Reference Energy</i>)	variabel	MWh
VN	Energieverluste bis zum Netzverknüpfungspunkt	variabel	%
EV	Eigenverbrauch	variabel	MWh
EE_n	Tatsächlich eingespeiste Strommenge im Bezugsjahr n	variabel	MWh
EE_{mon_x}	Tatsächlich eingespeiste Strommenge im Bezugsmonat x	variabel	MWh
x	Bezugsmonat	variabel	Monate
n	Bezugsjahr	variabel	Jahr

Unabhängig von der tatsächlich eingespeisten Strommenge (EE_n) hat sich die Eletrobrás vertraglich dazu verpflichtet, mindestens 70% der vertraglich fixierten Strommenge wäh-

¹⁵⁰ Die Referenzenergie (RE) ist der erwartete Wert der jährlichen Stromproduktion in MWh unter Berücksichtigung der geplanten und erzwungenen Nichtverfügbarkeit des Kraftwerks [7.66]. Zur Berechnung der Referenzenergie werden insgesamt dreizehn vom MME bestimmte Faktoren einbezogen, die von den Vorhabensträgern bei der Ausschreibung im Rahmen des PROINFA angegeben werden mussten [7.41].

rend der Laufzeit der Finanzierung zu vergüten und in Monatsraten auszuzahlen [Kap. 7.4], [7.69]. Diese Klausel gibt den Vorhabensträgern einen Anreiz, eine möglichst hohe Referenzenergie (RE) anzugeben, weil dadurch die garantierten monatlichen Mindestzahlungen der Eletrobrás während der Finanzierungsperiode höher ausfallen.

Die Referenzenergie (RE) und demzufolge auch die vertraglich fixierte Jahresstrommenge (FE) ändern sich nach der jährlichen Abrechnung lediglich, wenn die tatsächlich eingespeiste Strommenge (EE_n) ab Betriebsbeginn der Stromerzeugungsanlage unter 70% der Referenzenergie (RE) liegt [7.68]¹⁵¹. Die neue Referenzenergie (RE_{rev}) ist identisch mit dem Durchschnittswert der tatsächlich eingespeisten Strommenge (EE_n) seit Betriebsbeginn.

$$RE_{rev} = \left[\left(\sum_{x=1}^z EE_{mon_x} \right) / h_B \right] \times h_J \quad (7.7)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
RE _{rev}	Angepasste Referenzenergie	variabel	MWh
EE _{mon_x}	Tatsächliche eingespeiste Strommenge im Bezugsmonat x	variabel	MWh
h _B	Gesamtstunden seit Betriebsbeginn	variabel	Stunden
h _J	Jahresstunden	8760	Stunden
x	Bezugsmonat	variabel	Monate
z	Monate seit Betriebsbeginn	variabel	Monate

Die Einspeisevergütung (V) im PROINFA ist neben dem bereits erläuterten Kapazitätsfaktor (CF) auch von der Inflationsentwicklung abhängig, da ein jährlicher Inflationsausgleich nach dem Inflationsindex IGP-M in Abhängigkeit vom **Datum der Vertragsunterzeichnung des PPA** mit der Eletrobrás durchgeführt wird [Kap. 7.3.1.2]:

$$V_n := V(CF, I_n) = V(CF, I_0) \times (1 + I_n) \quad (7.8)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
V _n	Einspeisevergütung in Abhängigkeit von CF und I im Jahr n	variabel	R\$/MWh
CF	Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von E _h und P im Bezugszeitraum h	variabel	
I _n	Inflationsanpassung von V im Bezugsjahr n	variabel	%
n	Bezugsjahr	variabel	Jahr

¹⁵¹ Vor der Verabschiedung der RESOLUÇÃO NORMATIVA 269/2007 [7.68] wurde der errechnete Kapazitätsfaktor (CF_c) nach zwei Jahren durch den verifizierten Kapazitätsfaktor (CF_v) ersetzt, der aus der realen Stromproduktion der ersten zwei Jahre ermittelt wurde. Während des gesamten Vergütungszeitraums sollte der Kapazitätsfaktor im Zweijahresabstand überprüft und korrigiert werden, wobei der Durchschnittswert der Stromproduktion des gesamten Betriebszeitraums bei der Berechnung des neuen verifizierten Kapazitätsfaktors zugrunde gelegt werden sollte. Die Kapazitätsfaktoren und die angepassten Einspeisevergütungen sollten jeweils in den zwei Jahren bis zur nächsten Revision gelten [7.66], [7.70]. Die RESOLUÇÃO NORMATIVA 269/2007 [7.68] hatte die Abschaffung der obligatorischen bianualen Anpassung der Kapazitätsfaktoren zum Ziel [7.71], [7.62].

Bis zu dem minimalen Kapazitätsfaktor (CFmin) wird eine maximale Einspeisevergütung (Vmax) gezahlt. Bei einem Kapazitätsfaktor von CFmax oder höher wird der Windstrom mit dem minimalen Einspeisetarif (Vmin) vergütet [Tab. 7-d]. Vmin und Vmax werden folgendermaßen definiert:

$$V_{\min} := V(CF_{\max}, I_0) \quad (7.9)$$

$$V_{\max} := V(CF_{\min}, I_0) \quad (7.10)$$

$$V_{\min_n} := V(CF_{\max}, I_n) \quad (7.11)$$

$$V_{\max_n} := V(CF_{\min}, I_n) \quad (7.12)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
Vmin	Minimale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei CF=CFmax am Basiszeitpunkt (März 2004)	180,18	R\$/MWh
Vmax	Maximale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei CF=CFmin am Basiszeitpunkt (März 2004)	204,35	R\$/MWh
Vmin _n	Minimale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei CF=CFmax im Bezugsjahr n	variabel	R\$/MWh
Vmax _n	Maximale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei CF=CFmin im Bezugsjahr n	variabel	R\$/MWh
CFmax	Maximaler Kapazitätsfaktor im Rahmen des PROINFA - bei höheren CF verringert sich V nicht weiter	0,4193	
CFmin	Minimaler Kapazitätsfaktor im Rahmen des PROINFA - bei geringeren CF erhöht sich V nicht weiter	0,3240	
I ₀	Inflationsanpassung von V am Basiszeitpunkt (März 2004)	0	%
I _n	Inflationsanpassung von V im Bezugsjahr n	variabel	%
n	Bezugsjahr	variabel	Jahr

Der Unterschied zwischen der Vergütung der vertraglich fixierten und der tatsächlich eingespeisten Strommenge besteht lediglich in der Abhängigkeit vom errechneten Kapazitätsfaktor (CFc) bzw. dem verifizierten Kapazitätsfaktor (CFv). **Im PROINFA entscheidet der Wert des errechneten Kapazitätsfaktors (CFc) über die Höhe der Einspeisevergütung (V).** Die Grundlage der Vergütungsberechnung ist somit die **erwartete** und **nicht die tatsächliche Stromeinspeisung**. Im Intervall zwischen CFmin und CFmax wird die Einspeisevergütung (V) generell mittels linearer Interpolation zwischen Vmax und Vmin berechnet.

$$VFE_n := V(CF_c, I_n) = V_{\max_n} - (V_{\max_n} - V_{\min_n}) / [(CF_{\max} - CF_{\min}) \times (CF_c - CF_{\min})] \quad (7.13)$$

$$VEE_n := V(CF_v, I_n) = V_{\max_n} - (V_{\max_n} - V_{\min_n}) / [(CF_{\max} - CF_{\min}) \times (CF_v - CF_{\min})] \quad (7.14)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
VFE _n	Vergütung der vertraglich fixierten Jahresstrommenge in Abhängigkeit von CFc und I im Bezugsjahr n	variabel	R\$/MWh
CFc	Errechneter Kapazitätsfaktor (<i>Capacity Factor</i>)	variabel	
VEE _n	Vergütung der tatsächlich eingespeisten Strommenge in Abhängigkeit von CFv und I im Bezugsjahr n	variabel	R\$/MWh
CFv	Verifizierter Kapazitätsfaktor (<i>Capacity Factor</i>)	variabel	
I _n	Inflationsanpassung von V im Bezugsjahr n	variabel	%

Die Einspeisevergütung (V) ist im Intervall zwischen CFmin und CFmax umso höher, je niedriger der Kapazitätsfaktor (CF) ist [Tab. 7-d].

Tab. 7-d: Relation zwischen Kapazitätsfaktor und Einspeisevergütungssätzen in Brasilien [7.61].

Kapazitätsfaktor (CF)	0,419347 (CFmax)	0,4	0,38	0,36	0,34	0,324041 (CFmin)
Einspeisevergütung (V) in R\$/MWh (März 2004)	180,18 (Vmin)	185,09	190,16	195,23	200,30	204,35 (Vmax)
Einspeisevergütung in €/MWh (März 2004)	50,29	51,66	53,07	54,49	55,91	57,04

Die Gesamtvergütung (GV) ergibt sich im Allgemeinen aus der Multiplikation der Einspeisevergütung (V) mit einer bestimmten erzeugten Strommenge (E). Die vertraglich fixierte monatliche Gesamtvergütung (GVFEmon_x) ergibt sich aus der Multiplikation der vertraglich fixierten Strommenge pro Monat (FE/12) mit dem Einspeisetarif (VFE).

$$GV_n := GV(E, V_n) = E \times V_n \quad (7.15)$$

$$GVFEmon_x := GV(FE / 12, VFE_n) = (FE / 12) \times VFE_n \quad (7.16)$$

$$GVEEmon_x := GV(EEmon_x, VEE_n) = EEmon_x \times VEE_n \quad (7.17)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
GV _n	Gesamtvergütung in Abhängigkeit von E und V _n	variabel	R\$
E	Strommenge	variabel	MWh
V _n	Einspeisevergütung in Abhängigkeit von CF und I im Jahr n	variabel	R\$/MWh
GVFEmon _x	Monatliche Gesamtvergütung in Abhängigkeit von FE und VFE _n im Bezugsmonat x	variabel	R\$
FE	Vertraglich fixierte Jahresstrommenge	variabel	MWh
VFE _n	Vergütung der vertraglich fixierten Jahresstrommenge in Abhängigkeit von CF _c und I im Bezugsjahr n	variabel	R\$/MWh
GVEEmon _x	Monatliche Gesamtvergütung in Abhängigkeit von EEmon _x und VEE _n im Bezugsmonat x	variabel	R\$
EEmon _x	Tatsächlich eingespeiste Strommenge pro Monat im Bezugsmonat x	variabel	MWh
VEE _n	Vergütung der tatsächlich eingespeisten Strommenge in Abhängigkeit von CF _v und I im Bezugsjahr n	variabel	R\$/MWh
x	Bezugsmonat	variabel	Monate
n	Bezugsjahr	variabel	Jahre

Die Einspeisevergütung (V) im Rahmen des PROINFA fällt im Intervall von CFmin bis CFmax linear um knapp 11,83%. Erst bei einer linearen Absenkung der Einspeisevergütung von CFmin bis CFmax um ca. 22,73% würde die Gesamtvergütung, unabhängig von der eingespeisten Strommenge, in dem Intervall konstant bleiben. Trotz der im Vergleich zu einer einheitlichen Einspeisevergütung geringeren prozentualen Einnahmenezuwächse besteht bei der PROINFA-Regelung, unabhängig von der Höhe des Kapazitätsfaktors, somit ein Anreiz möglichst viel Strom einzuspeisen bzw. einen möglichst hohen Kapazitätsfaktor (CF_c) anzugeben. Im Bereich unterhalb von CFmin und oberhalb vom CFmax

wirkt sich der Anstieg des Kapazitätsfaktors stärker auf die Gesamtvergütung aus als im geschlossenen Intervall zwischen CFmin und CFmax und die Anreize sind dementsprechend größer [Abb. 7-f].

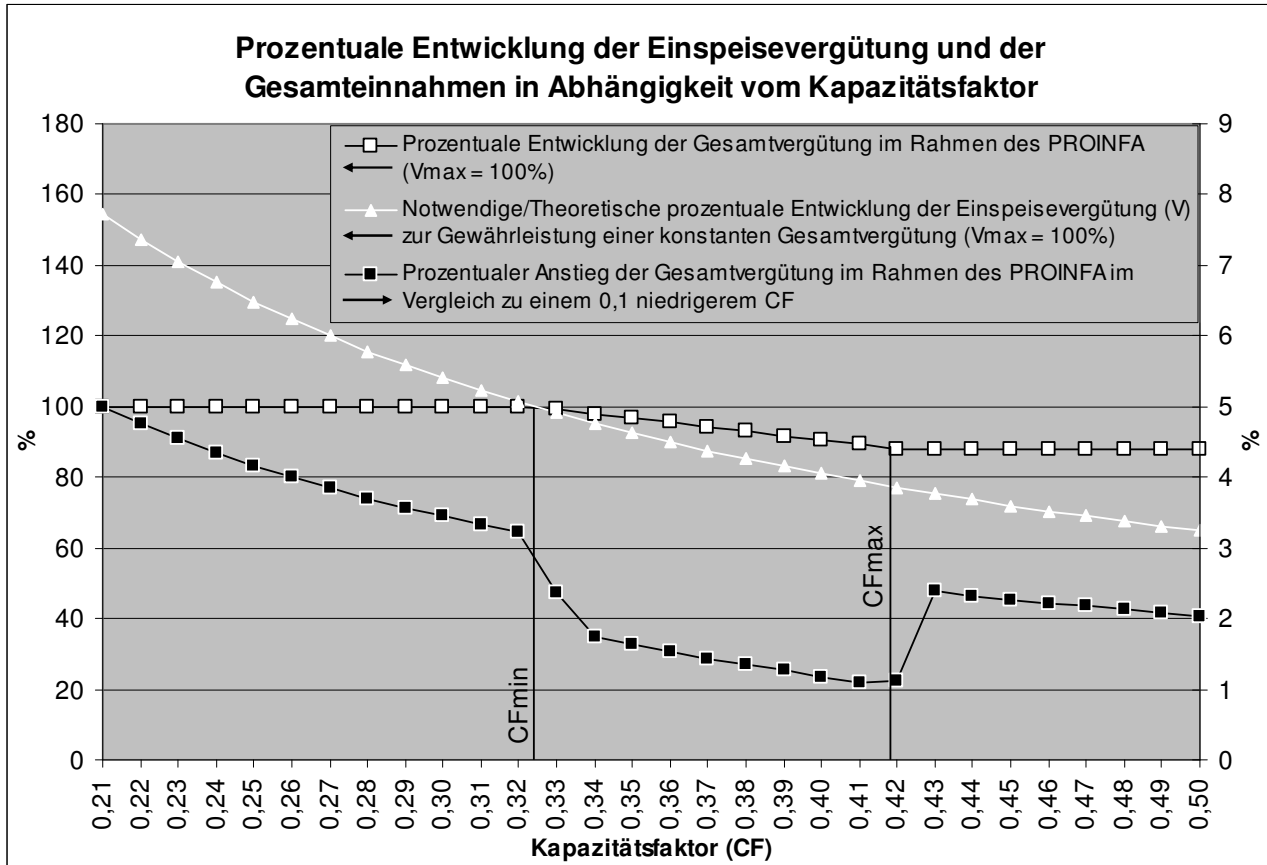


Abb. 7-f: Prozentuale Entwicklung der Einspeisevergütung und der Gesamtvergütung in Abhängigkeit vom Kapazitätsfaktor [7.72] (Eigene Darstellung).

Die Höhe der Differenz zwischen der tatsächlich eingespeisten Strommenge (EE_n) und der vertraglich fixierten Strommenge (FE) wirkt sich somit auf die Einnahmenüberschüsse bzw. -fehlbeträge der Windkraftanlagenbetreiber aus. Liegt der verifizierte Kapazitätsfaktor (CF_v) beispielsweise 20% unter dem errechneten Kapazitätsfaktor (CF_c), resultieren daraus bei konstanter Einspeisevergütung (V) Einnahmenüberschüsse des Windparkbetreibers von 25%. Im Intervall zwischen $CF_{\min}$ und $CF_{\max}$ sinken die zuviel gezahlten Einnahmen stetig auf 11,80%. Einnahmenüberschüsse zwischen 2,25% und 5,26% ergeben sich, wenn der CF_v lediglich 5% unter dem CF_c liegen sollte [Abb. 7-g]. Für Anlagenbetreiber lohnt es sich die Determinanten der Referenzenergie (RE) zu manipulieren, um sich eine überhöhte Vorauszahlung zu sichern. Allerdings sollte die EE_n in jedem Jahr mindestens 70% der RE erreichen, da sonst die RE auf Basis des CF_v neu berechnet wird [Formel 7.7].

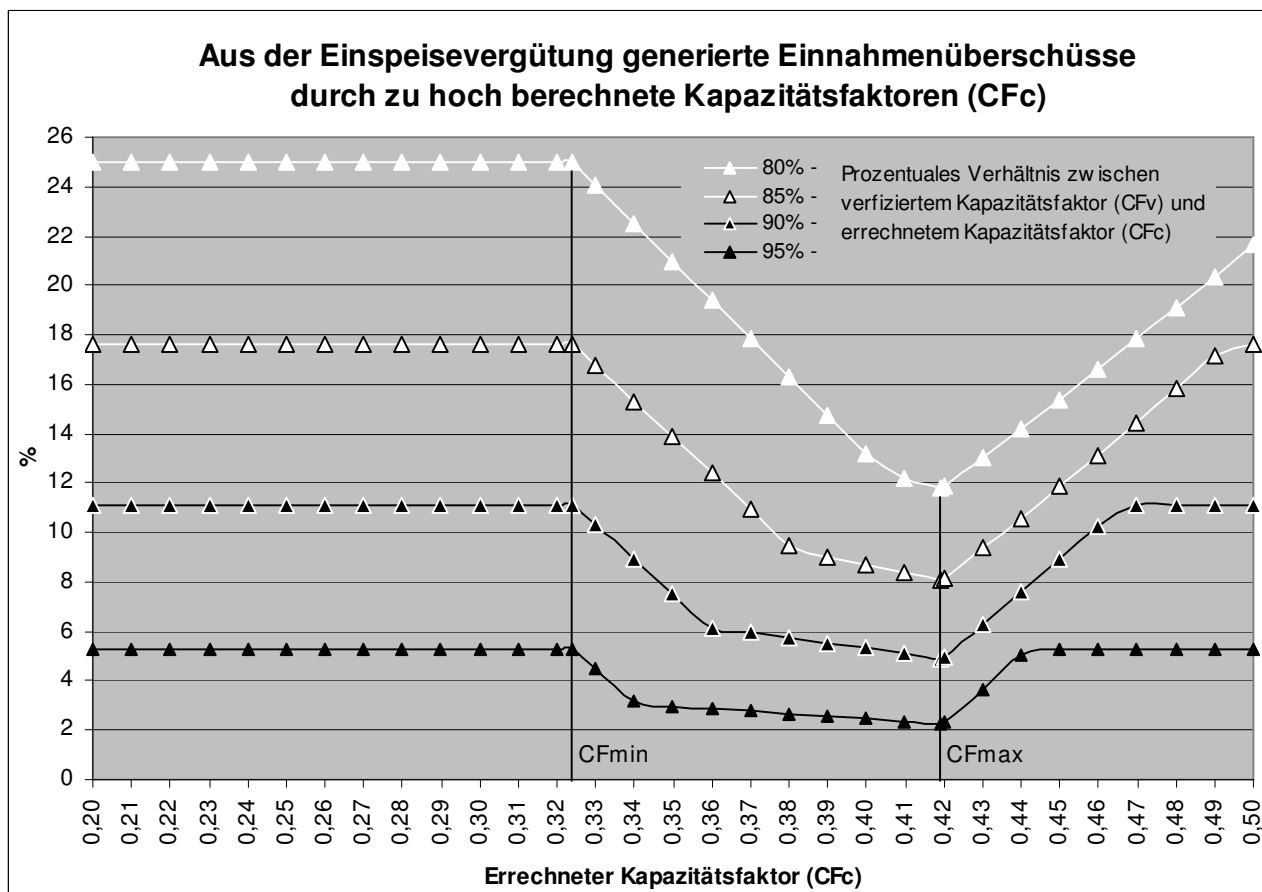


Abb. 7-g: Aus der Einspeisevergütung (V) generierte Einnahmenüberschüsse durch zu hoch berechnete Kapazitätsfaktoren (CFc) (Eigene Darstellung).

Nach dem ersten Betriebsjahr wird im Rahmen des PROINFA die vertraglich fixierte Jahresstrommenge (FE) zum ersten Mal mit der tatsächlich eingespeisten Jahresstrommenge (EE_n) verglichen. Über die Addition einer Ausgleichzahlung (AZ_n) wird die Vorjahresdifferenz zwischen der gezahlten Gesamtvergütung auf Basis der vertraglich fixierten Jahresstrommenge (VFE) und derjenigen Gesamtvergütung kompensiert, die dem Kraftwerksbetreiber auf Basis der tatsächlich eingespeisten Jahresstrommenge (VEE_n) zugestanden hätte [7.67]:

$$GVPROINFAMon_x := GVPROINFA(GVFEMon_x, \mathbf{AZ}_n) = GVFE Mon_x + \mathbf{AZ}_n \quad (7.18)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
$GVPROINFAMon_x$	Gesamtvergütung im Rahmen des PROINFA in Abhängigkeit von $GVFEMon_x$ und AZ_n	variabel	R\$
$GVFEMon_x$	Monatliche Gesamtvergütung in Abhängigkeit von FE und VFE_n im Bezugsmonat x	variabel	R\$
AZ_n	Monatliche Ausgleichzahlung in Abhängigkeit von $GVEEMon_x$ und $GVFEMon_x$ im Bezugsjahr n	variabel	R\$
$GVEEMon_x$	Monatliche Gesamtvergütung in Abhängigkeit von $EEMon_x$ und VEE_n im Bezugsmonat x	variabel	R\$
x	Bezugsmonat	variabel	Monate
n	Bezugsjahr	variabel	Jahre

Zur Berechnung der monatlichen Ausgleichszahlung (AZ_n) wird für jeden Vorjahresmonat die Differenz zwischen der monatlichen Gesamtvergütung ($GVEEmon_x$), die dem Kraftwerksbetreiber auf Basis des verifizierten Kapazitätsfaktors (CF_v) zugestanden hätte, und der tatsächlich gezahlten Gesamtvergütung ($GVFEmon$) auf Basis des errechneten Kapazitätsfaktors (CF_c) ermittelt. Die Ausgleichszahlung (AZ_n) ist positiv, wenn im Vorjahr die tatsächlich eingespeiste Strommenge (EE_n) über der vertraglich fixierten Strommenge (FE) lag, und die Ausgleichszahlung (AZ_n) ist negativ, wenn im Vorjahr die tatsächlich eingespeiste Strommenge (EE_n) unter der vertraglich fixierten Strommenge (FE) lag. Die monatliche Ausgleichzahlung (AZ_n) errechnet sich folgendermaßen [7.67]:

$$AZ_n := AZ(GVEEmon_x, GVFEmon_x) \quad (7.19)$$

$$AZ_n = \left[\sum_{x=(n-1) \times 12 + 1}^{n \times 12} (GVEEmon_x - GVFEmon_x) \right] / 12 \quad (7.20)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
AZ_n	Monatliche Ausgleichszahlung in Abhängigkeit von $GVEEmon_x$ und $GVFEmon_x$ im Bezugsjahr n	variabel	R\$
$GVEEmon_x$	Monatliche Gesamtvergütung in Abhängigkeit von $EEmon_x$ und VEE_n im Bezugsmonat x	variabel	R\$
$GVFEmon_x$	Monatliche Gesamtvergütung in Abhängigkeit von FE und VFE_n im Bezugsmonat x	variabel	R\$
x	Bezugsmonat	variabel	Monat
n	Bezugsjahr	variabel	Jahre

Die Ausgleichszahlungen, die im jeweiligen Betriebsjahr lediglich dem jährlichen Inflationsausgleich unterliegen¹⁵², haben das Ziel, die Gesamtvergütung in einer Weise zu korrigieren, dass jeder Kraftwerksbetreiber letztendlich genau die Summe erhält, die ihm aufgrund des verifizierten Kapazitätsfaktors (CF_v) seines Kraftwerks zusteht. Im letzten Betriebsjahr im Rahmen des PPA erfolgt, unter Berücksichtigung der erläuterten Ausgleichszahlungen, eine monatliche Abrechnung, bei der die reale Strommenge und der verifizierte Kapazitätsfaktors des jeweiligen Monats als Abrechnungsgrundlage dienen [7.67].

7.3.1.2 Angleichung der Einspeisevergütung an die Inflationsentwicklung

Bei einem Inflationsniveau wie im letzten Jahrzehnt würde der Realwert der Einspeisevergütung ohne einen Inflationsausgleich deutlich sinken [Abb. 6-b], [Kap. 6.1.3]. Die individuellen Einspeisevergütungen im Rahmen den PROINFA unterliegen deshalb einem jähr-

¹⁵² In der Regel fällt der jährliche Inflationsausgleich, der in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Vertragsunterzeichnung des PPA mit der Eletrobrás durchgeführt wird, nicht mit dem vom Betriebsbeginn des Windparks abhängigen Zeitpunkt der jährlichen Abrechnung zusammen. Die Vergütung (V) ändert sich somit in der Regel zweimal im Jahr: nach der Abrechnung, infolge einer Änderung des verifizierten Kapazitätsfaktors, und nach dem jährlichen Inflationsausgleich der Einspeisevergütungen (V) [Kap. 7.3.1.2].

lichen Inflationsausgleich ab dem Vertragsabschluss zwischen dem Windparkbetreiber und der Eletrobrás¹⁵³. Der erste Inflationsausgleich erfolgt bereits bei Abschluss der Verträge mit der Eletrobrás, wobei die Basiswerte der Einspeisevergütung vom März 2004 [Tab. 7-d] an die Preisentwicklung, gemessen mit dem Preisindex IGP-M, angepasst werden. Nach dem Vertragsabschluss erfolgt ein jährlicher Inflationsausgleich ebenfalls auf Basis des IGP-M [7.61], [Kap. 6.1.1.3].

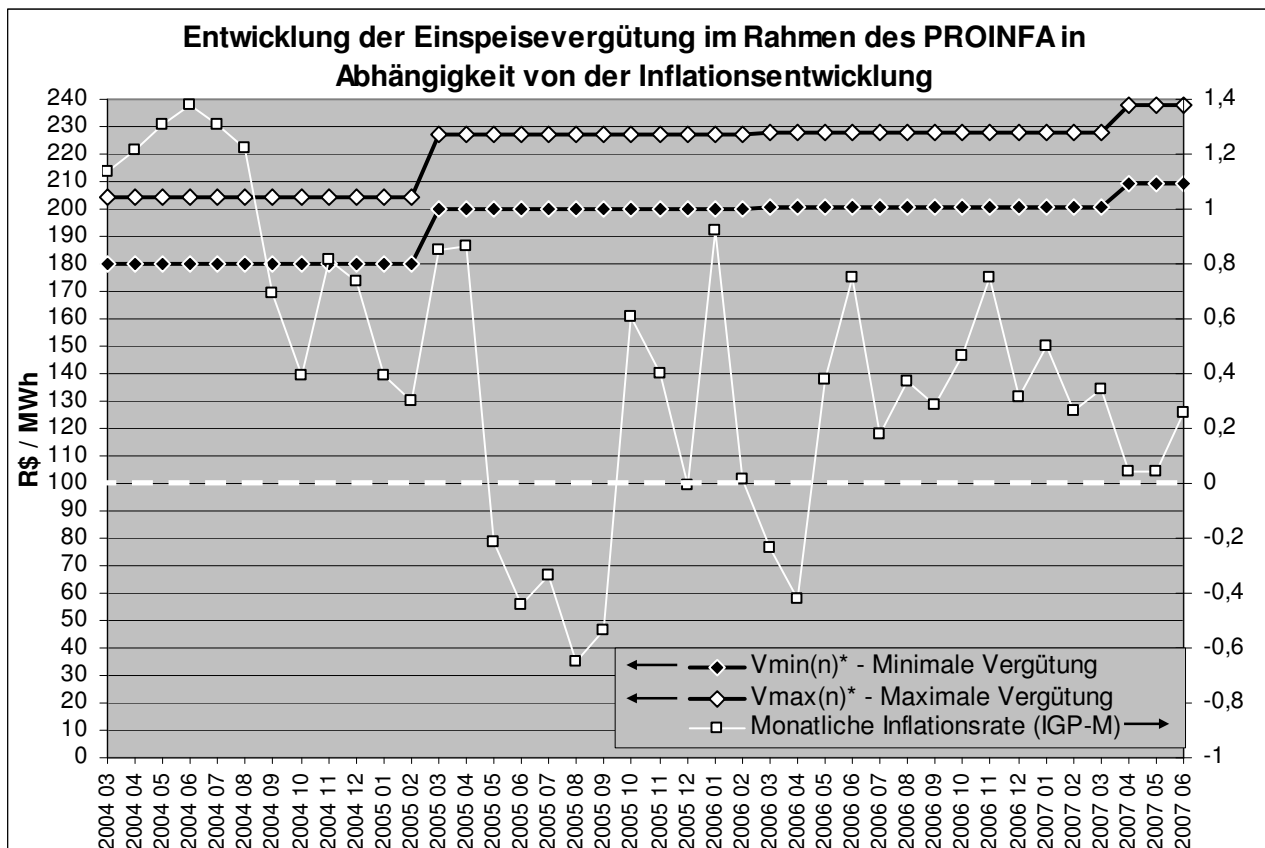


Abb. 7-h: Entwicklung der Einspeisevergütung (nominal) im Rahmen des PROINFA in Abhängigkeit von der Inflationsentwicklung, gemessen mit dem Preisindex IGP-M [7.61], [7.73] (Eigene Darstellung).

*Beispielhaft für Windkraftprojekte, dessen PPA im März 2005 unterzeichnet wurde und bei denen die tatsächlich eingespeiste Energie (EE_n) mit der vertraglich fixierten Strommenge (FE) übereinstimmt.

In Abb. 7-h wird die Inflationsanpassung der Einspeisevergütung von Windkraftprojekten beispielhaft dargestellt. Die im geschlossenen Intervall zwischen V_{min} und V_{max} liegenden nominalen Einspeisetarife sind durch den jährlichen Inflationsausgleich zwischen März 2004 und März 2007 um 16,33% gestiegen [Abb. 7-h]. Der Realwert der Einspeisetarife wird unter der Annahme, dass der Preisindex IGP-M die relevanten Preissteigerungen zu 100% wiedergibt, jährlich an den Realwert des Basismonats März 2004 angeglichen. Zwischen den jährlichen Inflationsausgleichen ist der Nominalwert der Einspeisetarife kon-

¹⁵³ Der Vertrag über den Kauf und Verkauf von Energie (CCVE) zwischen Windparkbetreiber und der Eletrobrás enthält, wie bei einem PPA üblich, die langjährige Garantie der Stromabnahme und -vergütung.

stant und der Realwert der Einspeisetarife verändert sich in Abhängigkeit von der Inflationsentwicklung [7.61]. Die Auswirkungen von real konstanten Einspeisetarifen auf die Finanzierung von Windkraftprojekten werden in Kap. 8.2 detailliert erläutert.

7.3.1.3 Motive für das erläuterte Vergütungssystem

Ein Einspeisesystem in Abhängigkeit vom Kapazitätsfaktor der Projekte zielt auf eine Vergütung ab, die zum einen den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen gewährleistet und zum anderen eine Überförderung von Anlagen mit hohen Kapazitätsfaktoren begrenzt. Bei der *Consulta Pública* über die Höhe der Einspeisevergütungen im Juli 2003 wurde eine IRR von 15% beim $CF_{min2003}$ angestrebt. Die IRR sollte nach den Vorstellungen des MME linear bis zum $CF_{max2003}$ auf 18% ansteigen [7.74]. Der Rückgang der Einspeisevergütung mit steigendem Kapazitätsfaktor CF sollte in dem Entwurf demnach durch die zusätzlichen mit dem steigenden Kapazitätsfaktor verbundenen Einnahmen aus der Stromproduktion überkompensiert werden. Im März 2004 wurden dann die verbindlichen Basisvergütungen festgelegt [7.61].

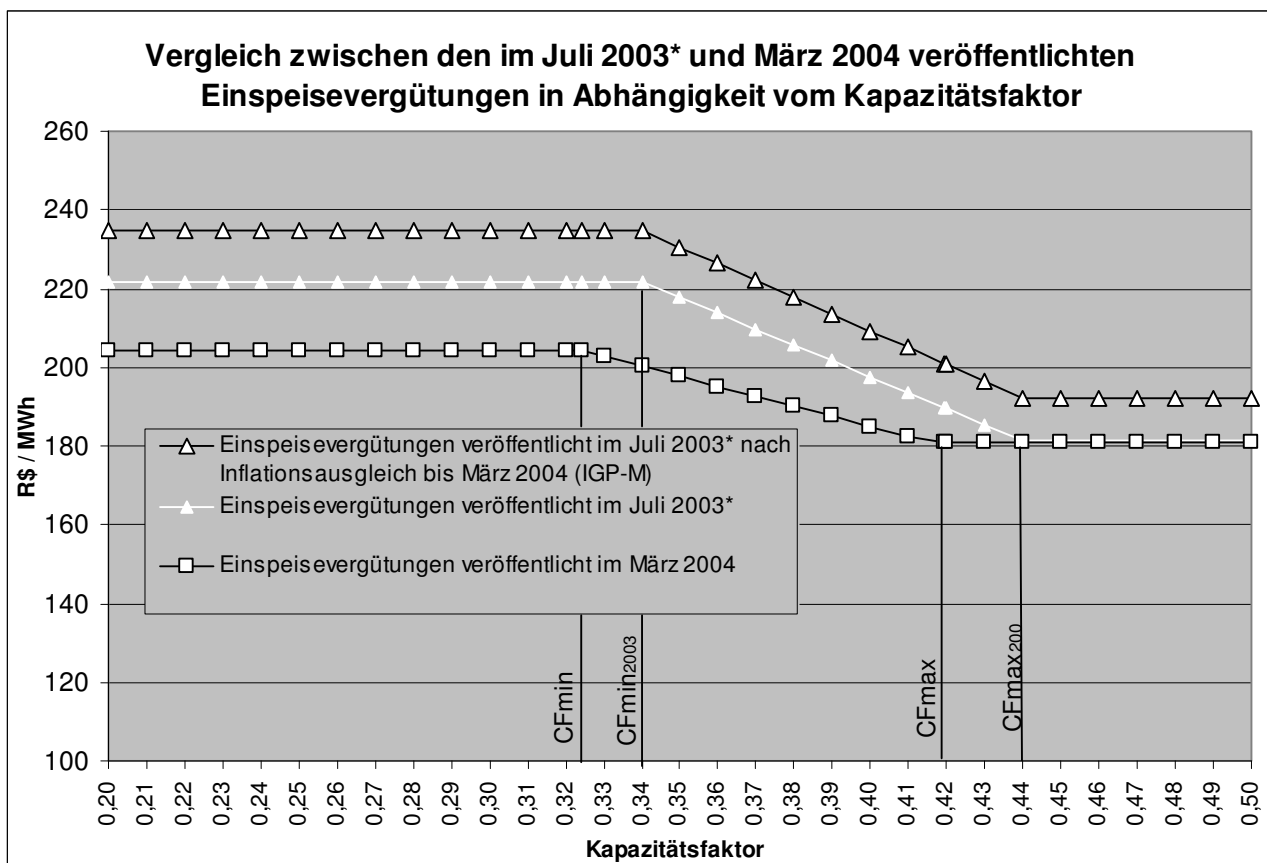


Abb. 7-i: Vergleich zwischen den im Juli 2003* und März 2004 veröffentlichten Einspeisevergütungen in Abhängigkeit vom Kapazitätsfaktor [7.74], [7.61] (Eigene Darstellung).

* Die im Juli 2003 veröffentlichten Einspeisevergütungen waren außerdem in zwei geographische Gebiete für Windkraftprojekte differenziert. Es wurde der um ca. 10 R\$/MWh niedrigere Tarif in Gebiet I angewendet, das die ehemaligen Zuständigkeitsgebiete der Entwicklungsagenturen SUDENE und SUDAM für Amazonien und den Nordosten Brasiliens einschloss [7.74].

In Abb. 7-i wird deutlich, dass die verbindlichen Einspeisevergütungen von 2004 im Vergleich zum Entwurf von 2003 bei niedrigen Kapazitätsfaktoren stärker abgesenkt wurden als bei hohen Kapazitätsfaktoren, womit der Anreiz, Windparks an Standorten mit hohen Kapazitätsfaktoren zu realisieren, weiter erhöht wurde¹⁵⁴ [7.70].

Die Vergütungsobergrenze $V_{\max}$ bei einem Kapazitätsfaktor $CF_{\min}$ bewirkt, dass die IRR von Projekten mit Kapazitätsfaktoren unterhalb $CF_{\min}$ mit abnehmenden Kapazitätsfaktor stärker absinken als zwischen $CF_{\max}$ und $CF_{\min}$, weil die mit sinkendem Kapazitätsfaktor rückläufige Stromproduktion nicht mit höheren Einspeisetarifen kompensiert wird. Mit dieser Regelung wird die wirtschaftliche Attraktivität der Realisierung von Windparks mit relativ geringen Kapazitätsfaktoren deutlich eingeschränkt.

Ein Grund für die Absenkung der Einspeisetarife könnte die Veränderung der Rahmenbedingungen im brasilianischen Stromsektor gewesen sein. Während bei der Verabschiedung des PROINFA im Jahr 2002 die zeitnahe Diversifizierung des Kraftwerksparks wegen der akuten Versorgungskrise im Vordergrund stand, wurde im Verlauf des Jahres 2003 deutlich, dass sich das Konsumverhalten im Rahmen der Stromrationierungen dauerhaft verändert hatte und sich ein Überschuss an Kraftwerkskapazität abzeichnete [Kap.3.2.3], [Kap. 4.2], [Kap. 4.3]. Diese Veränderungen könnten einen entscheidenden Einfluss bei der verbindlichen Festlegung der Einspeisevergütungen von März 2004 gehabt haben.

7.3.1.4 Negative Einflussfaktoren auf die Attraktivität der Einspeisevergütungen

Bei der Festlegung der Einspeisetarife wurde mit dem in Abb. 7-e dargestellten Discounted Cash-Flow-Verfahren eine Berechnungsmethode gewählt, die zu den Standardverfahren der Bewertung von Unternehmen und Investitionsprojekten zählt. Allerdings können die für die Anwendung der DCF-Methode relevanten Annahmen, vor allem die Prognose der Kosten- und Einnahmenentwicklung über die betrachtete Laufzeit von 20 Jahren, zu signifikativen Fehleinschätzungen des zukünftigen Cash-Flow führen. Wie in Kap. 5.2 erläutert, gibt es wegen der bisher geringen Anzahl realisierter Windparks nur unzureichende Daten über die Kostenstruktur von Windkraftprojekten in Brasilien. Die Berechnungsgrundlage der Einspeisetarife waren demnach auf der Kostenseite keine gesicherten Erfahrungswerte, sondern lediglich Schätzungen. Ab dem Jahr 2005 verstärkte sich der Windkraftboom und führte zu einer hohen Marktnachfrage [Abb. 2-g], die zu einer weltweiten Vollausslastung der Produktionskapazitäten geführt hat und sich im Anlagenpreis nie-

¹⁵⁴ Die Absenkung der Einspeisetarife erfolgte im Zusammenhang mit der Verlängerung der PPAs von 15 auf 20 Jahre [7.37], [7.34].

dergeschlagen hat. Außerdem wirkt sich der Anstieg der Rohstoffpreise - im Besonderen der Preisanstieg des Stahls - in den letzten Jahren auf die Produktionskosten für WEA aus. Wegen des Nationalisierungsgrads von 60% entwickelte sich die derzeitige Monopolstruktur des brasilianischen Marktes für Windkraftanlagen, auf dem die Wobben Windpower Ind. e Com. Ltda., die komfortable Position des Monopolanbieters einnimmt. Neben der weltweiten Hochkonjunktur für Windkraftanlagen hat sich seit der Festlegung der Einspeisetarife auch die Marktstruktur negativ auf den Anlagenpreis in Brasilien ausgewirkt [Kap. 2.2.2], [Kap. 7.2.3]. Mit steigenden Investitionskosten erhöhen sich die Finanzierungskosten, die wiederum von den makroökonomischen Rahmenbedingungen beeinflusst werden [Kap. 6].

Die beschriebenen Entwicklungen deuten darauf hin, dass die Einspeisetarife keine IRR auf einem Niveau ermöglichen, wie sie bei der Festlegung des Tarifsystems errechnet wurden, und dementsprechend die Attraktivität einer Investition in Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA seit der Festlegung der Einspeisetarife zurückgegangen ist. Neben der absoluten IRR haben auch die IRR der um Finanzmittel konkurrierenden Anlageobjekte einen gewissen Einfluss auf die jeweilige Investitionsentscheidung. Dies zeigt sich beispielsweise an der Anlagestrategie des Fonds EcoEnergia, der sich im Rahmen des PROINFA ausschließlich an Kleinwasserkraftprojekten beteiligt hat, die nach deren Analyse die höchsten Renditen und das niedrigste Investitionsrisiko aufwiesen [Kap. 6.2.3].

Allerdings sieht das MME das Attraktivitätsproblem lediglich als „Verfügbarkeitsengpass von Windkraftanlagen auf dem nationalen Markt wegen des aufgeheizten Weltmarktes und der Einhaltungspflicht des Nationalisierungsgrads“ [7.57].

7.3.1.5 Positive Einflussfaktoren auf die Attraktivität der Einspeisevergütungen

Seit der verbindlichen Festlegung der Einspeisevergütungen im Jahr 2004 hat sich die brasilianische Wirtschaft weiter stabilisiert. Nachdem der Real nach der Umstellung auf ein System der freien Wechselkurse im Jahr 1999 bis zur erstmaligen Wahl von Luiz Inácio „Lula“ da Silva zum Präsidenten im Jahr 2002 drei Abwertungsperioden erlebt hatte, erholte sich der Wechselkurs des Reals in den darauf folgenden Jahren [Abb. 6-m], [Kap. 6.6].

Mit dieser Aufwertung des Reals stiegen die Umrechnungswerte der im Rahmen des PROINFA festgesetzten Einspeisevergütungen. Wie in Abb. 7-j dargestellt, stieg der Nominalwert der Einspeisevergütungen, umgerechnet in €, zwischen März 2004 und Juni 2007 um ca. 59,6% (Anstieg des Realwerts: 48,5%).

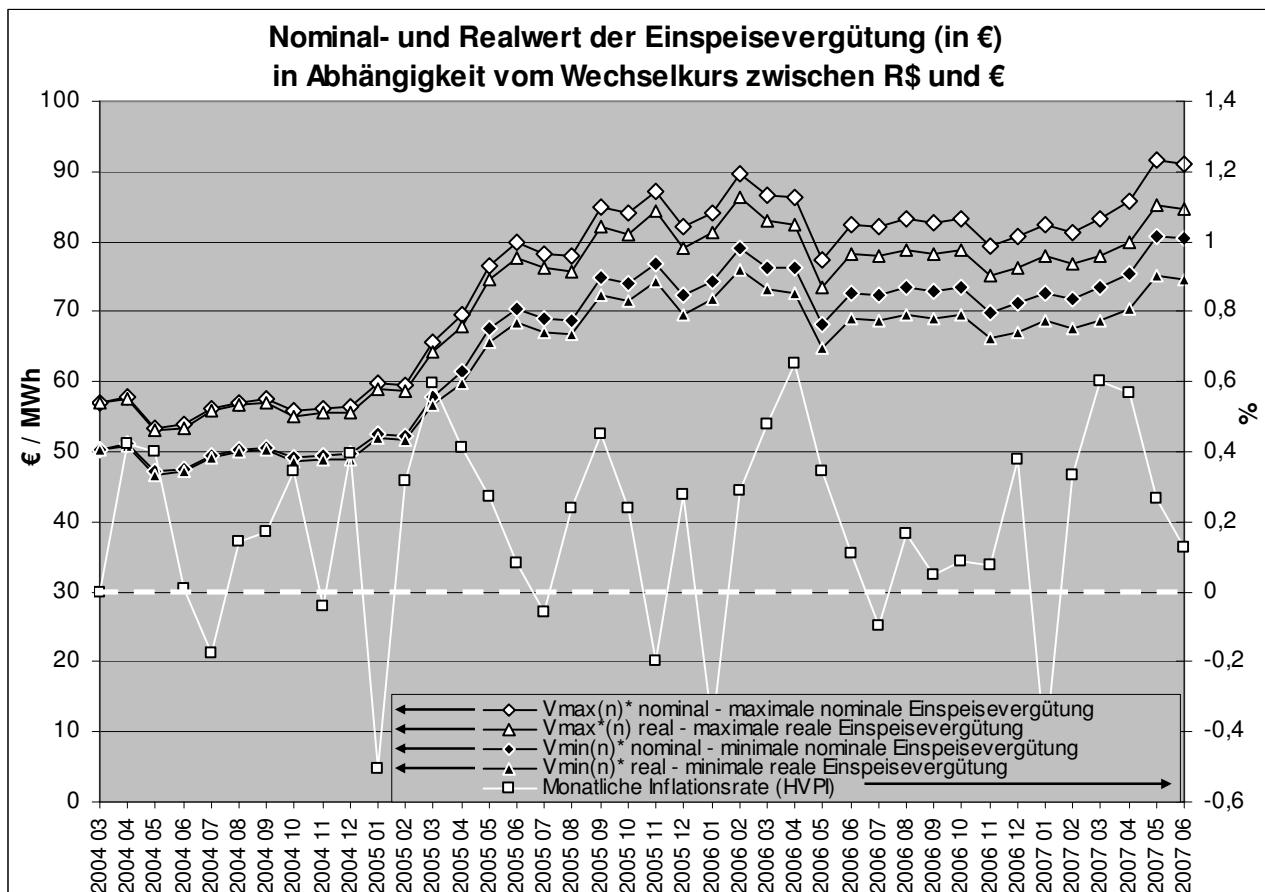


Abb. 7-j: Nominal- und Realwert der Einspeisevergütung im Rahmen des PROINFA (in €) in Abhängigkeit vom Wechselkurs zwischen R\$ und € [7.61], [7.73], [7.75] (Eigene Darstellung).

*Beispielhaft für Windkraftprojekte, dessen PPA im März 2005 unterzeichnet wurde und bei denen die tatsächlich eingespeiste Energie (EE_n) mit der vertraglich fixierten Strommenge (FE) übereinstimmt [Abb. 7-h].

Die Einspeisetarife des PROINFA liegen bei dem derzeitigen Wechselkurs im Durchschnitt über der Einspeisevergütung des EEG. Während im EEG im Jahr 2007 der Einspeisetarif¹⁵⁵ von On-shore-Windstrom aus Neuanlagen bei 81,9 €/MWh liegt, führt die Umrechnung der Einspeisevergütung im PROINFA im Juni 2007 zu Nominalwerten von 80,38 bis 91,38 €/MWh. Im Durchschnitt lagen die Werte im Zeitraum von März 2004 und Juni 2007 bei umgerechnet 67,36 bis 76,40 €/MWh. Im EEG unterliegen die Einspeisetarife außerdem einer jährlichen Degression von 2%, um den erwarteten Kostendegressionen Rechnung zu tragen, und es erfolgt keine Inflationsanpassung. Bei gleich bleibenden Wechselkursen würde die Einspeisevergütung im Rahmen des PROINFA im Vergleich zum EEG weiterhin an Attraktivität gewinnen.

Im Vergleich zum € hat der Real zum US\$ seit der gesetzlichen Fixierung der Einspeisetarife noch größere Kursgewinne erzielt [Abb. 6-m]. Der Nominalwert der Einspeisevergütungen in US\$ stieg um circa 75,0% und der Realwert um 57,7%. Eine Umrechnung der

¹⁵⁵ Der Einspeisetarif von 8,19 ct/kWh wird, abhängig vom Referenzbetrag, mindestens in den ersten fünf Betriebsjahren gezahlt, bevor die Vergütung auf einen Basistarif von derzeit 5,17 ct/kWh abgesenkt wird (Stand: 2007) [7.77].

Einspeisevergütung in US\$ führte im Juni 2007 zu Nominalwerten zwischen 108,54 und 123,10 US\$/MWh. Die Durchschnittswerte lagen im Zeitraum von März 2004 und Juni 2007 zwischen 84,69 und 96,05 US\$/MWh [Abb. 7-k]. Die starke Aufwertung des Reals gegenüber US\$ und € erhöht die Attraktivität der Beteiligung ausländischer Investoren an Windkraftprojekten im Rahmen des PROINFA. Im Allgemeinen stellen starke Wechselkurschwankungen jedoch ein hohes Investitionsrisiko dar [Kap. 6.6].

Ein weiterer Effekt der Wechselkursentwicklung sind tendenziell sinkende Preise in R\$ für importierte Investitionsgüter. Wegen des Nationalisierungsgrads können jedoch nur maximal 40% des Equipments importiert werden. Dies führt zu der in Kap. 7.2.3 erläuterten Abhängigkeit von dem Monopolanbieter auf dem brasilianischen Markt und mindert den positiven Einfluss der Wechselkursentwicklung in diesem Zusammenhang.

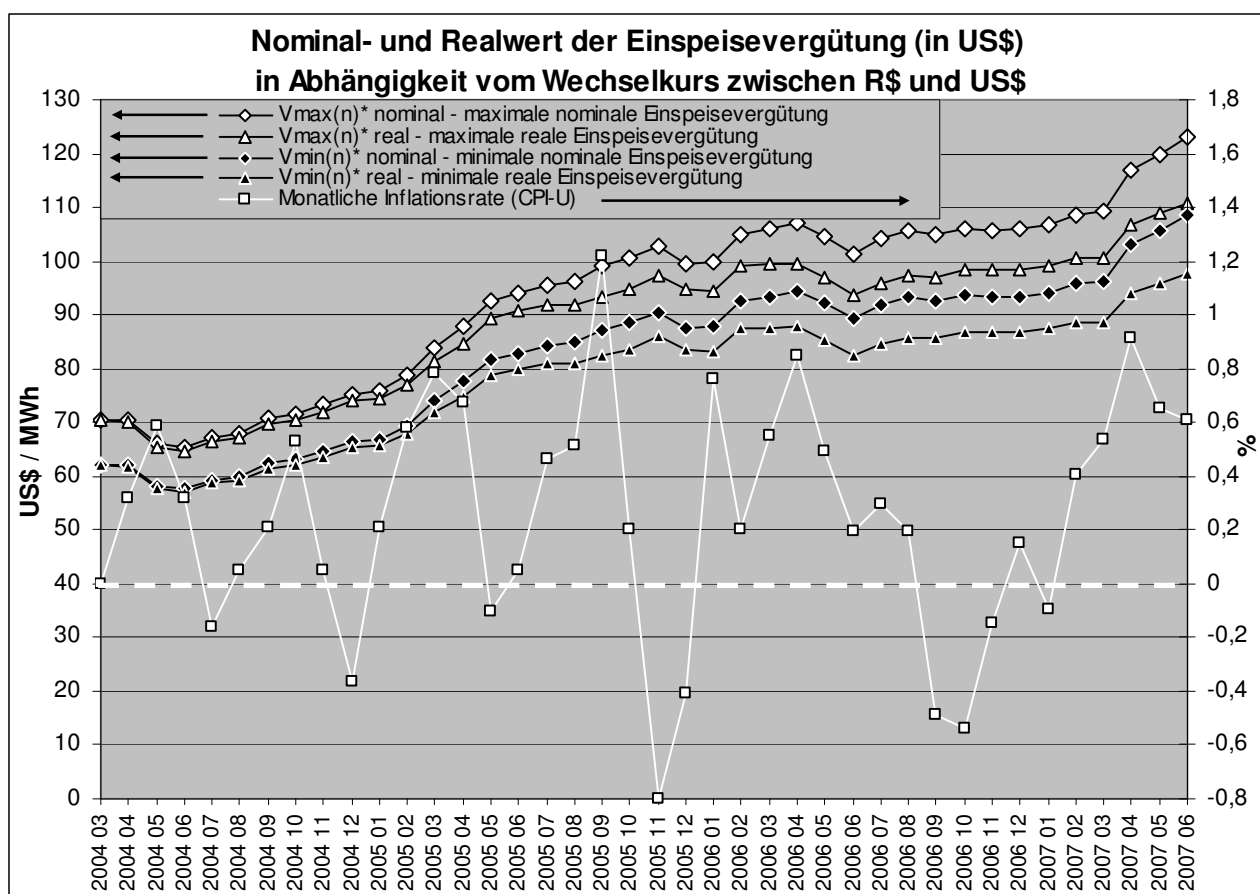


Abb. 7-k: Nominal- und Realwert der Einspeisevergütung im Rahmen des PROINFA (in US\$) in Abhängigkeit vom Wechselkurs zwischen R\$ und US\$ [7.73], [7.61], [7.76] (Eigene Darstellung).

*Beispielhaft für Windkraftprojekte, dessen PPA im März 2005 unterzeichnet wurde und bei denen die tatsächlich eingespeiste Energie (EE_n) mit der vertraglich fixierten Strommenge (FE) übereinstimmt [Abb. 7-h].

7.3.1.6 PROINFA-Vergütung im Vergleich mit den gestaffelten Tarifen in Europa

In Europa gibt es derzeit für die Windenergie in den Niederlanden, Deutschland, Frankreich, Portugal und Zypern nach dem Ertrag der Anlagen gestaffelte Tarife. Die Staffelung

der Tarife erfolgt jedoch, im Gegensatz zu der Regelung im PROINFA, nicht ab Betriebsbeginn, sondern erst nach dem Erreichen einer bestimmten eingespeisten Gesamtstrommenge (Niederlande, Portugal und ehemals in Dänemark) oder nach einer festgelegten Betriebszeit in Abhängigkeit von den Volllaststunden (Frankreich und Zypern)¹⁵⁶. In der BRD erfolgt ein Absenken der Einspeisevergütung für Windstrom auf eine Basisvergütung frühestens nach fünf Jahren, wobei der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung vom Verhältnis des Ertrags der jeweiligen Windkraftanlage in den ersten fünf Jahren zu der Referenzenergie der Referenzturbinen¹⁵⁷ abhängt [7.5], [7.77].

Bei den europäischen Einspeisegesetzgebungen¹⁵⁸ sind die Windkraftvergütungen für On-Shore-Projekte demnach in den ersten Jahren einheitlich und vom Ertrag unabhängig. Projektentwickler können auf dieser Basis relativ einfach Einnahmeprognosen erstellen, und für Investoren wird das Beteiligungsrisiko einfach kalkulierbar, vor allem in den ersten Jahren, in denen die Projekte in der Regel mit hohen Tilgungsraten belastet sind.

Die Windstromtarife in den europäischen *Feed-In Laws* werden nach dem Beginn der Staffelung nach mehreren Betriebsjahren in nur wenige Tarifgruppen¹⁵⁹ aufgeteilt. Im PROINFA führt die starke Differenzierung der Tarife innerhalb des Intervalls CFmin und CFmax zu einer gewissen Intransparenz. Jede marginale Änderung des CFv zieht eine Veränderung nach sich und hat mögliche Nachzahlungen bzw. Rückzahlungen im nächsten Jahr zur Folge. KLEIN et al. kommen in dem Kontext zu folgender Erkenntnis: "Many different tariff levels within the same technology may lead to less transparency and uncertainty for the investors" [7.5].

7.3.2 Langjährige Stromabnahme- und Vergütungsverpflichtung

Im Rahmen des PROINFA erhalten die Windparkbetreiber eine uneingeschränkte zwanzigjährige Stromabnahmegarantie¹⁶⁰ ab Betriebsbeginn [7.34]. Für die Investoren stellt diese Stromabnahmegarantie, die in einem PPA mit der Eletrobrás vertraglich gesichert ist [7.69], eine langfristige Investitionssicherheit dar, die mit einem relativ geringen bürokratischen Aufwand verbunden ist. Mit den langjährigen PPAs wurde auf eine Vertragsform

¹⁵⁶ Differenzierte/gestaffelte Vergütungstarife kommen, in Abhängigkeit von der Nennleistung, Standort oder Brennstoff der Stromerzeugungsanlagen, in 15 der 18 EU-Länder mit Feed-In Laws zur Anwendung [7.5].

¹⁵⁷ Details zu Referenzanlage und -standort finden sich in der Anlage zu § 10 Abs. 1 und 4 [7.77].

¹⁵⁸ Eine Ausnahme ist Luxemburg, wo nach der Anlagengröße unterschieden wird [7.5]. In einigen Ländern können die Betreiber neben dem festen Einspeisetarif einen Premiumtarif wählen, der aus dem Marktpreis und einem festgelegten Aufpreis besteht.

¹⁵⁹ Das Maximum in Europa stellen die fünf Tarifstufen in Zypern dar [7.5].

¹⁶⁰ Die PPAs für Windkraftanlagen mit einer Laufzeit von 20 Jahren wurden in der Novelle des PROINFA im November 2003 gesetzlich verankert [7.34]. In der ersten Fassung des PROINFA waren die PPAs einheitlich für die drei im PROINFA berücksichtigten Energiequellen auf 15 Jahre beschränkt [7.37].

zurückgegriffen, die auf der Marktebene der regulierten Vertragsabschlüsse (ACR) vorgeschrieben ist und somit den Marktteilnehmern bekannt ist [Kap. 3.3.3]. Ein Unterschied der PROINFA-PPAs für Windkraftprojekte zu herkömmlichen PPAs besteht in der Abnahme und Vergütung der gesamten eingespeisten Strommenge, auch bei Abweichung von der vertraglich fixierten Strommenge (FE), wobei die Differenz zwischen FE und der tatsächlich eingespeisten Strommenge (EE_n) in dem der Einspeisung folgenden Abrechnungszeitraum finanziell ausgeglichen wird [Kap. 7.3.1], [7.69].

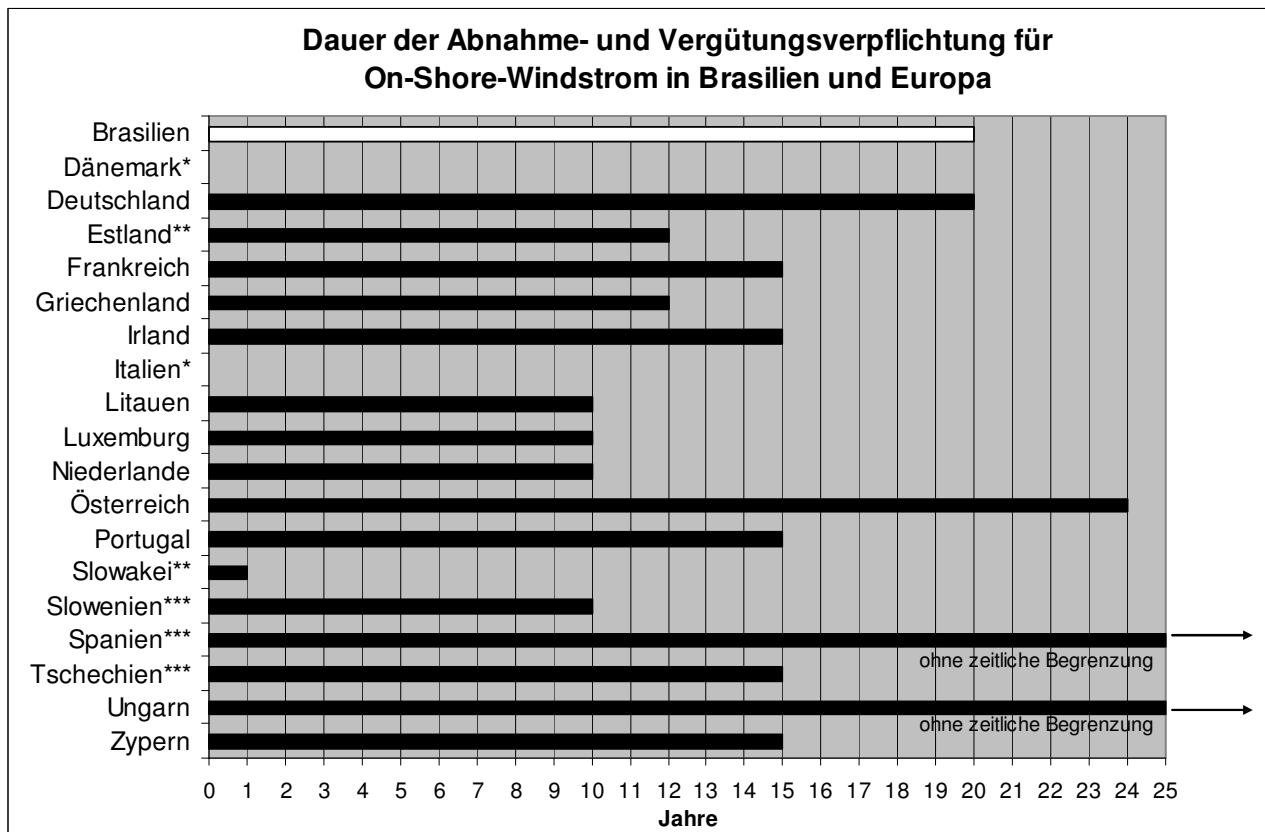


Abb. 7-I: Dauer der Abnahme- und Vergütungsverpflichtung für On-Shore-Windstrom in Brasilien und den achtzehn europäischen Ländern mit einem *Feed-In Law* [7.5], [7.78], [7.79], [7.34] (Eigene Darstellung).

* In Dänemark und Italien gibt es keine Stromabnahmeverpflichtung für On-Shore-Windstrom, ** Stromabnahmeverpflichtung lediglich bis zur Höhe der Verteilungs- und Übertragungsverluste, *** Stromabnahmeverpflichtung gilt nur für den fixen Einspeisetarif, der neben einem Premium Tarif frei gewählt werden kann.

Die Laufzeit der brasilianischen PPAs liegt mit zwanzig Jahren deutlich über dem Durchschnitt der sechzehn europäischen Länder mit Stromabnahmeverpflichtungen für On-Shore-Windkraftanlagen von ca. 14,94 Jahren¹⁶¹ [Abb. 7-I]. Die PPAs haben eine fundamentale Bedeutung für die Erhöhung der Investitionssicherheit und sind im erheblichen Maße für die Steigerung der Investitionen in Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien in Europa verantwortlich.

¹⁶¹ Für Spanien und Ungarn mit unbegrenzten Stromabnahmeverpflichtungen wurde eine Betriebszeit von 25 Jahren bei der Berechnung des Durchschnitts angesetzt. Die durchschnittliche Dauer der Stromabnahmeverpflichtungen für On-Shore-Windstrom in den 14 Ländern mit uneingeschränkten Stromabnahmeverpflichtungen beträgt 16,14 Jahre.

Ein Kritikpunkt der uneingeschränkten Stromabnahmegarantie ist die geringe Marktkompatibilität, da der Strom unabhängig von der Nachfrage abgenommen und vergütet wird. In Brasilien spielt diese mangelnde Marktkompatibilität nicht nur wegen der geringen Mengen an Windstrom keine entscheidende Rolle. Die Vermarktung des PROINFA-Stroms erfolgt zentral über die Eletrobrás, dem so genannten „Kommerzialisierer“ der PROINFA-Energie (ACEP). Die Eletrobrás sorgt, in Abstimmung mit der Superintendanz des CCEE, für die Saisonalisierung der von der ANEEL veröffentlichten PROINFA-Stromquoten in den Verträgen mit den einzelnen Marktteilnehmern [Abb. 7-m], d.h. die Stromverträge sind an die saisonalen Schwankungen der Stromproduktion weitgehend angepasst, die aufgrund der gemeinsamen Vermarktung des Stroms aus den 144 PROINFA-Kraftwerken relativ gering ausfallen [7.80], [7.57]. Abweichungen von den vertraglich fixierten Strommengen können über die Kraftwerke der Tochterunternehmen der Eletrobrás¹⁶² oder über den Spotmarkt ausgeglichen werden.

7.3.3 Nationale Ausgleichsregelung der Mehrkosten

Die Kosten, die aus der Zahlung der Einspeisevergütung für den im Rahmen des PROINFA geförderten Stroms entstehen, und die Verwaltungs- und Finanzierungskosten sowie die Steuerbelastung der für das PROINFA verantwortlichen Eletrobrás werden auf die Endverbrauchergruppen proportional zum Konsum aufgeteilt, wobei lediglich das Verbrauchersegment der Haushaltskunden mit niedrigem Einkommen ausgenommen ist, das durch einen monatlichen Stromverbrauch bis 80 kWh definiert wird [7.34].

Die PROINFA-Kostenquoten werden von der ANEEL in Konformität mit dem Jahresplan des PROINFA (PAP) festgelegt, der von der Eletrobrás erarbeitet wird. Der PAP muss folgende Informationen enthalten [7.82]:

- Nachweis über die gesamte vertraglich fixierte Strommenge und die tatsächlich von den im Rahmen des PROINFA vertraglich gebundenen Kraftwerken erzeugte Strommenge (PROINFA-Strommenge) sowie der daraus resultierenden Kosten, die im darauf folgenden Jahr über die Kostenquoten beglichen werden sollen,
- Vorhersage der Preisanpassung der vertraglich fixierten Energie in Abhängigkeit des verifizierten Kapazitätsfaktors (CFv) bei Windkraftprojekten,
- Nachweis der Verwaltungs- und Finanzierungskosten und der Steuerbelastung der Eletrobrás im Rahmen des PROINFA und die Schätzung dieser Kosten für die folgenden Monate bis zum Jahresende des laufenden Jahres,
- Nachweis über Nichterhalt von Quotenbeträgen bestimmter Verteilungsnetzbetreiber,
- Nachweis der kommerzialisierten PROINFA-Strommenge in der CCEE,

¹⁶² Die Kraftwerkskapazität der Eletrobrás lag im Jahr 2006 bei 37.941 MW inkl. 50% von Itaipu Binacional [7.81].

- Nachweis über Einnahmen aus *Clean Development Mechanism* (CDM)¹⁶³,
- Angabe der PROINFA-Strommenge und der Gesamtkosten.

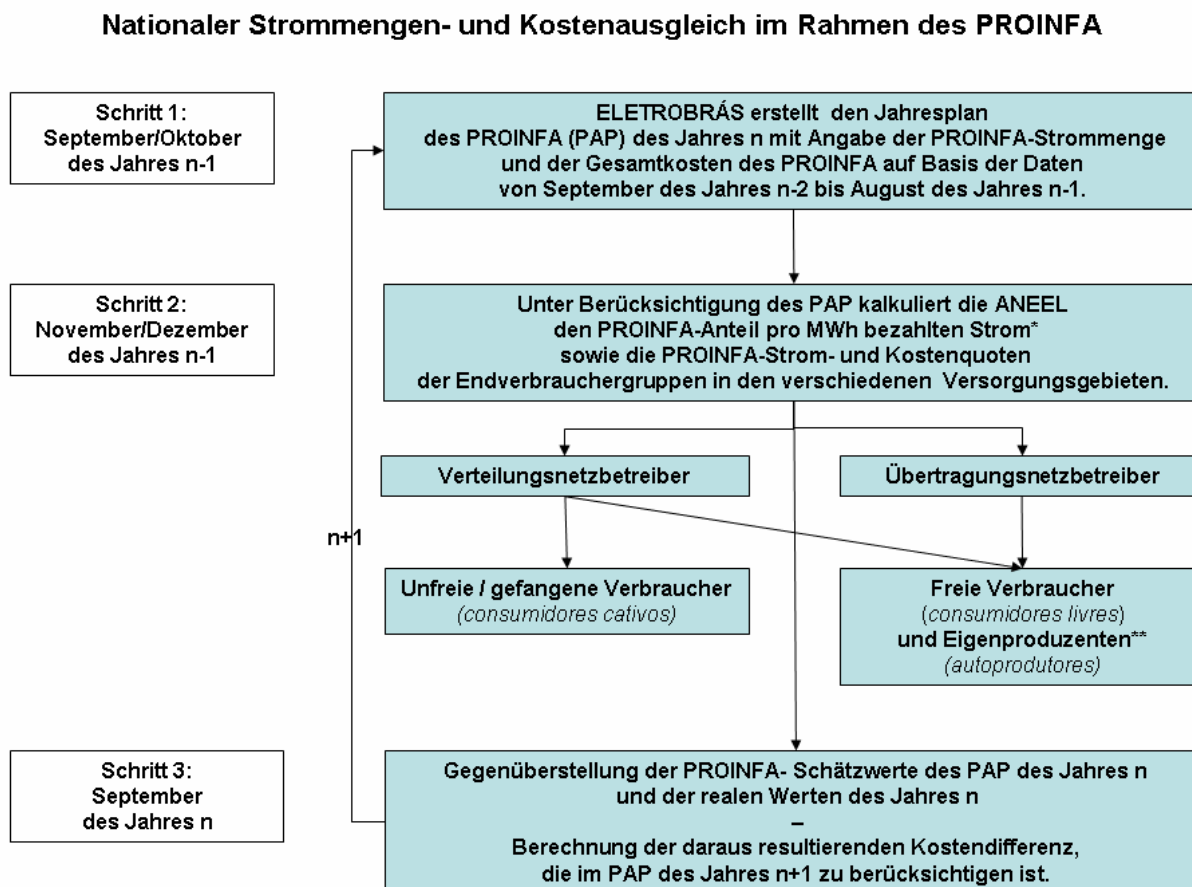


Abb. 7-m: Nationaler Strommengen- und Kostenausgleich im Rahmen des PROINFA [7.82] (Eigene Darstellung).

*von den Endverbrauchern bezahlte Gesamtstrommenge im SIN ohne Haushalte mit monatlichen Stromverbrauch unter 80 kWh.

**lediglich Eigenproduzenten, deren Stromproduktion geringer ist als der Stromverbrauch.

Die ANEEL veröffentlicht die Quotenaufteilung für die Verteilungsnetzbetreiber und die Übertragungsnetzbetreiber unterteilt in Verbrauchergruppen im November jeden Jahres (n-1) für das folgende Jahr (n)¹⁶⁴ [Abb. 7-m]. Für die Einforderung der Kostenquoten der Endverbraucher in ihrem Versorgungsbereich sind die Verteilungs-¹⁶⁵ und Übertragungsnetzbetreiber¹⁶⁶ verantwortlich [7.82].

¹⁶³ Die Mittel aus dem *Clean Development Mechanism* (CDM) oder anderen Emissionshandeln verbleiben nicht beim Anlagenbetreiber, sondern werden zur Senkung der Kostenumlage (PROINFA-Anteil) verwendet [7.83].

¹⁶⁴ Die Quotenaufteilung und detaillierte Informationen zu der Berechnung dieser Kostenquoten befinden sich für das Jahr 2006 in [7.84] und [7.86] und für das Jahr 2007 in [7.85] und [7.87]. Die Kostenquoten für das Jahr 2007 wurden mit der [7.88] im laufenden Jahr angepasst.

¹⁶⁵ Für die Einforderung der Kostenquoten der freien und unfreien Verbraucher sowie der Eigenproduzenten (*autoprodutores*) mit Verbrauchseinheiten, die direkt an das Verteilungsnetz des SIN angeschlossen sind, sind die Verteilungsnetzbetreiber verantwortlich [7.82].

¹⁶⁶ Für die Einforderung der Kostenquoten der freien Verbraucher sowie der Eigenproduzenten (*autoprodutores*) mit Verbrauchseinheiten, die direkt an das Übertragungsnetz des SIN angeschlossen sind, sind die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich [7.82].

Für das Jahr 2007 ist ein deutlicher Überschuss auf dem PROINFA-Konto zu erwarten, weil die Verzögerungen bei der Realisierung vieler Windkraftanlagen in den Berechnungen des Aufpreises nicht in vollem Maße berücksichtigt wurden¹⁶⁷.

Tab. 7-e: Kosten des PROINFA – Werte 2006, und 2007 [7.84], [7.85]; Werte 2009: [7.57]

	Einheit	2006	2007	2009
Geschätzte PROINFA-Strommenge	MWh	1.597.385,60	4.215.469,98	12.096.645,00
Gesamtkosten des PROINFA*	R\$	385.168.972,17	637.712.660,66	1.925.373.913,13
Kosten des PROINFA pro MWh*	R\$/MWh	241,12	151,28	159,17
Bezahlte Gesamtstrommenge im SIN**	MWh	329.882.857,92	334.187.120,46	342.795.645,50
PROINFA-Anteil pro MWh**	R\$/MWh	1,168	1,908	5,617
Festgelegter PROINFA-Anteil*** pro MWh**	R\$/MWh	1,170	1,920	
Geschätzte PROINFA-Windstrommenge	MWh	254.422,86	1.133.735,70	3.485.879,00
Windkraft-Kosten an PROINFA-Gesamtkosten	R\$	56.937.422,81	263.940.841,21	809.725.536
Kosten des Windstroms pro MWh	R\$/MWh	223,79	232,81	232,29
Windkraftanteil an PROINFA-Gesamtkosten	%	14,78	41,39	42,06
Windkraftanteil am PROINFA-Anteil*** pro MWh**	R\$/MWh	0,173	0,790	2,362

*Im Jahr 2006 ist in den Kosten des PROINFA eine einmalige Gebühr für das zur Verfügung stellen der Transmissionsinfrastruktur (*duodécimo*) enthalten (PORTARIA 172/2005). Die geschätzten Gesamtkosten des PROINFA betrugen ohne den *duodécimo* R\$ 223.470.692,56 bzw. 139,90 R\$/MWh für das Jahr 2006 [7.84].

Es handelt sich um die von den Endverbrauchern bezahlte Gesamtstrommenge im SIN ohne Haushalte mit monatlichen Stromverbrauch unter 80 kWh unter Annahme eines konstanten Anstiegs zwischen 2006 und 2009. *Die Differenz zwischen den PROINFA-Mehrkosten pro MWh und dem festgelegten PROINFA Aufpreis pro MWh wird von der ANEEL nicht näher begründet [7.85].

Die Werte für 2009 beruhen auf der Annahme, dass die im Rahmen des PROINFA ausgewählten Projekte bis Ende des Jahres 2008 umgesetzt werden [7.57]. Die PROINFA-Strommenge würde in dem Fall von circa 4.215 GWh im Jahr 2007 auf ca. 12.096 GWh zunehmen, womit ein Kostenanstieg auf knapp 2 Milliarden Real pro Jahr verbunden wäre. Der PROINFA-Anteil¹⁶⁸ stiege von R\$ 1,92 pro MWh im Jahr 2007 auf ca. R\$ 5,62 pro MWh im Jahr 2009. Die Windkraft wäre für rund 40% der Gesamtkosten des PROINFA verantwortlich [Tab. 7-e].

7.3.3.1 Motive und Auswirkungen des nationalen Strommengen- und Kostenausgleichs

Der Kostenausgleich ohne die Berücksichtigung der Geringverbraucher bis 80 kWh hat folgende Hintergründe: Die Reform der Bestimmungen des Sozialstromtarifs für Haushalte mit geringen Einkommen¹⁶⁹ stand im engen Zusammenhang mit der Generalvereinbarung des Stromsektors infolge der neunmonatigen Stromrationierungen, in der unter anderem außerordentliche Stromtarifanhebungen vereinbart worden waren. Für die meisten End-

¹⁶⁷ Am Ende des Jahres 2006 befand sich auf dem PROINFA-Konto (*conta PROINFA*) ein Überschuss von R\$ 29.545.905,52, der bei der Berechnung des PROINFA-Anteils 2007 berücksichtigt wurde [7.85].

¹⁶⁸ Der PROINFA-Anteil für freie Verbraucher und Eigenproduzenten, die direkt an das Übertragungsnetz (*Rede Básica*) angeschlossen sind, erhöht sich um die Sozialabgaben PIS und COFINS von derzeit insgesamt 9,25% [7.85].

¹⁶⁹ Die gesetzlichen Bestimmungen zur Einordnung von Haushalten in das Segment der „Haushalte mit niedrigem Einkommen“ (*Subclasse Residencial Baixa Renda*) befinden sich in [7.89] und [7.90]. Die Entwicklung der Sozialtarife seit den Anfängen im Jahr 1987 bis heute wird von SANCHES [7.91] erläutert.

verbraucher war es schwer nachvollziehbar, dass infolge ihrer unfreiwilligen Stromsparbemühungen die Stromtarife erhöht worden waren [Kap. 3.2.3]. Im Wahljahr 2002 war die Regierung unter Fernando Henrique Cardoso darauf bedacht, zumindest einen Teil der Endverbraucher positiv zu stimmen. Zur Vorbeugung zukünftiger Stromversorgungsengpässe wurde im April 2002 ein Maßnahmenpaket zur Erhöhung der Stromversorgungssicherheit verabschiedet, in dem auch das PROINFA integriert war. In dem Maßnahmenkatalog wurden die Geringverbraucher bis max. 220 kWh¹⁷⁰ von den Mehrkosten eines Teils des Maßnahmenpakets befreit. Die Mehrkosten des PROINFA sollten zunächst jedoch von allen Endverbrauchergruppen getragen werden [7.37]. Die Befreiung der Haushalte mit einem monatlichen Stromverbrauch von höchstens 80 kWh¹⁶⁹ von der PROINFA-Kostenbeteiligung wurde erst bei der Novellierung des PROINFA im November 2003 zu Beginn der ersten Legislaturperiode der Regierung von Luiz Inácio „Lula“ da Silva beschlossen, der diese Maßnahme als Teil seiner sozial ausgerichteten Regierungspolitik integrierte [7.34].

Unter Berücksichtigung der erwarteten PROINFA-Strommengen in Tab. 7-e würde im Jahr 2009 die Mehrbelastung eines Haushalts mit einem monatlichen Verbrauch von 80 kWh ohne die beschriebene Ausnahmeregelung für Geringverbraucher zu einem monatlichen PROINFA-Anteil von knapp R\$ 0,45 führen. Dies entspricht ca. 1,7% des derzeitigen durchschnittlichen Haushaltstarifs B1 Residencial¹⁷¹ oder rund 0,11% des brasilianischen Mindestlohns von R\$ 380,00 [7.94]. Die PROINFA-Kostenbefreiung hat demnach lediglich einen relativ geringen Einfluss auf die Stromkostenentwicklung der ca. 14 Millionen Geringverbraucher mit einem Monatsverbrauch bis 80 kWh [7.91]. Im Gegensatz dazu führt die gesetzliche Tarifstruktur, die eine Preisreduktion bei Verbräuchen bis 80 kWh von mindestens 49,375%¹⁷² vorsieht, zu einer beträchtlichen Verringerung des Strompreises in dem Segment der Haushalte mit geringen Einkommen [7.93].

¹⁷⁰ Alle Geringverbraucher unter 80 kWh werden der *Subclasse Residencial Baixa Renda* zugeordnet [7.89]. Haushalte mit einem monatlichen Verbrauch zwischen 80 und 220 kWh werden ebenfalls der *Subclasse Residencial Baixa Renda*, wenn sie z. B. in das Kataster der Sozialprogramme der brasilianischen Bundesregierung (*Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal*) eingetragen sind. Sie erhalten dann den Strom ebenfalls zu reduzierten Preisen [7.92], [7.93]. In die Segment der Haushalte mit niedrigem Einkommen (*Subclasse Residencial Baixa Renda*) befinden sich ca. 17,8 Mio. Verbrauchsstellen, wovon 14 Mio. bis 80 kWh und 3,8 Millionen zwischen 80 und 220 kWh im Monat verbrauchen (Stand: Dezember 2005) [7.91].

¹⁷¹ Der Durchschnittshaushaltstarif „B1 Residencial“ von R\$ 0,3248/kWh (R\$ 25,98 bei einem Verbrauch von 80 kWh) wurde aus den Haushaltstarifen „B1 Residencial“ der 65 an Haushalte liefernden EVUs gebildet (Stand 15.09.2007) [7.10].

¹⁷² Für die ersten 30 kWh wird eine Preisreduktion von 65% gewährt und für die kWh 31 bis 80 ein Preisnachlass von 40%. Dies ergibt bei einem Verbrauch von exakt 80 kWh pro Monat einen Preisnachlass von 49,375%. Liegt der Verbrauch unter 80 kWh sind die Preisnachlässe höher.

Eine gerechte Kostenbeteiligung aller Endverbrauchergruppen, die ans SIN angeschlossen sind, proportional zum Stromverbrauch verhindert eine Benachteiligung bestimmter Endverbrauchergruppen oder Regionen. Eine Ausgleichsregelung, die sich beispielsweise auf die Kostenverteilung innerhalb der vier Übertragungsnetzgebiete des SIN beschränken würde, führte zu einer Benachteiligung der Regionen, in denen eine Vielzahl der im Rahmen des PROINFA geförderten Kraftwerke realisiert werden. Im Fall der Windenergie müsste der strukturschwache Nordosten den Großteil der Mehrkosten tragen, in dessen Territorium mit 805,6 MW rund 56,6% der im Rahmen des PROINFA geplanten Windkraftkapazität entstehen soll [Tab. 7-c]. Die proportionale Aufteilung der Strommengen und Kosten zwischen den Endverbrauchergruppen im PROINFA führt bisher zusammen mit der hohen Transparenz, die durch die Veröffentlichung der Quoten erreicht wird, zu einer weitgehenden Akzeptanz der durch das PROINFA anfallenden Mehrbelastungen.

7.3.3.2 PROINFA-Ausgleichsregelung im Vergleich mit den europäischen Regelungen

In vierzehn der achtzehn EU-Länder mit einem *Feed-In Law* werden die Kosten der Strom einspeisung proportional zum Stromverbrauch auf die Endverbraucher verteilt. In den Österreich, Deutschland und Dänemark erhält die stromintensive Industrie Vergünstigungen, welche die Wettbewerbsfähigkeit dieser Branchen sichern sollen. Während in Deutschland und Dänemark mit 10 GWh bzw. 100 GWh konkrete Verbrauchsuntergrenzen für die Einstufung als vergünstigungsberechtigtes stromintensives Unternehmen festgelegt wurden, hängt der Kostenbeitrag der Endverbraucher in Österreich von der Netzebene ab, an die der jeweilige Endverbraucher angeschlossen ist¹⁷³. In den Niederlanden kommt es durch eine einheitliche Gebühr für alle Verbraucher zu einer vollständigen Abkopplung von Verbrauch und Kostenumverteilung [7.5], [7.79].

Die brasilianische Regelung der Befreiung der Geringverbraucher bis 80 kWh von der Kostenbeteiligung steht im Gegensatz zu den vier erwähnten europäischen Ausnahmefällen, bei denen tendenziell die Großverbraucher begünstigt werden und den restlichen Stromkunden inkl. der Geringverbraucher proportional zum Stromverbrauch höhere Kosten aufgebürdet werden.

7.4 Finanzierungsoptionen für Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA

Finanzierungsprogramme mit günstigen Kreditkonditionen sind besonders in Ländern wie Brasilien mit ungünstigen Rahmenbedingungen für die Finanzierung von langfristigen

¹⁷³ Die so genannte Zählpunktpauschale variiert zwischen € 15,00, € 300,00, € 3.300,00 und € 15.000,00 [7.79].

Investitionen [Kap. 6.7] ein wichtiges Umsetzungsinstrument von Markteinführungsprogrammen wie dem PROINFA. Bei Infrastrukturprojekten in Brasilien stellen in der gegenwärtigen Situation internationale Entwicklungsbanken und im Besonderen die brasilianische BNDES, Nationalbank für Wirtschafts- und Sozialentwicklung, den größten Teil der Finanzmittel zur Verfügung. Die Basisfinanzierung der Infrastrukturprojekte erfolgt meist über die Finanzierungsprogramme der BNDES. Die Finanzierung der Windkraftprojekte im Rahmen dieser Programme kann deshalb als komplementäres Element des *Feed-In Law* PROINFA betrachtet werden. Im folgenden Unterkapitel 7.4.1 steht deshalb die BNDES-Finanzierung im Mittelpunkt der Betrachtungen.

7.4.1 Kreditfinanzierung der staatlichen Förderbank BNDES

Die brasilianische Entwicklungsbank BNDES hat eine Vielzahl von Finanzierungsprogrammen aufgelegt, über die unter anderem auch Infrastrukturprojekte des Energiesektors teilfinanziert werden. Im Rahmen der BNDES-Finanzierungen stellt der langfristige Zinssatz TJLP (*Taxa de Juros de Longo Prazo*), der seit 1994 vom Nationalen Währungsrat (CMN) festgelegt wird, in der Regel die Verzinsungsbasis dar. Der TJLP ist deshalb eine bedeutsame Determinante der Infrastrukturentwicklung in Brasilien.

7.4.1.1 Zinssatz für langfristige Kredite TJLP und dessen Einflussfaktoren

Seit dem 4. Quartal 1999 gelten zur Berechnung des im dreimonatigen Zyklus berechneten TJLP folgende Parameter [7.95], [7.96]:

- das proportionale Inflationsziel (IZ) für 12 Monate, gerechnet ab dem ersten Monat der Gültigkeit des Zinssatzes, basierend auf den jährlichen Inflationszielen, die durch den Nationalen Währungsrat (CMN) auf Basis des IPCA-Preisindex festgelegt werden [Abb. 6-c],
- die Risikoprämie (R), berechnet auf Basis eines internationalen Realzinssatzes und einer Risikokomponente für Brasilien in einer mittleren bis langfristigen Perspektive.

Bei der Festlegung des TJLP versucht das CMN der langen Laufzeit mit dem TJLP verzinsten Darlehen gerecht zu werden, indem es die Inflationsziele und die Einschätzung der mittelfristigen bis langfristigen Entwicklung des Länderrisikos berücksichtigt [Kap. 6.1.2.2], [Abb. 6-c], [Kap. 6.5], [Abb. 6-l]. Bei der Bestimmung der Risikoprämie des TJLP fließt neben dem Länderrisiko eine mittel- bis langfristige Prognose des internationalen Realzinsniveaus ein, ebenfalls ein Ausdruck der langfristigen Ausrichtung des TJLP [Kap. 6.4], [Abb. 6-j], [Abb. 6-k]. Der TJLP liegt deutlich unterhalb der Kreditzinsen der Geschäftsbanken, die durch einen hohen Zinsspread charakterisiert sind [Kap. 6.3], und dient im Rah-

men der BNDES-Kreditprogramme und auch in der Immobilienwirtschaft als Berechnungsbasis. Zur Berechnung des TJLP wird folgende Formel angewendet:

$$TJLP = [IZ(n) \times M(n) + IZ(n+1) \times M(n+1)] / 12 + R_{TJLP} \quad (7.21)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
TJLP	Langfristiger Zinssatz und Berechnungsbasis der BNDES-Verzinsung	variabel	%
IZ	Inflationsziel im Jahr n des Festlegungszeitraums	variabel	%
M	Anzahl der Monate im Jahr n innerhalb der 12 Monate, die auf den Beginn des Festlegungszeitraums folgen	variabel	Monate
R_{TJLP}	Risikoprämie im Rahmen der Berechnung des TJLP	variabel	%
n	Bezugsjahr	variabel	Jahr

7.4.1.2 Berechnung des BNDES-Zinssatzes in Abhängigkeit vom TJLP

Im Rahmen des BNDES-Finanzierungsprogramms für Windkraftanlagen wird der Kreditzins bei einem TJLP bis einschließlich 6% folgendermaßen kalkuliert: Zu dem aktuellen TJLP-Zinssatz wird bei einer direkten Unterstützung der BNDES eine Vergütung von maximal 1% (V_{BNDES}) und eine Risikoprämie (R_{BNDES}) in Abhängigkeit vom Kreditnehmer von maximal 1,8% addiert¹⁷⁴.

$$Z(TJLP) = TJLP + V_{BNDES} + R_{BNDES} \quad (TJLP \leq 6) \quad (7.22)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
Z	BNDES-Zinssatz in Abhängigkeit vom TJLP	variabel	%
TJLP	Langfristiger Zinssatz	variabel	%
V_{BNDES}	Vergütung der BNDES	1 (max.)	%
R_{BNDES}	Risikoprämie der BNDES	1,8 (max.)	%

Es ist auch eine indirekte Unterstützung der BNDES über die Vermittlung einer anderen akkreditierten Finanzinstitution möglich, führt aber wegen der zusätzlichen Vermittlungsgebühren zu insgesamt schlechteren Kreditkonditionen [7.95].

Bei einem TJLP höher als 6% wird ein Kapitalisierungsfaktor (KF) mit folgender Formel errechnet:

$$KF(TJLP) = [(1 + TJLP / 100) / (1 + 6 / 100)]^{d/360} \quad (TJLP > 6) \quad (7.23)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
KF	Kapitalisierungsfaktor in Abhängigkeit vom TJLP	variabel	
TJLP	Langfristiger Zinssatz	variabel	%
d	Berechnungszeitraum	variabel	Tage

Der KF ist lediglich vom Langzeitzinssatz TJLP abhängig und in jedem Fall größer als 1.

¹⁷⁴ Bis Ende 2006 gab es ein eigenes PROINFA-Finanzierungsprogramm, bei dem die Vergütung der BNDES inkl. Risikoprämie von 3,5% festgelegt war. Die Kreditbedingungen haben sich zum 01.01.2007 verbessert [Abb. 7-n].

Zur Berechnung des Zinssatzes (Z) wird der KF in folgende Formel integriert:

$$Z(TJLP) = 100 \times KF \times \{[1 + (V_{\text{BNDES}} + R_{\text{BNDES}} + 6) / 100]^{d/360} - 1\} \quad (TJLP > 6) \quad (7.24)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
Z	BNDES-Zinssatz in Abhängigkeit vom TJLP	variabel	%
KF (TJLP)	Kapitalisierungsfaktor in Abhängigkeit vom TJLP	variabel	
V_{BNDES}	Vergütung der BNDES	1 (max.)	%
R_{BNDES}	Risikoprämie	1,8 (max.)	%
d	Berechnungszeitraum	variabel	Tage

Durch die Potenzierung mit $d/360$ wird eine Berechnung des Kapitalisierungsfaktors für jede beliebige Tagesanzahl (d) möglich. Bei der Berechnung des Jahreszinses (Z) unter Annahme eines konstanten TJLP gilt $d = 360$:

$$KF(TJLP) = [(1 + TJLP / 100) / (1 + 6 / 100)]^1 \quad (TJLP > 6) \quad (7.25)$$

$$Z(KF) = 100 \times KF \times \{[1 + (V_{\text{BNDES}} + R_{\text{BNDES}} + 6) / 100]^1 - 1\} \quad (7.26)$$

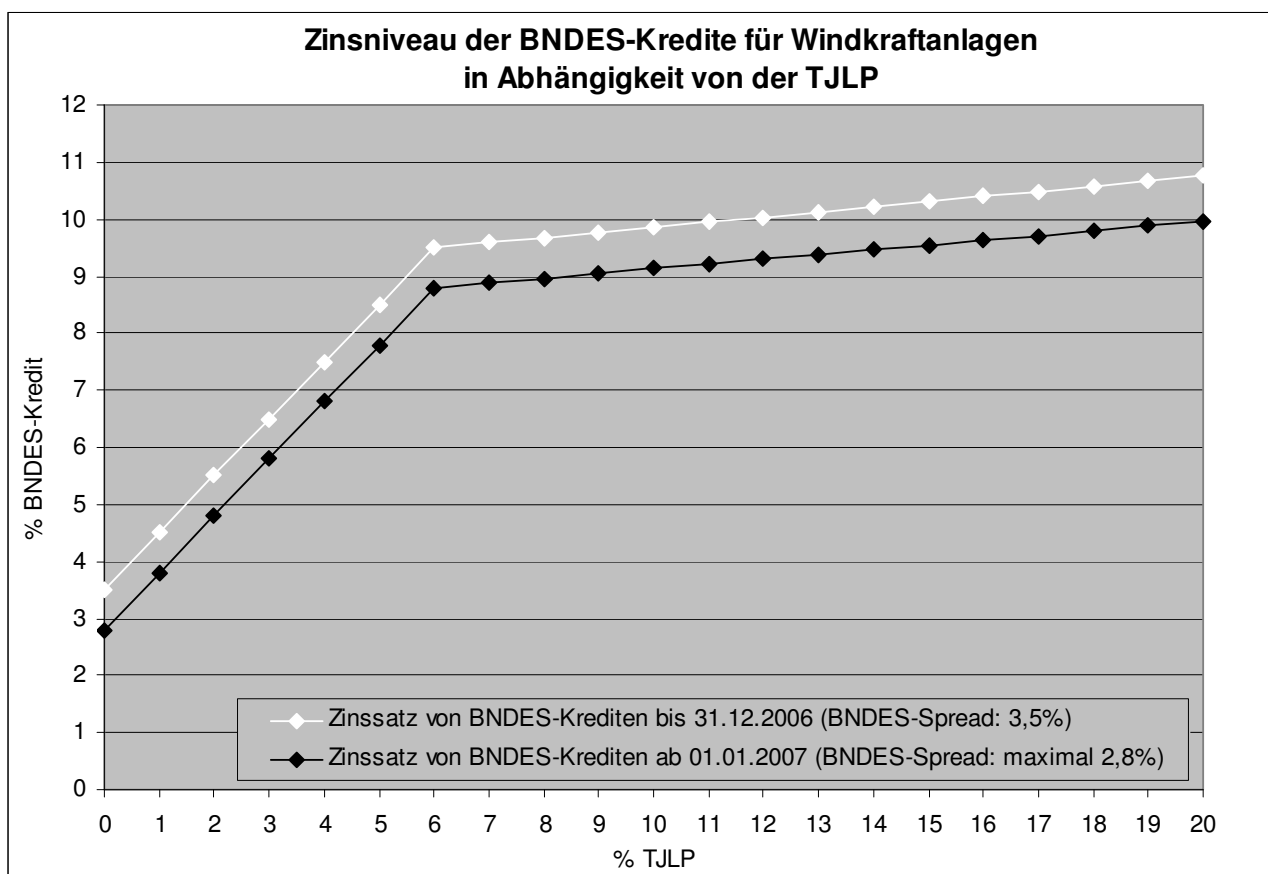


Abb. 7-n: Zinsniveau der BNDES-Kredite in Abhängigkeit des TJLP [7.95] (Eigene Darstellung).

Der Zinssatz hängt im Rahmen des Finanzierungsprogramms für PROINFA-Projekte bei einem TJLP größer 6% nur noch indirekt über den KF vom TJLP ab. Dies führt zu einer deutlich geringeren Steigerung des Zinssatzes in Abhängigkeit vom TJLP [Abb. 7-n]. Den

Kreditnehmern wird damit bei starken Schwankungen des TJLP auf hohem Niveau ein relativ stabiles Zinsniveau garantiert. Dadurch wird ein möglicher rapider Renditeeinbruch aufgrund steigender Zinsen und Finanzierungskosten unwahrscheinlich. In Abb. 7-p wird die ausgleichende Wirkung dieser Berechnungsweise bei der Gegenüberstellung der Entwicklungen des „BNDES-Zinssatzes“ und des TJLP deutlich.

Die 14-jährige Amortisationszeit¹⁷⁵ erfolgt nach dem SAC (*Sistema de Amortização Constante* – System der konstanten Tilgung). Es handelt sich um ein Darlehenssystem mit konstanter bzw. linearer Tilgungsleistung (Tilgungsdarlehen). Die Zinszahlungen werden über die Restschuld berechnet.

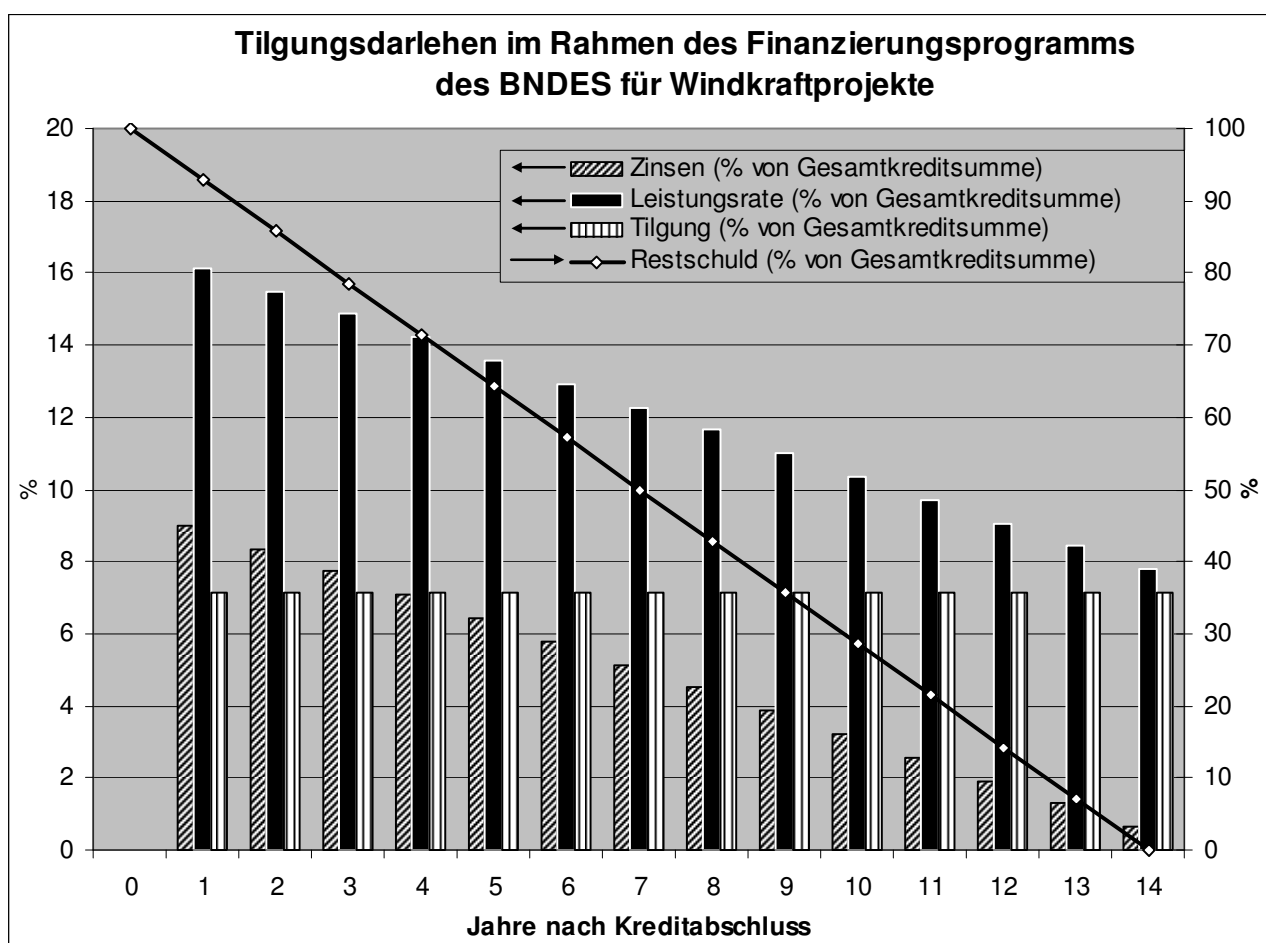


Abb. 7-o: Entwicklung von Restschuld und Leistungsrate bei einem Tilgungsdarlehen der BNDES (Annahme: konstanter Zinssatz von 9%) (Eigene Darstellung)

In Abb. 7-o wird für das Tilgungsdarlehen der BNDES eine 14-jährige Gesamtlaufzeit bei einem konstanten Zinssatz von 9% angenommen. Der Zinssatz wurde vom Verfasser beispielhaft in dieser Höhe festgelegt, weil der berechnete Zinssatz der BNDES in Abhängig-

¹⁷⁵ Im April 2005 wurde die Amortisationszeit von 10 auf 12 Jahr, um die Umsetzung der Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA voranzutreiben [7.97]. Zu Beginn des Jahres 2007 wurde die Amortisationszeit um weitere zwei Jahre auf nun 14 Jahr erhöht [7.105], [EI 8].

keit vom TJLP seit Anfang des Jahres 2007 bei ca. 9% liegt [Abb. 7-p]. In den ersten zwei Jahren sind die Zinszahlungen höher als die Tilgung, und die gesamte Leistungsrate des Kreditnehmers liegt im ersten Jahr bei über 16% der Darlehensvolumens. Die hohen Leistungsrate in den ersten Jahren könnten zu Liquiditätsproblemen bei Projektgesellschaften mit geringen Eigenkapitalreserven führen. Ein Annuitätendarlehen mit konstanten Ratenzahlungen wäre sicherlich eine adäquatere Darlehensform für eine derartige Finanzierungsform [Kap. 8.2.2.2]. Die Projektfinanzierung stand allerdings zum Zeitpunkt der Konzeption des Finanzierungsprogramms für PROINFA-Projekte noch gar nicht zur Debatte, wie im folgenden Unterkapitel erläutert wird.

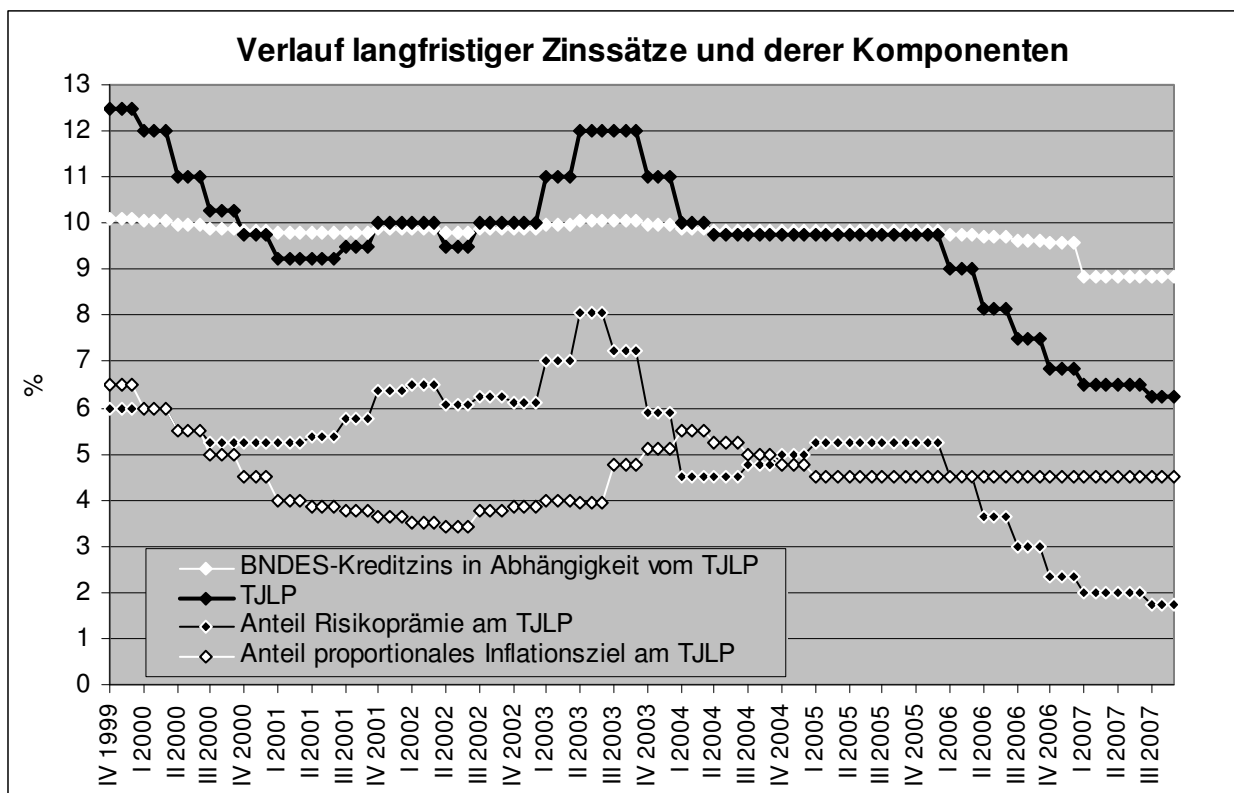


Abb. 7-p: Entwicklung des BNDES-Zinssatzes und des TJLP sowie dessen Komponenten seit der Veränderung der Berechnungsgrundlage im 4. Quartal 1999 [7.95], [7.98] (Eigene Darstellung).

7.4.1.3 Projektfinanzierung mit Unterstützung der BNDES

Ein Hemmnis bei der Kreditvergabe der BNDES war die Unzulässigkeit der Projektfinanzierung (*Project Finance*). Im Besonderen Infrastrukturprojekte im Erneuerbare-Energien-Sektor werden oft über die Projektfinanzierung realisiert, d.h. das Projekt bzw. die zukünftig durch den Projektbetrieb generierten Einnahmen sind die Hauptgarantie des Kreditgebers und nicht wie bei der Unternehmensfinanzierung (*Corporate Finance*), bei dem die Unternehmensbilanz die Finanzierungsgrundlage darstellt. Nelson Siffert, Chef der Abteilung für Elektrische Energie der BNDES, meint, dass die Notwendigkeit einer näher am

Project Finance liegenden Finanzierungsstruktur im Infrastruktursektor und speziell im Energiesektor erkannt worden sei. Auf der einen Seite verlangen Energieprojekte ein hohes Investitionsniveau, das wenig kompatibel mit der Unternehmensfinanzierung sei. Auf der anderen Seite ist die Vorhersehbarkeit der Einnahmen (durch das System der Einspeisevergütungen bzw. langfristige Abnahmeverträge) hoch. Die erweiterten Anwendungsmöglichkeiten des *Project Finance* gäben jedoch nicht nur Impulse für die Umsetzung von Investitionen, sondern verbreiteten zudem den Konkurrenzprozess, da technisch befähigte Investoren nicht mehr durch die Barrieren der Unternehmensfinanzierung am Markteintritt gehindert würden [7.99].

Im Mai 2006 verkündete die BNDES die Genehmigung von *Projekt Finance* für Infrastrukturprojekte [7.100], bei denen u. a. folgende Rahmenbedingungen für die Kreditgewährung in Kraft getreten sind:

- der begünstigte Kreditnehmer sei eine Aktiengesellschaft mit spezifischem Zweck (SPE),
- der erwartete Cash-Flow des Projekts sei ausreichend, um den Schuldverpflichtungen nachzukommen, d.h. der Deckungsindex des Schuldendienstes (ICSD) muss in allen Betriebsjahren bei mindestens 1,3 liegen, bei Projekten mit einer IRR von mindestens 8% bei mindestens 1,2,
- die zukünftigen Einnahmen des Projekts seien zu Gunsten der Kreditgeber gebunden oder werden diesen überlassen [7.101],
- das Eigenkapital der Teilhaber sollte mindestens 20% der Gesamtinvestitionsvolumen betragen, wobei eine eventuelle Beteiligung der BNDESPAR¹⁷⁶ ausgenommen ist.

7.4.1.4 Bedeutung der BNDES-Kredite bei der Finanzierung der PROINFA-Windparks

Zur Finanzierung der im Rahmen des PROINFA ausgewählten Erneuerbaren-Energien-Projekte wurde ein Finanzierungsprogramm mit einem Budget von R\$ 5,5 Milliarden aufgelegt, das zum 31.12.2006 auslief [7.97]. Über dieses spezielle Förderprogramm wurden nur 5 der insgesamt 54 ausgewählten Windkraftprojekte finanziert und realisiert [Tab. 7-f].

Zum 01.01.2007 verbesserten sich die Kreditkonditionen für Windkraftprojekte erneut¹⁷⁷. Neben der Verlängerung der Amortisationszeit auf 14 Jahre verringerte sich der BNDES-Spread von 3,5% auf maximal 2,8% [Abb. 7-n], [7.105], [7.106].

Bis zu 80% der finanzierbaren Items¹⁷⁸ der Projekte bei einer Unternehmensfinanzierung und 75% bei einer Projektfinanzierung können über das Programm zur finanziellen Unter-

¹⁷⁶ BNDES Participações, BNDESPAR ist eine Tochtergesellschaft der BNDES, die mit dem Ziel gegründet wurde, die Subskription von Immobilienwerten auf dem brasilianischen Kapitalmarkt zu ermöglichen [7.107].

¹⁷⁷ Im April 2005 war bereits die Amortisationszeit von 10 auf 12 Jahre angehoben und der Finanzierungsanteil von 70% auf 80% der finanzierbaren Items erhöht worden [7.97].

stützung von Investitionen in erneuerbare (elektrische) Energien im Rahmen des PROINFA finanziert werden. Für Windkraftprojekte reduziert sich der finanzierbare Anteil wegen des relativ hohen Importanteils derzeit auf max. 70% der Investitionssumme [Tab. 7-f].

Tab. 7-f: Finanzierung der realisierten Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA und die Vorhabensträger/Teilhaber [7.102], [7.103], [7.104].

Finanzierung der realisierten Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA	Investitions- volumen	BNDES – Kredit*	Anteil- BNDES	Vorhabensträger / Teilhaber
	(R\$)	(R\$)	%	
UEE Água Doce	29.200.000	20.500.000	ca. 70%	CENAEEL - <i>Central Nacional de Energia Eólica Ltda./Brasilien</i>
UEE RN 15 - Rio do Fogo	209.000.000	136.000.000	ca. 65%	Enerbrasil (Tochtergesellschaft von Iberdrola/Spanien)
UEE Osório	674.000.000	465.000.000	ca. 69%	SPE Ventos do Sul S/A (Enerfin Ener-vento, kontrolliert durch Elecnor/Spanien; Wobben Windpower, Tochtergesellschaft von Enercon/Deutschland; CIP Brasil/Brasilien)
UEE Sangradouro				
UEE dos Índios				

* Kredite werden zum Teil von anderen Banken mitgetragen [Kap. 7.4.1.2].

Der auf die Kredite veranschlagte „BNDES-Zinssatz“ in Abhängigkeit vom TJLP ist zudem auch in Phasen hoher Inflation und hohem Zinsniveau relativ konstant [Abb. 7-p], [Kap. 6]. Mit einer Laufzeit von 14 Jahren und einem Tilgungsbeginn sechs Monate nach Betriebsbeginn stellt das BNDES-Finanzierungsprogramm die günstigste Finanzierungsmöglichkeit für den Erneuerbare-Energien-Sektor in Brasilien dar und ist fundamentaler Bestandteil aller Investitionsprojekte im Rahmen des PROINFA [Kap. 6.3].

Yazbek meint jedoch, dass die hohen Garantien, die die BNDES im Rahmen der Finanzierung verlangt, von einer Vielzahl der projektverantwortlichen Unternehmen nicht erfüllt werden können [EI 5]. Neben den fünf bereits realisierten Windparks gab es bei der BNDES bisher weitere drei Anfragen zur Finanzierung von Windkraftprojekten, wovon lediglich eine Anfrage bereits formalisiert wurde (Stand: 27.08.2007) [EI 8]¹⁷⁹.

7.4.2 Restfinanzierung der PROINFA-Windkraftprojekte

Die insgesamt ungünstigen Kreditbedingungen für langfristige Infrastrukturinvestitionen in Brasilien, abgesehen von den Finanzierungsprogrammen der BNDES, lässt eine Kreditfinanzierung von Geschäftsbanken zu Marktpreisen de facto ausschließen [Kap. 6.3]. Das noch immer hohe Realzinsniveau von sicheren Anlagemöglichkeiten, wie z. B. brasilianische Staatsanleihen, drückt weiterhin die relative Attraktivität von alternativen Anlagemöglichkeiten, wie langfristigen Infrastrukturinvestitionen [Kap. 6.2]. Zudem konkurrieren die

¹⁷⁸ Eine Liste der finanzierbaren Items ist auf der Seite der BNDES abrufbar [7.108].

¹⁷⁹ Die Projekte im Nordosten werden zum Teil von der Banco do Nordeste finanziert. Trotz mehrfacher Anfrage erhielt der Autor keine Auskunft über die betroffenen Projekte.

Windkraftprojekte mit anderen langfristigen Infrastrukturprojekten um brasilianische Investoren, wobei vor allem Kleinwasserkraftwerke als etablierte Technologie in der subjektiven Einschätzung eines brasilianischen Investors in der Regel ein geringes Anlagerisiko mit hoher Renditeerwartung darstellen [Kap. 6.2.3], [EI 3].

Wegen der beschriebenen Rahmenbedingungen in Brasilien ist die hohe Beteiligung von ausländischen Investoren an den realisierten Windkraftprojekten nachvollziehbar. Das internationale Zinsniveau liegt unter dem brasilianischen und in der Regel unter der Renditeerwartung von brasilianischen Windkraftprojekten. In Einzelfällen haben sich deswegen ausländische Investoren, trotz Wechselkursrisiko und Monopolpreise, an brasilianischen Windparks beteiligt. Zudem kommt die große Erfahrung mit der Windkraft vor allem in Europa, die voraussichtlich zu geringeren Risikoaufschlägen von ausländischen Investoren führt.

Von den vier großen realisierten Windparks mit einer Gesamtkapazität von knapp 200 MW gehört einer dem Unternehmen Enerbrasil, einer Tochtergesellschaft der spanischen Iberdrola. Die anderen drei Windparks sind im Besitz eines Konsortiums aus Enerfin Enervento, kontrolliert von der spanischen Elecnor, und Wobben Windpower, Tochtergesellschaft des deutschen Windkraftanlagenherstellers Enercon, sowie CIP Brasil, einem brasilianischen Unternehmen [Tab. 7-f]. Durch die finanzielle Beteiligung des Monopolanbieters für Windkraftanlagen auf dem brasilianischen Markt, Wobben Windpower, an mindestens drei der fünf Windparks, wird die derzeitige dominante Stellung des Monopolanbieters Wobben Windpower zusätzlich deutlich. Im Jahr 2007 plant zudem Siif Energies, eine Tochtergesellschaft der französischen EdF, einen weiteren Windpark¹⁸⁰ fertig zu stellen.

Neben den ausländischen Unternehmensbeteiligungen kommt auch eine Co-Finanzierung von internationalen Entwicklungs- und Förderbanken in Frage. Die *Inter-American Development Bank* (IADB) war von 2000 bis 2004 mit langfristigen Garantien und Finanzierungen von US\$ 600 Millionen, der Mobilisierung von US\$ 800 Millionen langfristiger Garantien und Finanzierungen von anderen internationalen Finanzinstitutionen und daraus resultierenden Gesamtinvestitionen von US\$ 3 Milliarden die multilaterale Institution mit der größten Bedeutung für private Investitionen in den brasilianischen Stromsektor [7.36]¹⁸¹. Für ausländische Investoren sind die Möglichkeiten einer freien Konversion der Lokalwährung in ausländische Währungen, der Auslandstransfer der Mittel im Rahmen des Kapital-

¹⁸⁰ Es handelt sich um den Windpark UEE Paracuru mit einer Leistung von 23,5 MW [7.109].

¹⁸¹ Am 3. November 2007 wird die südamerikanische Entwicklungsbank Banco del Sur mit Beteiligung der Länder Brasilien, Venezuela, Argentinien, Bolivien, Paraguay, Uruguay und Ecuador gegründet [7.110]. Diese Bank könnte sich mittelfristig zu einer weiteren Finanzierungsoption für Windkraftprojekte in Südamerika entwickeln.

rückflusses, sowie die Möglichkeit der Indexierung der Finanzierungsverträge an ausländische Währungen von großer Bedeutung. Die Konversion und der Auslandstransfer von Geldmitteln sind in Brasilien restriktiv gestaltet. Dies dient in erster Linie zur Verhinderung eines raschen Kapitalabflusses in Krisensituationen. Diese Restriktionen sind aber auch ein Hindernis für internationale Finanzierungen in brasilianische Infrastrukturprojekte, da der mit diesen Restriktionen verbundene Risikoaufschlag die Finanzierungen verteuert.

Im Hinblick auf die Indexierung der Finanzierungen an ausländische Währungen versucht die IADB praktische Lösungen innerhalb der legislativen Beschränkungen zu finden, die jedoch entweder unbefriedigende Ergebnisse erzielen oder auf dem Rechtsweg angreifbar sind. Nur ein eindeutiger Rechtsrahmen würde Abhilfe leisten [7.36]. Wegen der unbefriedigenden Indexierbarkeit ist für ausländische Geldgeber die Stabilität des Paritätsverhältnisses von großer Bedeutung, da eine Abwertung der lokalen Währung innerhalb der Finanzierungslaufzeit zu einer beträchtlichen Schrumpfung der Kreditrendite führen kann [Kap. 6.6]. Trotz der beschriebenen Hindernisse für internationale Finanzierungen ist die deutsche Förderbank KfW bei dem Windpark UEE Elebrás Cidreira 1 als Kreditgeber im Gespräch [7.111]¹³⁸.

Resümierend bleibt festzuhalten, dass die Restfinanzierungen der Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA aus den genannten Gründen in erster Linie von europäischen Unternehmen aus dem Energiesektor durchgeführt werden, die den notwendigen Anteil an Eigenkapital aufbringen können und bereits Erfahrungen mit Windkraftprojekten haben¹⁸². Brasilianische Investoren interessieren sich bisher nur bedingt für die PROINFA-Windkraftprojekte. Die Kreditfinanzierung von internationalen Förder- und Entwicklungsbanken wird durch restriktive Regelungen im Hinblick auf Konversion, Auslandstransfer und Indexierung in Kombination mit einem hohen Wechselkursrisiko ebenfalls eingeschränkt.

7.5 Bewertung der Förderbedingungen für die Windkraftnutzung in Brasilien

In den vorangegangenen Unterkapiteln sind die sektorspezifischen Rahmenbedingungen für die Windkraftnutzung in Brasilien eingehend erforscht worden. Nach der Erläuterung des diskriminierungsfreien Netzzugangs sowie der Verrechnungsmethode der Netzanschlusskosten [Kap. 7.1] sind die Zusatz- und Basiselemente des *Feed-In Law* PROINFA eingehend analysiert worden [Kap. 7.2], [Kap. 7.3]. Abschließend haben die Finanzierungsmög-

¹⁸² Lediglich der Windpark Água Doce wurde von einem Unabhängigen Autonomen Produzenten errichtet [Kap. 7.2.2.1].

lichkeiten und im Besonderen das Finanzierungsprogramm der BNDES im Mittelpunkt der Betrachtungen gestanden [Kap. 7.4].

In Abb. 7-q werden die Ziele und Auswirkungen der genannten sektorspezifischen Rahmenbedingungen stichpunktartig zusammengefasst. Die Grundvoraussetzung für das Funktionieren eines *Feed-In Law*, ein diskriminierungsfreier Netzzugang, wurde bereits im Jahr 1999 im Zuge der Liberalisierung des Stromsektors umgesetzt. Die Netzananschlusskosten werden seitdem „flach“ verrechnet, d.h. die Stromerzeuger kommen lediglich für die physische Netzanbindung auf, der Netzausbau in vorgelagerten Netzen wird hingegen über System- bzw. Netznutzungstarife finanziert, die in Brasilien nicht nur von den Verbrauchergruppen, sondern auch von den Stromerzeugern gezahlt werden.

Ziele und Auswirkungen der sektorspezifischen Grundlagen, der Zusatz- und Basiselemente des Feed-In Law sowie der Finanzierungsoptionen für die Windkraftnutzung in Brasilien

	Ziele der Implementierung	Auswirkungen auf Investitionen
7.1 Grundlagen 1. Diskriminierungsfreier Netzzugang / Verrechnungsmethode der Netzananschlusskosten	Wettbewerb auf dem Strommarkt, Sicherung der Stromversorgung / Transparente Kostenregelung des Netzan schlusses, Beteiligung aller Stromerzeuger an den Ausbaukosten in vorgelagerten Netzen über System- / Netznutzungsgebühr (UoS)	Ermöglichung privatwirtschaftlicher Investitionen in den Stromsektor / Finanzielle Belastung der Stromerzeuger durch Systemnutzungsgebühr (UoS) mit signifikantem Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Windkraftprojekte
7.2 Zusatzelemente 1. Begrenzung des Fördervolumens ↓ 2. Selektion der Projekte 3. Nationalisierungsgrad	Diversifizierung der Stromerzeugung durch kontrollierten Ausbau des Kraftwerksparks Faire Selektion der Projekte nach dem Datum der Baugenehmigung (LI) Steigerung der nationalen Wertschöpfung, Schaffung von Arbeitsplätzen, Technologietransfer	Geringes Interesse der WEA-Hersteller am Aufbau von Produktionsstätten in Brasilien Verzögerung der Projektumsetzung wegen Rechtsstreitigkeiten Monopolmarkt und damit verbundene hohe Investitionskosten, Mangelnde Verfügbarkeit von WEA, Verzögerung der Umsetzung, Erhöhung der administrativen Kosten
7.3 Basiselemente 1. Differenzierte Einspeisevergütungen 2. Langjährige Stromabnahmegarantie 3. Nationale Ausgleichsregelung	Vermeidung einer Überförderung, Ermöglichung eines wirtschaftlichen Betriebs Erhöhung der Investitionssicherheit Proportionale und soziale Verteilung der Mehrkosten (Nichtberücksichtigung der Geringverbraucher)	Ungewissheit über tatsächliche Vergütung wegen Vielzahl möglicher Vergütungshöhen, keine Anpassung an Kostenkurve Erhöhung der Investitionssicherheit -----
7.4 Finanzierungsoptionen 1. BNDES - Finanzierungsprogramme	Teilfinanzierung der Projekte mit langfristigen, zinsgünstigen Krediten	Basisfinanzierung aller umgesetzten WEA, Restfinanzierung ist problematisch

Abb. 7-q: Ziele und Auswirkungen der sektorspezifischen Rahmenbedingungen der Windkraftnutzung in Brasilien (Eigene Darstellung).

(Farberläuterung: orange Umrandung – Ziel erreicht oder weitgehend erreicht; orange Umrandung – Ziel bedingt erreicht; oranges Feld inkl. Umrandung – Ziel verfehlt)

Obwohl diese finanzielle Belastung die Wirtschaftlichkeit der Projekte im signifikanten Maße beeinträchtigen kann, ist sie einer „tiefen“ Verrechnung vorzuziehen, weil die damit verbundene Erhöhung der Investitionsnebenkosten zu einem zusätzlichen Anstieg der hohen Investitions- und Finanzierungskosten führen würde [Kap. 6.7]. Die „flache“ Verrechnung

der Netzausbaukosten hat sich im Allgemeinen bewährt, allerdings führt die derzeitige Regelung zu einer Benachteiligung der Stromerzeuger, die ans Verteilungsnetz angeschlossen sind. Deshalb sind Reformen mit dem Ziel einer größeren Transparenz und Kostengerechtigkeit bei der Berechnung des TUSD-G geplant [Kap. 7.1]. Allein die physischen Netzanbindung führt bei vielen Windparkprojekte zu hohen Kosten, da die Entfernung zwischen Kraftwerk und Netzverknüpfungspunkt mit durchschnittlich über 20 km groß ist [Kap. 7.1.3]. Kernproblem des PROINFA sind Zielkonflikte zwischen den Zusatzelementen. Die brasilianische Regierung möchte mit der Förderung der Windkraft eine kontrollierte Diversifizierung des Kraftwerksparks erreichen, der derzeit von der Großwasserkraft dominiert ist [Kap. 3], [Kap. 4.3]. Deswegen wurde das Fördervolumen der Windkraftprojekte auf ca. 1.423 MW bis Ende 2008 begrenzt. Die Begrenzung des Fördervolumens hat die Ansiedlung weiterer Windkraftanlagenhersteller in erster Linie wegen mangelnder langfristiger Perspektiven bisher verhindert. Mit dem Ziel der Ansiedlung weiterer Windkraftanlagenhersteller wurde ein Nationalisierungsgrad des Equipments und der Dienstleistungen eingeführt, der an die Förderung im Rahmen des PROINFA gekoppelt ist. Der Nationalisierungsgrad soll garantieren, dass ein Großteil der Wertschöpfung in Brasilien erfolgt und zu der Schaffung von Arbeitsplätzen führt.

Im Endeffekt werden die Ziele beider Zusatzelemente „Begrenzung des Fördervolumens“ und „Nationalisierungsgrad“ verfehlt: Die Diversifizierung des Kraftwerksparks wird nicht im gewünschten Umfang erreicht, da Windkraftanlagen mit dem vorgeschriebenen Nationalisierungsgrad nur zu erhöhten Monopolpreisen angeboten werden und dadurch die Wirtschaftlichkeit vieler Windkraftprojekte beeinträchtigt wird. Die Steigerung der nationalen Wertschöpfung und der Technologietransfer sowie die Schaffung von Arbeitsplätzen gelingt bisher nicht im erhofften Maße wegen mangelnder Förderperspektiven und der damit verbundenen unzureichenden Sicherheit für Neuinvestitionen in Produktionsstätten [Kap.7.2.1], [Kap. 7.2.3]. Wegen der Begrenzung des Fördervolumens wurde eine Selektion der Windkraftprojekte notwendig, die zu Rechtsstreitigkeiten führte und einer damit verbundenen Verzögerung in der Programmumsetzung. Die Selektion steht im Allgemeinen jedoch der Umsetzung der Projekte nicht entgegen [Kap. 7.2.2].

Die Basiselemente, im Wesentlichen das gewählte System der Einspeisevergütungen in Kombination mit einer zwanzigjährigen Stromabnahmegarantie im Rahmen von PPAs, gäben voraussichtlich ausreichende Investitionsanreize für eine vollständige Umsetzung der ausgewählten Windparks, auch wenn die fließende Differenzierung der Einspeisetarife nur bedingt transparent ist [Kap. 7.3]. Die erhöhten Monopolpreise und die mangelnde

Verfügbarkeit von gesetzeskonformen Windkraftanlagen, infolge einer unvereinbaren Ziel- ausrichtung der Zusatzelemente und des aufgeheizten Weltmarktes, beeinträchtigen die Rentabilität der Windkraftprojekte in einem Maße, dass, trotz der angemessenen Ausgestaltung der Basiselemente, die Umsetzung einer Vielzahl der Projekte in Frage steht.

Ein zusätzliches Problem stellt die Restfinanzierung der Windkraftanlagen dar. Über die Kreditprogramme der BNDES können de facto maximal 70% der Investitionskosten zins- günstig zur Verfügung gestellt werden [Kap. 7.4.1]. Bisher erfolgte die Restfinanzierung bei der geringen Anzahl bereits realisierter Projekte fast ausschließlich mit der Beteiligung von europäischen Unternehmen aus dem Energiesektor. Diese kalkulieren wegen der Er- fahrungen mit Windkraftprojekten voraussichtlich mit geringeren Risikoaufschlägen und dürften wegen des insgesamt geringeren Zinsniveaus in Europa zudem geringere Rendi- teerwartungen als brasilianische Investoren haben. Eine Beteiligung internationaler Ent- wicklungsbanken wird durch das hohe Wechselkursrisiko in Kombination mit restriktiven Regelungen bezüglich Konversion des Reals in internationale Währungen und dem Aus- landstransfer von Geldmitteln erschwert [Kap. 6.6], [Kap. 7.4.2].

8 Anpassung eines *Feed-In Law* an die Rahmenbedingungen eines Schwellenlandes

Im Folgenden werden Vorschläge zur Anpassung der Förderbedingungen für erneuerbare Energien an die Rahmenbedingungen Brasiliens entwickelt. Dabei stehen Adaptationen im Mittelpunkt, welche das Investitionsrisiko und die Finanzierungskosten bei Windkraftprojekten verringern [Kap. 8.1], [Kap. 8.2]. Daraufhin werden, auf Basis der Kenntnisse über die strukturellen, politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen [Kap. 3-6] und der Erfahrungen mit dem *Feed-In Law* PROINFA [Kap. 7], Eckpunkte für ein angepasstes *Feed-In Law* für Brasilien und bezüglich der Rahmenbedingungen vergleichbarer Länder ausgearbeitet [Kap. 8.3].

8.1 Anpassung an die politischen Ziele und strukturellen Rahmenbedingungen

Das Kernziel des PROINFA ist die kurz- bis mittelfristige Diversifizierung des Kraftwerksparks durch den Neubau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis der Energieträger Biomasse, Kleinwasser- und Windkraft in einem Umfang von 3.300 MW. Diese Zielausrichtung steht im direkten Zusammenhang mit der brasilianischen Stromversorgungskrise des Jahres 2001. Neben der Diversifizierung des Kraftwerksparks werden mit dem PROINFA die Schaffung von Arbeitsplätzen, der Technologietransfer, die Steigerung der nationalen Wertschöpfung, eine sozial gerechte Umlage der Mehrkosten und die Steigerung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt als weitere politische Ziele verfolgt. [Kap. 7].

Beim Ausbau der Windkraftnutzung treten Zielkonflikte auf, die das Ausbauziel von 1.423 MW gefährden, obwohl die Umsetzungsfrist um zwei Jahre bis Ende des Jahres 2008 verlängert wurde. Das MME stellte in einer Bestandsaufnahme fest, dass die Umsetzung von 740,76 MW oder 52,1% des Gesamtprojektvolumens der Windkraftprojekte im Rahmen des PROINFA gefährdet ist (Stand: Mai 2007) [8.1]. Die Implementierung eines Nationalisierungsgrads von 60% bei gleichzeitiger Zeit- und Kapazitätsbegrenzung des PROINFA führten zu der Ausbildung eines Monopolmarktes mit den in Kapitel 7 beschriebenen Folgen für die Umsetzung der Windkraftprojekte.

Der Hauptzielkonflikt im Rahmen des PROINFA besteht demnach zwischen der Schaffung von Arbeitsplätzen, der Verlagerung der Wertschöpfung sowie der Ermöglichung eines Technologietransfers auf der einen Seite und der lediglich kurz- bis mittelfristigen Perspektive der Diversifizierung des Kraftwerksparks auf Basis der Windkraft auf der anderen Seite [Abb. 7-q]. Im Folgenden werden Lösungsvorschläge dieses Zielkonflikts unter Berück-

sichtigung der politischen und strukturellen Rahmenbedingungen diskutiert [Kap. 3], [Kap. 4].

8.1.1 Zeitnahe Umsetzung der Windparkprojekte durch Abschaffung oder Absenkung des Nationalisierungsgrads

Die Abschaffung oder Absenkung des Nationalisierungsgrads würde zu mehr Wettbewerb auf dem brasilianischen Markt für Windkraftanlagen führen, weil außer dem derzeitigen nationalen Monopolanbieter Wobben Windpower auch andere Windkraftanlagenhersteller die Möglichkeit hätten, ihre Anlagen für die PROINFA-Projekte anzubieten [Kap. 7.2.3]. Dies hätte voraussichtlich einen spürbaren Effekt auf die Preise, auch wenn die weltweite Nachfrage nach Windkraftanlagen derzeit hoch ist und die Produktionskapazitäten ausgelastet sind. Die damit verbundenen sinkenden Investitionskosten würden die Wirtschaftlichkeit der Windkraftprojekte und damit tendenziell auch deren Umsetzungsgeschwindigkeit im Rahmen des PROINFA erhöhen.

Mit der Abschaffung des Nationalisierungsgrads würde allerdings die Verlagerung der Wertschöpfung und der Arbeitsplätze nach Brasilien nicht im Rahmen der im PROINFA geplanten Maße erfolgen. Da Umwelt- und Klimaschutzaspekte lediglich eine untergeordnete Rolle in der brasilianischen Energiepolitik spielen [Kap. 4], würden mit der Abschaffung des Nationalisierungsgrads die wichtigsten politischen Ziele des PROINFA neben der Diversifizierung des Kraftwerksparks aufgegeben. Die politische Durchsetzbarkeit dieser Maßnahme ist deshalb als relativ gering einzuschätzen.

Eine Alternative bestünde darin, den Nationalisierungsgrad solange bestehen zu lassen, bis sich ein Wettbewerb auf dem nationalen Windmarkt entwickelt hat, der die Ansiedlung einer gewissen Zahl von Anlagenherstellern voraussetzt. Zu einer derartigen Marktentwicklung kann es aber nur kommen, wenn für diesen Sektor eine langfristige Entwicklungsperspektive geschaffen wird, die weit über den Zeitrahmen des PROINFA hinausgeht.

8.1.2 Integration des PROINFA in eine langfristig ausgerichtete Energiepolitik

In Brasilien spielten bei der Einführung des *Feed-In Law* PROINFA im Gegensatz zu den meisten Ländern, in denen bisher ein *Feed-In Law* eingeführt wurde, die Verringerung der Importquote fossiler Energieträger und der Klimaschutz wegen des hohen Wasserkraftanteils bei der Stromerzeugung keine große Rolle [Kap. 4.5], [Kap. 7.2.1]. Statt einer breiten Substitution fossiler Energieträger ist das PROINFA lediglich auf eine begrenzte Diversifizierung des Kraftwerksparks ausgerichtet. Eine absolute quantitative Begrenzung der PROINFA-Förderung ist im Hinblick auf das Hauptprogrammziel nachvollziehbar.

Wird das PROINFA jedoch als Teil einer langfristig ausgerichteten Energiepolitik betrachtet, ist die Umwandlung der absoluten Begrenzung des Fördervolumens in eine jährliche Begrenzung des Fördervolumens unerlässlich. Das übergeordnete Ziel der brasilianischen Energiepolitik ist die Gewährleistung eines ausgewogenen Verhältnisses zwischen Versorgungssicherheit und Kosten [Kap. 4.3]. Die Verfolgung dieser Prämisse in einer kurzfristigen Perspektive führt zu einem Kapazitätsausbau auf Basis derjenigen Stromerzeugungstechnologien mit den derzeit niedrigsten Stromgestehungskosten. Diese Strategie wird momentan über Strommengenversteigerungen umgesetzt, bei denen in erster Linie Wasserkraftwerke und thermische Kraftwerke berücksichtigt werden [Kap. 3.4].

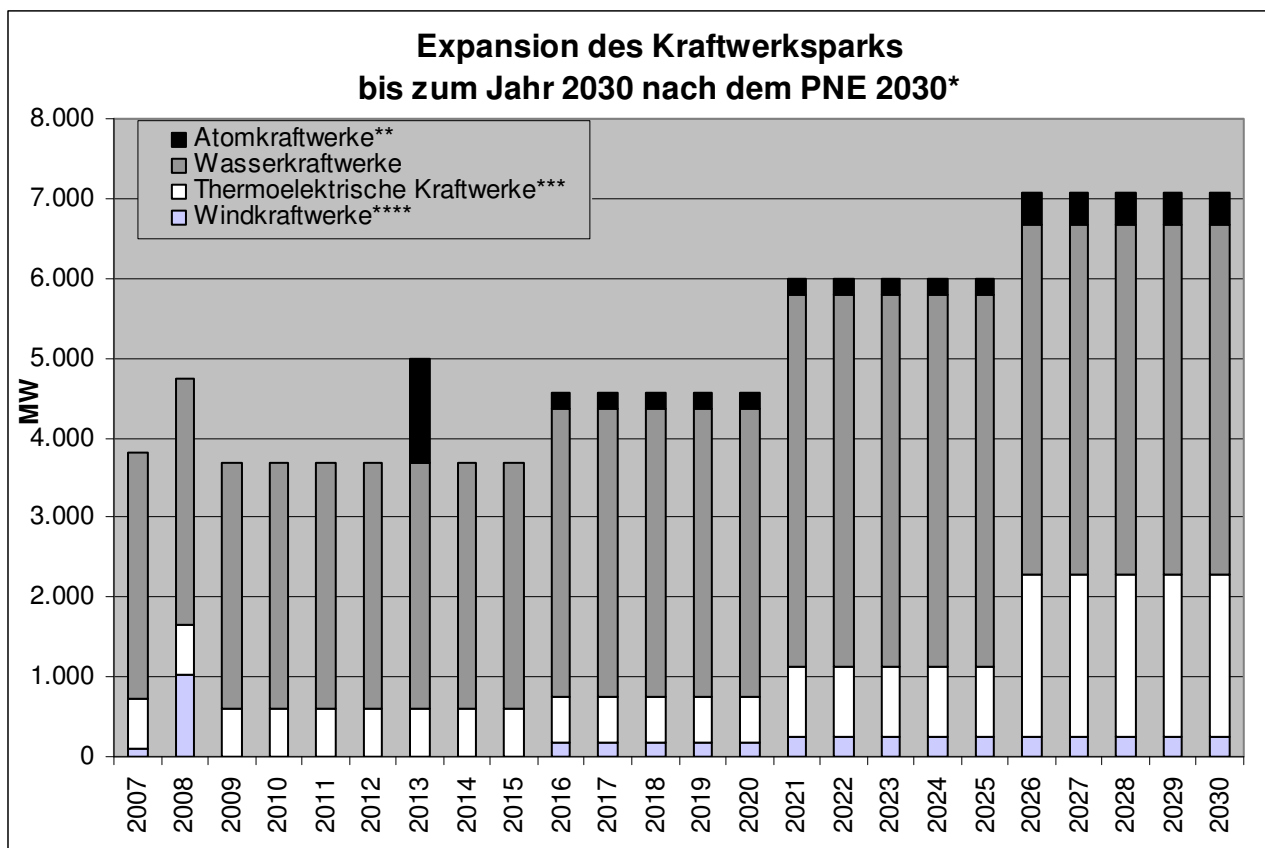


Abb. 8-a: Entwicklung des netzintegrierten Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 nach dem PNE 2030* [8.2], [8.3], [8.4] (Eigene Darstellung).

* Basisjahr des PNE 2030 ist das Jahr 2005. Der PNE 2030 gibt Prognosen für die Jahre 2015, 2020, 2025 und 2030. Für die Jahre zwischen den Prognosewerten wurden Mittelwerte gebildet. Die Datenbasis für die Abb. 8-a sind die offiziellen Daten der ANEEL des Jahres 2006. Im Zeitraum 2007-2015 wurden Durchschnittswerte gebildet aus der Differenz der Prognosedaten für das Jahr 2015 und der Datenbasis des Jahres 2006. Dadurch ergeben sich Differenzen zu den Werten der ANEEL im Zeitraum 2007 bis 2011 [Abb. 3-c].

**Im Jahr 2013: geplante Inbetriebnahme von Angra 3, 2015 bis 2030: Durchschnittswerte für die geplante Expansion der Atomkraft [8.3].

*** Brennstoffe: Öl, Steinkohle, Gas, Biomasse (siehe Aufteilung in: Tab. 3-a); Die Basisdaten für Biomassekraftwerke und Ölkraftwerke des PNE 2030 stimmen nicht mit den offiziellen Zahlen der ANEEL im Jahr 2005 überein und wurden entsprechend korrigiert.

****Bis 2008 wurden die konkreten Zahlen für das Förderprogramm PROINFA verwendet [8.2].

Betrachtet man hingegen diese Prämisse in einer langfristigen Perspektive, so ist der geplante geringe Ausbau der Windkraftkapazitäten bis zum Jahr 2030 nicht nachzuvollziehen [Kap. 4.3]. Eine Vielzahl von Gründen spricht für einen kontinuierlichen Ausbau der Wind-

kraftnutzung in Brasilien. Dem PNE 2030 zufolge wird der Stromverbrauch in Brasilien weiter steigen. Mit einer kontinuierlichen Markteinführung der Windkraft in Brasilien würde eine weitere Option für die zukünftige Stromproduktion entstehen, die bereits einen Teil des benötigten Kraftwerkszubaus von 3.500 bis 4.000 MW jährlich bis zum Jahr 2015 abdecken könnte [Kap. 4.3]. Ab 2015 wird nach dem offiziellen PNE 2030-Szenario der jährlich benötigte Zubau des Kraftwerksparks zwischen 2016 und 2020 zunächst auf durchschnittlich rund 4.500 MW ansteigen und zwischen 2026 und 2030 ca. 7.000 MW erreichen. Der Zubauanteil der Wasserkraftwerke sinkt zwar bis 2030 auf rund 60%, wird aber nach dem Szenario im letzten Jahrzehnt noch immer deutlich über 4.000 MW jährlich betragen [Abb. 8-a]. Da es derzeit keine detaillierten Informationen über die Umsetzbarkeit des bisher ungenutzten Wasserkraftpotenzials im Amazonasbecken gibt, ist ein derartig hoher Stellenwert der Wasserkraft am Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten ohne die konsequente Entwicklung möglicher Alternativen mit einem nicht kalkulierbaren Risiko verbunden [Kap. 4.3].

Mit der Integration der Windkraftnutzung wird der von Großwasserkraftwerken dominierte brasilianische Stromsektor flexibler gegenüber unvorhersehbaren Entwicklungen der Stromnachfrage, da Windparks beliebig dimensioniert und relativ kurzfristig realisiert werden können. Die aufgrund der langen Bauzeiten von Großkraftwerken mangelnde Ausbauflexibilität des Kraftwerksparks hat seit den 1970er Jahren infolge von Unter- und Überkapazitäten zu enormen sektoriellen und volkswirtschaftlichen Kosten geführt [Kap. 4.1], [Kap. 4.2]. Diese Mehrkosten, die sich nicht in den Stromgestehungskosten widerspiegeln, sollten bei der Entscheidung über den Ausbau der Windkraft berücksichtigt werden.

Wasserkraft und Windkraft ergänzen sich auch in Bezug auf die saisonale Verfügbarkeit vor allem im Nordosten Brasiliens, wo in der Trockenphase die durchschnittlich höchsten Windgeschwindigkeiten gemessen werden [Abb. 2-m]. Bei einem massiven Ausbau der Windkraft würde ein Teil anderer Kraftwerksneubauten überflüssig werden. Der fluktuierende Charakter der Windkraft würde auch an windarmen Tagen zu keinem Versorgungsengpass führen, weil die brasilianische Stromversorgungskrise im Jahr 2001 nicht auf einen Kapazitätsmangel zurückzuführen war, sondern auf einen Engpass des Betriebsmittels Wassers [Kap. 3.2.3]. Zudem könnte langfristig durch ein Repowering alter Wasserkraftwerke, wie sie Bermann vorschlägt, Kapazitätsengpässen entgegengesteuert werden [8.5].

Die portugiesische Regierung setzt beispielsweise zunehmend auf die Kombination Wasserkraft-Windkraft. Bis zum Jahr 2010 soll die Windkraftkapazität in Portugal auf 5.600

MW und bis zum Jahr 2020 die Wasserkraftkapazität von 4.800 MW auf 7.000 MW ausgebaut werden, wobei der Neubau von Pumpspeicherkraftwerken zur Abfederung der starken zeitlichen Schwankungen einen Schwerpunkt darstellt [8.8]¹⁸³.

Vor- und Nachteile verschiedener Kraftwerkstypen beim Ausbau des brasilianischen Kraftwerksparks

	Vorteile	Nachteile
Wasserkraftwerke	- Relativ niedrige monetär bezifferbare Stromgestehungskosten - Technische und betriebswirtschaftliche Grundlastfähigkeit - Im nationalen Kontext bewährte Technologie - Interesse der energieintensiven Aluminiumindustrie am Neubau von Großwasserkraftwerken im Amazonasbecken - Investitionsschwerpunkte der Regierung im Rahmen des Infrastrukturprogramms PAC	- Hohe Investitionskosten – hohe Finanzierungskosten - Hohe Transmissionskosten wegen großer Entfernung zu Verbraucherzentren - Umsetzungsrisiko – unzureichende Machbarkeitsstudien über die ungenutzten Wasserkraftpotenziale - Ungenutzte Potenziale befinden sich hauptsächlich in sensiblen Ökosystemen im Amazonasgebiet - Abhängigkeit der Stromproduktion von der Niederschlagsentwicklung - Geringe Reliefeffizienz – ungünstiges Verhältnis von gespeicherter Wassermenge zu überfluteter Fläche - Soziale Folgen infolge von Umsiedlungen – Vertreibung indigener Völker aus ihren Herkunftsgebieten - Ausstoß von Methan durch in den Speicherbecken befindliche Biomasse - Lange Bauzeiten
Windkraftwerke	- Sinkende Stromgestehungskosten wegen technologischer Innovationen - Relativ geringe Transmissionskosten bei dezentralem Ausbau der Kraftwerke in Verbrauchernähe - Dauerhaft geringe Betriebskosten wegen kostenlosem Betriebsmittel „Wind“ - Großes ungenutztes Windpotenzial in Verbrauchernähe - Relativ kurze Genehmigungsphase wegen allgemeiner Umweltverträglichkeit - Kurze Bauzeiten - Flexible Gestaltung der Gesamtleistung eines Windkraftwerks / Windparks	- Hohe Investitionskosten – hohe Finanzierungskosten - Relativ hohe Stromgestehungskosten (monetär bezifferbare Kosten) - Lediglich im Verbund mit anderen Kraftwerken (Kombikraftwerk) grundlastfähig - Abhängigkeit der Stromproduktion von Windbedingungen
Thermoelektrische Kraftwerke*	- Relativ geringe Investitionskosten - Berücksichtigung der Endlagerung - In der Regel geringe Transmissionskosten wegen Realisierung der Kraftwerke in Verbrauchernähe - Im nationalen Kontext weitgehend bewährte Technologie - Kurze Bauzeiten - Nationale Gewinnung/Produktion der Brennstoffe/Betriebsmittel - Relativ flexible Gestaltung der Gesamtleistung	- Risiko steigender Betriebskosten wegen Verknappung fossiler und biogener Energieträger u.a. durch Nachfrageanstieg alternativer Nutzungen (z.B. Transportsektor) - Keine Grundlastfähigkeit aus betriebswirtschaftlicher Sicht (außer bei hohem Preisniveau wie z.B. während der Stromversorgungskrise) - Bei Erdgas: Versorgungsengpässe durch unzureichenden Ausbau der Transportinfrastruktur - Ausstoß von Treibhausgasen in Abhängigkeit vom Brennstoff
Atomkraftwerke	- Relativ niedrige monetär bezifferbare Betriebskosten (ohne Berücksichtigung der Endlagerung) - Im Vergleich zur Großwasserkraft geringe Transmissionskosten wegen Realisierung der Kraftwerke in Verbrauchernähe - Technische und betriebswirtschaftliche Grundlastfähigkeit - Nationale Uranvorkommen - Übergeordnete politische Gründe (Atom-U-Boot) führen zur Bevorzugung der Atomkraftnutzung – Atomkraftausbau wird von der Regierung beschlossen und muss sich nicht preislich gegen andere Erzeugungstechnologien durchsetzen	- Hohe Investitionskosten und extrem lange Bauzeiten mit demzufolge hohen Finanzierungskosten - Risiko steigender Betriebskosten wegen Verknappung der Uranvorkommen - Großkraftwerke – relativ unflexible Kraftwerksgestaltung - Endlagerung des radioaktiven Materials ungelöst - Geringer Technologietransfer / hoher Anteil der Wertschöpfung im Ausland - Importabhängigkeit – eigene Kapazitäten der Urananreicherung reichen nicht zur Versorgung des bestehenden Kraftwerksparks aus - Im internationalen Vergleich relativ geringe Verfügbarkeit der brasilianischen AKWs (vor allem Angra 1) - Restrisiko einer großräumigen radioaktiven Verseuchung

Abb. 8-b: Vor- und Nachteile verschiedener Kraftwerkstypen beim Ausbau des brasilianischen Kraftwerksparks [Kap. 2-6], [8.6], [8.7] (Eigene Darstellung).

* Brennstoffe: Öl, Steinkohle, Gas, Biomasse (siehe Aufteilung in: Tab. 3-a).

Infolge der Größenentwicklung und der technologischen Innovationen werden die Stromgestehungskosten der Windkraftanlagen in den nächsten Jahren voraussichtlich weiter sinken, während bei anderen Technologien die Entwicklung der Erzeugungskosten, aufgrund der unvorhersehbaren Preisentwicklung der Betriebsmittel, ungewiss ist. Die zunehmende Nachfrage nach fossilen, nuklearen und biogenen Brennstoffen wird voraussichtlich zu einem Kostenanstieg der Stromerzeugung auf Basis der genannten Betriebsmittel führen.

¹⁸³ Die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien führt allerdings zu einer höheren Belastung der Pumpspeicherkraftwerke wegen zunehmendem Teillastbetrieb, häufigen Lastwechseln und kurzen Betriebsphasen. Diese höhere Belastung kann sich auf die Wartungskosten und die Anlagenverfügbarkeit auswirken [8.9].

In Abb. 8-b befindet sich eine Gesamtübersicht der bedeutsamsten Vor- und Nachteile der verschiedenen Kraftwerkstypen im brasilianischen Kontext. Im Hinblick auf die langfristige Sicherung der Stromversorgung sind – unter Berücksichtigung dieser Vor- und Nachteile und vor dem Hintergrund der brasilianischen Energiepolitik eines ausgewogenen Verhältnisses zwischen Kosten und Versorgungssicherheit – momentan höhere Kosten für die Nutzung der Windkraft, zu rechtfertigen.

Eine jährliche Begrenzung des Fördervolumens würde die Entwicklung eines stabilen Binnenmarktes für Windkraftanlagen ermöglichen und gleichzeitig den Aufbau von Überkapazitäten weitgehend ausschließen. Im Zusammenhang mit der Windkraft werden derzeit zwei Systeme diskutiert: das PROINFA 2 [Kap. 8.1.2.1], eine zweite Phase der Einspeisegesetzgebung, und spezielle Strommengenversteigerungen ausschließlich für Windkraftprojekte [Kap. 8.1.2.2].

8.1.2.1 Umwandlung der absoluten Begrenzung des Fördervolumens in eine jährliche Förderbegrenzung im Rahmen des PROINFA

In einem *Feed-In Law* werden über die Festlegung des Einspeisetarifs Investitionsanreize geschaffen, wobei der tatsächliche Ausbau des Kraftwerksparks, der von der Höhe der Einspeisevergütung abhängt, nicht exakt vorhersehbar ist.

Nicht der Mengeneffekt der *Feed-In Laws* war in Brasilien ausschlaggebend für die Wahl eines derartigen Förderinstruments, sondern die mit einem *Feed-In Law* verbundene hohe Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber, die auch bei vergleichsweise instabilen makroökonomischen Rahmenbedingungen zu Investitionen führen kann.

Für Windkraftanlagenhersteller ist ein stabiler Binnenmarkt ein bedeutsamer Standortfaktor. Die Festlegung einer jährlichen Kapazitätsbegrenzung des Anlagenzubaus über einen längeren Zeitraum würde zur Entwicklung eines stabilen Binnenmarktes für Windkraftanlagen beitragen. Ein stabiler Binnenmarkt würde die notwendige Investitionssicherheit für Windkraftanlagenhersteller in einem Subkontinent ohne weitere nennenswerte Absatzmärkte schaffen. Das jährliche Fördervolumen sollte in einer Größenordnung gewählt werden, welche Anreize für den Aufbau neuer Produktionsstätten schafft und die Entwicklung des Stromverbrauchs berücksichtigt.

In Abb. 8-c ist ein Alternativszenario für die Expansion des brasilianischen Kraftwerksparks unter stärkerer Berücksichtigung der Windkraft dargestellt¹⁸⁴. Nach Abschluss des PROINFA im Jahr 2008 wird in diesem Szenario ein Jahresförderkontingent für den Aus-

¹⁸⁴ Es wird wie im PNE 2030 von einem jährlichen Anstieg des Stromverbrauchs von 4,3% ausgegangen [8.3].

bau der Windkraftkapazitäten eingeführt. Durch die langjährige Festlegung eines festen Kontingents von 2009 bis 2013 und eines Mindestförderkontingents im Zeitraum 2014 bis 2020 werden den Anlagenherstellern Anreize gegeben, in Brasilien Produktionsanlagen aufzubauen. Der stufenweise Anstieg des Förderkontingents gibt Anlagenherstellern und Projektentwicklern Möglichkeiten, sich auf einem expandierenden Markt zu positionieren und die Aktivitäten auf eine mittel- bis längerfristige Wachstumsperspektive auszulegen.

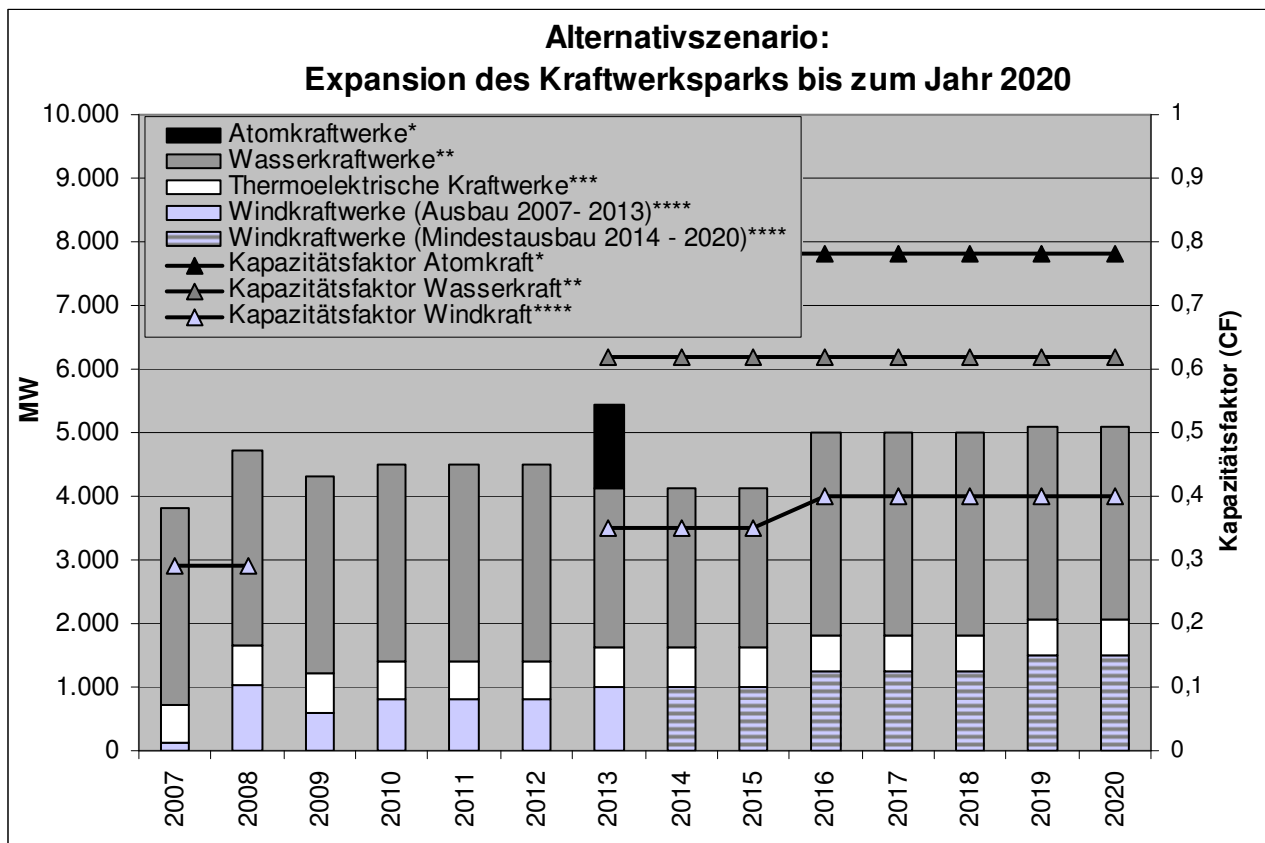


Abb. 8-c: Alternativszenario zum PNE 2030 der Expansion des brasilianischen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2020 (Eigene Darstellung).

* Im Jahr 2013: geplante Inbetriebnahme von Angra 3. Für die Substitution der Atomkraftleistung ab dem Jahr 2016 wurde ein Kapazitätsfaktor von 0,78 zugrunde gelegt. Der durchschnittliche *Energy Availability Factor* von Angra II seit Betriebsbeginn lag Ende des Jahres 2006 bei 78,68%. Der weltweite Durchschnitt lag bei ca. 77% [8.10].

** Der durchschnittliche Kapazitätsfaktor der brasilianischen Wasserkraftwerke lag im Zeitraum zwischen 1998 bis 2006 bei durchschnittlich knapp 54%. Das Maximum lag im Jahr 1998 bei 58,6% und das Minimum im Jahr 2001 bei 48,9%. Die im Zeitraum von 2007 bis 2016 geplanten Kleinwasserkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 3.782 MW haben voraussichtliche einen durchschnittlichen CF von rund 0,62. Dieser Wert wurde für die Substitution der Wasserkraftwerke angewendet. Der PDEE 2007/2016 erhält keine Angaben über die Großwasserkraftwerke [8.2].

*** Brennstoffe: Öl, Steinkohle, Gas, Biomasse (siehe Aufteilung in: Tab. 3-a). In diesem Szenario erfolgt keine Substitution von thermischen Kraftwerken, deswegen ist auch kein CF genannt.

**** Bis 2008 wurden die konkreten Zahlen für das Förderprogramm PROINFA verwendet. Bei den PROINFA-Windparks wird im PDEE 2007/2016 von einem durchschnittlichen CF von rund 0,29 ausgegangen [8.2]. Im Szenario wird aufgrund der technischen Innovationen von 2013 bis 2015 von einem Kapazitätsfaktor von 0,35 ausgegangen und von 2016 bis 2020 mit einem CF von 0,4.

Das Mindestförderkontingent ab dem Jahr 2014 stellt die minimale Marktgröße dar, die den Marktteilnehmern stabile Rahmenbedingungen und eine langjährige Investitionssicherheit vermittelt. Das Förderkontingent kann in Abhängigkeit von der realen Entwicklung der nationalen Windindustrie, der Stromnachfrage und der Stromgestehungskosten

nach oben korrigiert werden, bei gleichzeitiger Gewährleistung eines moderaten Stromtarifs, dem Hauptanliegen der Stromverbraucher.

Im Szenario sind die Zahlen der geplanten Kraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2012, abgesehen von der Windkraftnutzung, im Vergleich zum PNE 2030 unverändert [Abb. 8-a], da diese z. T. im Rahmen der bereits durchgeführten Stromversteigerungen vertraglich gebunden sind [Kap. 3.4.2]. Auch der sich im Bau befindliche Atomreaktor Angra 3, der im Jahr 2013 in Betrieb gehen soll, wurde im Szenario berücksichtigt.

Der Ausbau der Windkraft im Zeitraum 2009 bis 2012 erfolgt zusätzlich zu dem im PNE 2030 geplanten Kapazitätsausbau. Eine Marktanalyse der ABRACE, der brasilianischen Vereinigung der industriellen Energie-Großverbraucher, kam zu dem Ergebnis, dass die Investitionen in den Ausbau des Kraftwerksparks nicht mit dem Anstieg des Stromverbrauchs mithalten und sich ein Marktgleichgewicht zwischen (maximalem) Stromangebot und -verbrauch andeutet [8.11]. Das Institut Acende Brasil, in dem Privatunternehmen des Stromsektors zusammengeschlossen sind, hat in einer Studie vor allem für die Jahre 2008 und 2009 ein erhöhtes Risiko eines Elektrizitätsdefizits von 9% bzw. 8% festgestellt, auf einem ähnlich hohen Niveau wie im Jahr 2000, ein Jahr vor der Stromversorgungskrise [Tab. 3-d]. Maurício Tolmasquim, Präsident des EPE, behauptet hingegen, dass sich im Hinblick auf den derzeitigen Wasserstand der Speicherbecken und den geplanten Ausbau des Kraftwerksparks bis 2010 keine Stromversorgungskrise andeutet [8.12].

Der Ausbau der Windkraftnutzung um 3.000 MW von 2009 bis 2013 könnte zur Verhinderung einer neuerlichen akuten Stromversorgungskrise beitragen, die durch ungünstige Niederschlagsentwicklung und/oder die Verzögerung geplanter Kraftwerksprojekte ausgelöst werden könnte. Ab dem Jahr 2013 verringert sich der im PNE 2030 vorgesehene Ausbau der Wasserkraftwerke entsprechend dem im Alternativszenario eingeplanten Zubau der Windkraft. Die Substitution erfolgt unter Berücksichtigung unterschiedlicher Kapazitätsfaktoren für die verschiedenen Kraftwerkstypen, bei deren Festlegung die Erfahrungen in Brasilien mit der jeweiligen Technologie eine entscheidende Rolle gespielt haben [Abb. 8-b].

Im Alternativszenario wurde lediglich eine Möglichkeit der Integration der Windkraftnutzung in den brasilianischen Stromsektor unter den Annahmen des PNE 2030 aufgezeigt. Andere Maßnahmen, zum Beispiel zur Erhöhung der Stromeffizienz und der Substitution von Stromverbräuchen zur Warmwassergewinnung durch den Einsatz solarthermischer Anlagen werden in diesem Szenario nicht berücksichtigt. Die Markteinführung der Photovoltaik, die nach einem Regierungswechsel im Jahr 2010 möglich wäre, wurde ebenso

wenig in das Szenario einbezogen, wie eine Veränderung der Ausbaugeschwindigkeit thermoelektrischer Kraftwerke.

8.1.2.2 Einführung von Strommengenversteigerungen für Windkraftprojekte

Mit der Reform des Stromsektors im Jahr 2004 wurde die Stromkommerzialisierung auf ein Auktionssystem umgestellt [Kap. 3.3.3]. Im Jahr 2007 wurde das Auktionssystem auf die erneuerbaren Energien Biomasse, Windkraft und Kleinwasserkraft, die auch im Rahmen des PROINFA gefördert werden, ausgedehnt [Kap. 4.3]. Da die Windkraftnutzung in Brasilien derzeit noch mit höheren Stromgestehungskosten verbunden ist als die Nutzung der genannten Konkurrenzenergieträger, konnte sich keines der neun zugelassenen Windkraftprojekte mit einer Gesamtkapazität von 939 MW bei der ersten Versteigerung für alternative Energiequellen (*leilão de fontes alternativas*) am 18.06.2007 durchsetzen. Insgesamt erhielten Projekte mit einem Umfang von 638,64 MW bei der Versteigerung Stromabnahmeverträge mit einer Laufzeit von 15 Jahren (Biomassekraftwerke) bzw. 30 Jahren (Kleinwasserkraftwerke) [8.13]. Maurício Tolmasquim, Präsident des EPE, hat daraufhin Auktionen speziell für Windenergieprojekte ins Spiel gebracht, die bisher jedoch nicht näher konkretisiert wurden (Stand: 10.11.2007) [8.14]¹⁸⁵.

Eine langfristige Perspektive für Anlagenhersteller bieten exklusive Auktionen für Windkraftprojekte lediglich, wenn diese für mehrere Jahre im Voraus definiert werden. Bei Einzelauktionen würden die kurzfristigen Anreize, die von der Auktion ausgingen, voraussichtlich nicht ausreichen, um Anlagenhersteller zum Aufbau von Produktionsstätten in Brasilien zu bewegen. Bei gleichzeitiger Beibehaltung des Nationalisierungsgrads dürfte die Wettbewerbssituation zwischen den Vorhabensträgern der Windkraftprojekte lediglich zu geringen Preiseffekten führen, weil die Monopolstruktur des brasilianischen Binnenmarktes für Windkraftanlagen unangetastet bliebe. Die Auswirkungen einer Abschaffung des Nationalisierungsgrads wurden bereits in Kap. 8.1.1 dargestellt.

Vor allem in der Phase der Marktentwicklung, die in Brasilien erst begonnen hat, weisen Stromversteigerungen erhebliche Nachteile gegenüber Einspeisegesetzgebungen auf. Das Investitionsrisiko bei Windkraftprojekten ist ohne langjährige Erfahrungswerte in Bezug auf u. a. den Netzanschluss, den Infrastrukturausbau, die Verfügbarkeit von Fachpersonal für Wartung und Betrieb und die Windbedingungen hoch. Aufgrund der Vielzahl unbekannter Kostenfaktoren fällt die Einschätzung schwer, bei welchem Preis ein Windpark wirtschaftlich betrieben werden kann. Demzufolge ist auch die Abgabe eines angemesse-

¹⁸⁵ Die Mehrkosten würden in diesem Fall unter den derzeitigen Rahmenbedingungen der Stromkommerzialisierung lediglich auf die unfreien Verbraucher (*consumidores cativos*) umgelegt [Kap. 3.4.2].

nen Gebots bei Strommengenauktionen problematisch. Es besteht die Gefahr, dass sich die risikofreudigsten Marktteilnehmer durchsetzen, deren Wirtschaftlichkeitsberechnungen unter Umständen auf unrealistischen Ertragserwartungen beruhen. Dies könnte zu Umsetzungsproblemen bei den bei den Auktionen berücksichtigten Windkraftprojekten führen und die Marktentwicklung beeinträchtigen.

Außerdem garantiert eine Einspeisevergütung im Gegensatz zu Strommengenversteigerungen die Abnahme und Vergütung der gesamten Strommenge. Inwiefern bei einem Auktionssystem die möglichen Fehlbeträge zwischen vertraglich fixierter Strommenge und tatsächlicher Stromproduktion und die damit verbundenen Kosten die Preiskalkulation der Marktteilnehmer beeinflussen, bleibt offen.

Strommengenversteigerungen sind im Vergleich zu *Feed-In Laws* mit relativ hohen Transaktionskosten verbunden. Dies könnte sich vor allem negativ auf die Umsetzung von Kleinprojekten auswirken, bei denen der Aufwand der Teilnahme an einer Versteigerung im Verhältnis zum Gesamtinvestitionsvolumen zu hoch ist. Ein Extrembeispiel wäre eine private Photovoltaikanlage mit einer Leistung von wenigen kWp. Die Teilnahme an einer Versteigerung, bei der sich der Anlagenbetreiber u. a. intensiv mit der Kostenstruktur beschäftigen müsste, um ein adäquates Gebot abgeben zu können, würde voraussichtlich zu prohibitiven Transaktionskosten führen.

Kostenvorteile von Großprojekten, die z. B. auf niedrigere spezifische Netzanschlusskosten oder Preisnachlässe von Anlagenherstellern zurückzuführen sind, können sich auf das Ergebnis der Strommengenversteigerungen auswirken. Dadurch könnte innovativen mittelständischen Unternehmen bereits in der Phase der Marktentwicklung der Marktzutritt verwehrt bleiben. Für solche Unternehmen kommt die Entwicklung von Großprojekten, aufgrund mangelnden Zugangs zu Krediten und Investitionskapital, wahrscheinlich nicht in Frage. Ein *Feed-In Law* führt demzufolge voraussichtlich zu einer größeren Zahl von Marktteilnehmern während des Marktbildungsprozesses. Langfristig könnte auf dieser Basis ein dynamischer Wettbewerb mit den entsprechenden Preiseffekten entstehen.

8.2 Anpassung an die ökonomischen Rahmenbedingungen

Bei der Untersuchung der Kostenstruktur ist aufgefallen, dass der Großteil der Kosten in der Investitionsphase vor Betriebsbeginn anfällt [Kap. 5.2]. Der Realwert der Einnahmen durch die Einspeisevergütung ist wegen eines vollständigen Inflationsausgleichs über die 20-jährige Betriebsphase hingegen weitgehend konstant [Kap. 7.3.1]. Die zeitliche Differenz zwischen der Fälligkeit der Kosten und der Einnahmen führen zu einem hohen Fi-

finanzierungsbedarf. Die Finanzierungsbedingungen sind in Brasilien vor allem wegen des hohen Zinsniveaus im internationalen Bereich ungünstig und die subjektiven Kalkulationszinssätze der Investoren sind in der Regel hoch [Kap. 6]. Die Realisierung einer Windkraftanlage in Brasilien ist demnach wegen der hohen Finanzierungskosten und der hohen Renditeerwartung der Investoren auch bei ansonsten identischen Rahmenbedingungen problematischer als beispielsweise in Europa.

Die Förderrahmenbedingungen könnten in Brasilien mittels einer Veränderung von Einnahmen- und Kostenkurve an diese speziellen ökonomischen Rahmenbedingungen angepasst werden, ohne dass die Verbraucher, die gesamte Betriebsphase betrachtet, durch höhere Kosten belastet werden.

8.2.1 Modifikation der Einnahmenkurve zur Anpassung an das nationale Zinsniveau

Das System der Windstromvergütung im Rahmen des PROINFA verfolgt das Ziel, einen wirtschaftlichen Betrieb der ausgewählten Windkraftprojekte zu ermöglichen und eine Überförderung zu vermeiden [Kap. 7.3.1.3]. Unter der Berücksichtigung des errechneten Kapazitätsfaktors (CFc) der Windkraftwerke wird die Einspeisevergütung bereits ab der Inbetriebnahme differenziert. Die Analyse des Vergütungssystems hat gezeigt, dass zum einen der CFc von den Betreibern zu hoch angegeben werden kann, um eine höhere Gesamtvergütung im ersten Betriebsjahr zu erzielen. Zum anderen führt die starke Differenzierung der Vergütung auf Basis von Formel 7.13 zu einer relativen Intransparenz des Vergütungssystems, die zu einer Erhöhung des Risikoaufschlags von Investoren führen könnte.

Das Ziel einer kostengerechten Vergütung findet sich auch in europäischen *Feed-In Laws* wieder. Da jedoch eine Bestimmung der Erträge von WEA nicht im Vorneherein möglich ist, wurden in Europa Vergütungssysteme eingeführt, bei denen die Differenzierung der Einspeisetarife erst nach dem Erreichen einer bestimmten eingespeisten Gesamtstrommenge oder nach einer festgelegten Betriebszeit in Abhängigkeit von den Volllaststunden beginnt [Kap. 7.3.1.6]. Die On-shore-Windkraftanlagen erhalten demnach in der Regel zu Betriebsbeginn eine identische Einspeisevergütung. In Systemen, bei denen die Differenzierung der Tarife auf einer eingespeisten Gesamtstrommenge beruht, werden die Einspeisetarife der jeweiligen WEA nach dem Erreichen der festgelegten Gesamtstrommenge gesenkt. In den Vergütungssystemen, bei denen nach Ablauf der festgelegten Betriebszeit die Einspeisevergütungen in Abhängigkeit von den Volllaststunden differenziert werden,

erhalten lediglich Anlagen mit relativ geringen Volllaststundenzahlen auch nach Ablauf der festgelegten Betriebszeit eine Vergütung in der Höhe der Anfangsvergütung. Die Vergütung des Windstroms aus WEA mit relativ hohen Volllaststundenzahlen wird hingegen abgesenkt [8.15].

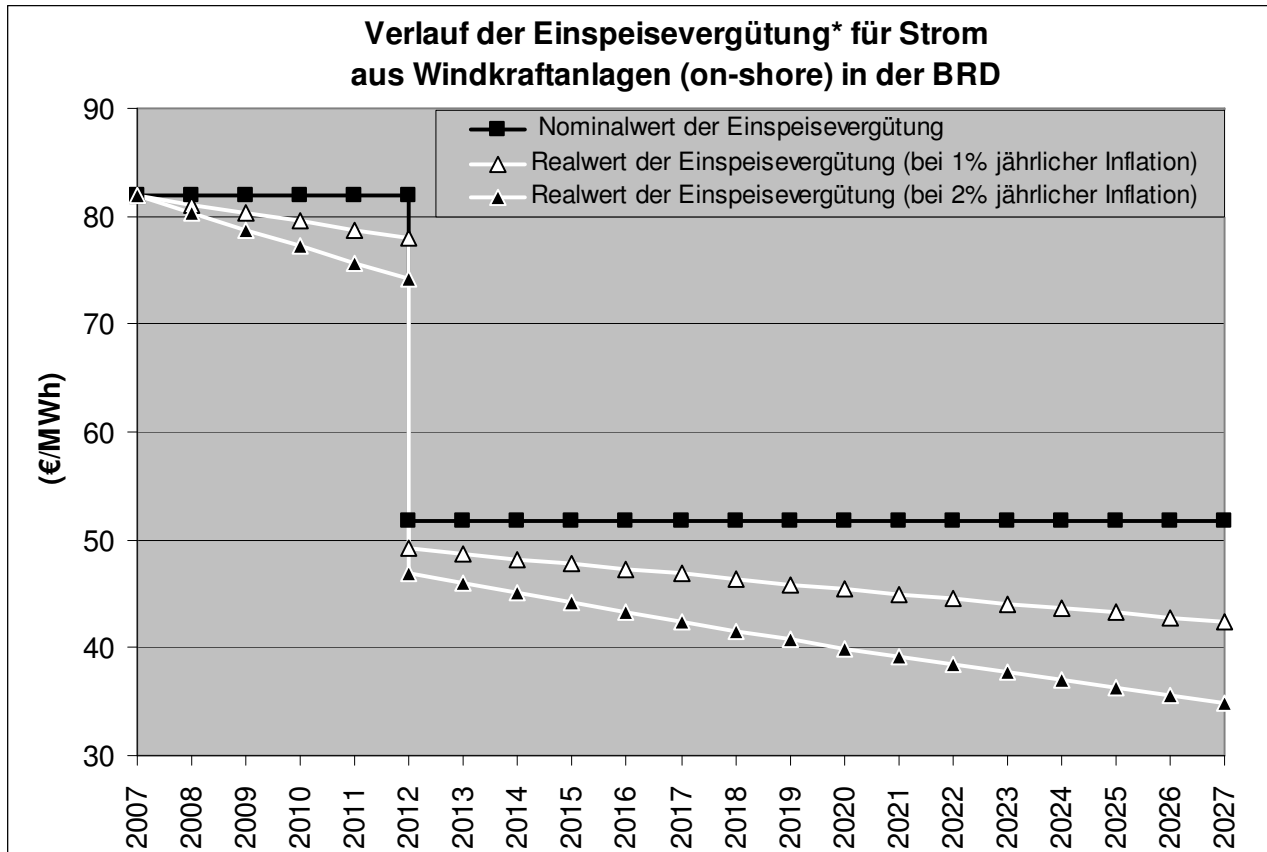


Abb. 8-d: Einspeisevergütung* für Strom aus Windkraftanlagen (on-shore) in der BRD [8.16] (Eigene Darstellung).

*Vergütung gilt für Anlagen, die 2007 in Betrieb gehen und einen Ertrag von mindestens 150% im Verhältnis zum Referenzertrag erreichen. Der Vergütungszeitraum beläuft sich auf 20 Jahre zuzüglich dem Jahr, in dem die Anlage in Betrieb genommen wird.

In der BRD hängt die Zahlungsdauer der erhöhten Anfangsvergütung vom Verhältnis des Ertrags der jeweiligen Windkraftanlage zu dem Referenzertrag einer Referenzturbinen in den ersten fünf Betriebsjahren ab [8.16]. Im Fall von Windkraftanlagen, die einen Ertrag von mindestens 150% gegenüber dem Referenzertrag der Referenzturbinen erzielen, wird die Vergütung nach fünf Jahren abgesenkt. „Für sonstige Anlagen verlängert sich diese Frist um zwei Monate je 0,75% des Referenzertrages, um den ihr Ertrag 150% des Referenzertrages unterschreitet“ [8.16, Art.10]. Neben dem deutlichen Rückgang der Einspeisevergütung in Abhängigkeit vom Ertrag nach mindestens fünf Jahren sinkt der Realwert der Einspeisevergütungen über die gesamte Vergütungslaufzeit in der Höhe der Inflationsrate [Abb. 8-d].

Wie erläutert, wird in den europäischen Stromeinspeisegesetzgebungen das Ziel der kostengerechten Vergütung oftmals über eine differenzierte Absenkung der zunächst ein-

heitlichen Tarife umgesetzt. Diese Vergütungssysteme haben neben der höheren Transparenz für Investoren den Vorteil, dass in den ersten Betriebsjahren, in denen die Finanzierungskosten hoch sind, die Einspeisevergütung ebenfalls höher ist. Dadurch erfolgt eine gewisse Anpassung der Einnahmen- an die Kostenkurve [Kap. 7.3.1.6].

In Brasilien könnte dieser Effekt gezielt genutzt werden, um die extrem hohen Finanzierungskosten zu senken und damit Investitionen in Windkraftanlagen attraktiver zu machen. Bei der folgenden Umstrukturierung des Vergütungssystems wird der Kapazitätsfaktor (CF), das Kernelement des brasilianischen Vergütungssystems, berücksichtigt. Nach einer allgemeinen Erläuterung der Funktionsweise des alternativen Vergütungssystems auf Basis gestaffelter Tarife werden drei konkrete Varianten beschrieben.

8.2.1.1 Funktionsweise des alternativen Vergütungssystems

Am Beispiel eines Vergütungssystems mit einer zweigliedrigen Staffelung, bestehend aus einer erhöhten Anfangsvergütung (AV) und einer Basisvergütung (BV), wird im Folgenden die Umstellung des Vergütungssystems erläutert. Das neue Vergütungssystem wird unter der Prämisse entwickelt, die Gesamtkosten (Realwert) im Vergleich zum PROINFA nicht zu erhöhen. Windkraftwerke mit einem verifizierten Kapazitätsfaktor gleich oder größer CFmax erhalten im Vergleich zu Windkraftwerken mit niedrigeren Kapazitätsfaktoren die erhöhte Anfangsvergütung (AV) über einen geringeren Zeitraum, der im Folgenden als minimale Anfangsvergütungsdauer (AVDmin) bezeichnet wird.

$$AVD_{min} := AVD(CF_{max}) \quad (8.1)$$

$$AVD_{max} := AVD(CF_{min}) \quad (8.2)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
AVDmax	Maximale Anfangsvergütungsdauer bei CFv = CFmin	variabel	Jahre
AVDmin	Minimale Anfangsvergütungsdauer bei CFv = CFmax	variabel	Jahre
CFmax	Maximaler Kapazitätsfaktor im Rahmen des PROINFA	0,4193	
CFmin	Minimaler Kapazitätsfaktor im Rahmen des PROINFA - bei geringeren CF erhöht sich V nicht weiter	0,3240	

Im neuen Vergütungssystem wird der verifizierte Kapazitätsfaktor (CFv_{AVDmin}), im Gegensatz zu den jährlichen Überprüfungen im Rahmen des PROINFA, **nur einmalig und erst nach Ablauf der minimalen Anfangsvergütungsdauer (AVDmin)** errechnet:

$$AVD := AVD(CF_{v_{AVDmin}}) \quad (8.3)$$

$$CF_{v_{AVDmin}} := CF(E_{E_{AVDmin}}) = E_{E_{AVDmin}} / [(P \times h_J) \times AVD_{min}] \quad (8.4)$$

$$E_{E_{AVDmin}} := E_{E_{AVDmin}} = \sum_{n=1}^{AVD_{min}} E_{E_n} \quad (8.5)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
AVD	Anfangsvergütungsdauer in Abhängigkeit von $CF_{V_{AVDmin}}$	variabel	Jahre
AVDmin	Minimale Anfangsvergütungsdauer bei $CF_{V_{AVDmin}} = CF_{max}$	variabel	Jahre
CF_v	Verifizierter Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von EE_n	variabel	
$CF_{V_{AVDmin}}$	Verifizierter Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von EE_{AVDmin}	variabel	
EE_{AVDmin}	Tatsächlich eingespeiste Strommenge während der minimalen Anfangsvergütungsdauer	variabel	MWh
P	Nennleistung	variabel	MW
h_j	Jahresstunden	8760	Stunden
EE_n	Tatsächlich eingespeiste Strommenge im Bezugsjahr n	variabel	MWh
n	Bezugsjahr n	variabel	Jahre

Bei verifizierten Kapazitätsfaktoren (CF_v) von CF_{max} und CF_{min} ergeben sich unter der Bedingung identischer Gesamtvergütung (Realwert) im Vergleich zur PROINFA-Vergütung die Formeln 8.8 und 8.9:

$$AV := AV(CF_{V_{AVDmin}}, I_0) \quad (8.6)$$

$$BV := BV(CF_{V_{AVDmin}}, I_0) \quad (8.7)$$

$$AV \times AVDmin + [BV \times (VD - AVDmin)] = Vmin \times VD \quad (8.8)$$

$$AV \times AVDmax + [BV \times (VD - AVDmax)] = Vmax \times VD \quad (8.9)$$

Anfangsvergütung (AV) und Basisvergütung (BV) unterliegen im zwanzigjährigen Vergütungszeitraum (VD), wie die Vergütung im Rahmen des PROINFA, einem jährlichen Inflationsausgleich.

$$AV_n := AV(CF_{V_{AVDmin}}, I_n) = AV(CF_{V_{AVDmin}}, I_0) \times (1 + I_n) \quad (8.10)$$

$$BV_n := BV(CF_{V_{AVDmin}}, I_n) = BV(CF_{V_{AVDmin}}, I_0) \times (1 + I_n) \quad (8.11)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
AV_n	Erhöhte Anfangsvergütung in Abhängigkeit vom Bezugsjahr n	variabel	R\$/MWh
BV_n	Basisvergütung in Abhängigkeit vom Bezugsjahr n	variabel	R\$/MWh
AVDmin	Minimale Anfangsvergütungsdauer bei $CF_v = CF_{max}$	variabel	Jahre
AVDmax	Maximale Anfangsvergütungsdauer bei $CF_v = CF_{min}$	variabel	Jahre
CF_v	Verifizierter Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von EE_n	variabel	
CF_{max}	Maximaler Kapazitätsfaktor im Rahmen des PROINFA	0,4193	
Vmin	Minimale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei $CF=CF_{max}$ am Basiszeitpunkt (März 2004)	180,18	R\$/MWh
Vmax	Maximale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei $CF=CF_{min}$ am Basiszeitpunkt (März 2004)	204,35	R\$/MWh
VD	Vergütungsdauer / Vergütungszeitraum (wie im PROINFA)	20	Jahre
I_0	Inflationsanpassung von AV/BV am Basiszeitpunkt (März 2004)	0	%
I_n	Inflationsanpassung von AV/BV im Bezugsjahr n	variabel	%
n	Bezugsjahr n	variabel	Jahre

Die Anfangsvergütungsdauer (AVD) variiert in Abhängigkeit von der Vergütung (VEE_{AVDmin}), die im PROINFA zum Basiszeitpunkt in Abhängigkeit des gemessenen verifizierten Kapazitätsfaktors ($CF_{V_{AVDmin}}$) nach Ablauf der minimalen Anfangsvergütungsdauer (AVDmin) gezahlt wird.

$$VEE_{AVDmin} := V (CF_{V_{AVDmin}}, I_0) \\ = V_{max} - (V_{max} - V_{min}) / [(CF_{max} - CF_{min}) \times (CF_{V_{AVDmin}} - CF_{min})] \quad (8.12)$$

Aus der Bedingung, dass der Realwert der Gesamtvergütung im neuen Vergütungssystem mit dem der Gesamtvergütung im Rahmen des PROINFA übereinstimmt, ergibt sich:

$$\Leftrightarrow \frac{AV \times AVD + [BV \times (VD - AVD)]}{AVD} = \frac{VEE_{AVDmin} \times VD}{[(VEE_{AVDmin} - BV) \times VD] / [AV - BV]} \quad (8.13)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
VEE_{AVDmin}	Vergütung der tatsächlich eingespeisten Strommenge in Abhängigkeit von $CF_{V_{AVDmin}}$ am Basiszeitpunkt (März 2004)	variabel	R\$/MWh
$CF_{V_{AVDmin}}$	Verifizierter Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von EE_{AVDmin}	variabel	
EE_{AVDmin}	Tatsächlich eingespeiste Strommenge während der minimalen Anfangsvergütungsdauer	variabel	MWh
V_{min}	Minimale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei $CF = CF_{max}$ am Basiszeitpunkt (März 2004)	180,18	R\$/MWh
V_{max}	Maximale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei $CF = CF_{min}$ am Basiszeitpunkt (März 2004)	204,35	R\$/MWh
CF_{max}	Maximaler Kapazitätsfaktor im Rahmen des PROINFA - bei höheren CF verringert sich V nicht weiter	0,4193	
CF_{min}	Minimaler Kapazitätsfaktor im Rahmen des PROINFA - bei geringeren CF erhöht sich V nicht weiter	0,3240	
AV	Erhöhte Anfangsvergütung am Basiszeitpunkt (März 2004)	variabel	R\$/MWh
BV	Basisvergütung am Basiszeitpunkt (März 2004)	variabel	R\$/MWh
AVD	Anfangsvergütungsdauer in Abhängigkeit von $CF_{V_{AVDmin}}$	variabel	Jahre
AVDmin	Minimale Anfangsvergütungsdauer bei $CF_{V_{AVDmin}} = CF_{max}$	variabel	Jahre
AVDmax	Maximale Anfangsvergütungsdauer bei $CF_{V_{AVDmin}} = CF_{min}$	variabel	Jahre

Die direkte Berechnung der AVD auf Basis des verifizierten Kapazitätsfaktor ($CF_{V_{AVDmin}}$) erfolgt durch Einsetzen der Formel 8.12 in Formel 8.13.

In den folgenden drei konkreten Varianten, deren Motivation und Auswirkungen in Kap. 8.2.1.5 zusammengefasst werden, entfernt sich die Struktur der Einspeisetarife – mit fortschreitender Anpassung der Einnahmen- an die Kostenkurve – zunehmend von der PROINFA-Vergütung.

8.2.1.2 Variante 1

In Variante 1 erfolgt nach Ablauf der minimalen Anfangsvergütungsdauer (AVD_{min1}) von 10 Jahren die Festlegung der individuellen Anfangsvergütungsdauer in Abhängigkeit vom verifizierten Kapazitätsfaktor. In der Regel wird in Variante 1 für den eingespeisten Windstrom nach Ablauf von AVD_{min} eine Basisvergütung (BV_1) bis zum Ende des Vergütungszeitraums entrichtet. Bei einem verifizierten Kapazitätsfaktor von CF_{min} oder geringer wird hingegen AV_1 bis zum Ablauf des Vergütungszeitraums gezahlt.

$$AVD_{min1} := 10 \quad (8.14)$$

$$AVD_{max1} := AVD_{max}(VD) = VD = 20 \quad (8.15)$$

Aus den Gleichungen 8.8 und 8.9 folgt nach Einsetzen und Auflösen:

$$AV1 = V_{\max} \quad (8.16)$$

$$BV1 = V_{\min} \times 2 - V_{\max} \quad (8.17)$$

Für BV1 am Basiszeitpunkt (März 2004) gilt nach Einsetzen der Werte der Minimal- und Maximalvergütung im PROINFA $V_{\min}$ bzw. $V_{\max}$:

$$BV1 = 180,18 \times 2 - 204,35 = 156,01 \quad (8.18)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
AV1	Erhöhte Anfangsvergütung in Variante 1 (= $V_{\max}$) zum Basiszeitpunkt (März 2004)	204,35	R\$/MWh
BV1	Basisvergütung in Variante 1 nach Ablauf der AVD zum Basiszeitpunkt (März 2004)	156,01	R\$/MWh
AVDmin1	Minimale Anfangsvergütungsdauer in Variante 1 bei $CF=CF_{\max}$ – Dauer in der eine erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird	10	Jahre
AVDmax1	Maximale Anfangsvergütungsdauer in Variante 1 bei $CF=CF_{\min}$ – Dauer in der eine erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird	20	Jahre
$V_{\max}$	Maximale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei $CF=CF_{\min}$ am Basiszeitpunkt (März 2004)	204,35	R\$/MWh
$V_{\min}$	Minimale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei $CF=CF_{\max}$ am Basiszeitpunkt (März 2004)	180,18	R\$/MWh
VD	Vergütungsdauer / Vergütungszeitraum (wie im PROINFA)	20	Jahre

Um den Realwert der Gesamtvergütung und damit die Kostenumlage auf die Verbraucher im Vergleich zum PROINFA nicht zu erhöhen, muss die Basisvergütung in Variante 1 (BV1) geringer sein als $V_{\min}$. Die jährliche Inflationsanpassung der Vergütungen erfolgt analog zu Formeln 8.10 und 8.11.

Der Zeitraum (AVD1), in dem die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird, muss im Intervall zwischen $CF_{\max}$ und $CF_{\min}$ zwischen 10 und 20 Jahren liegen, damit die Gesamtkosten im Vergleich zu der PROINFA-Vergütung nicht differieren. Die Anfangsvergütungsdauer in Variante (AVD1) errechnet sich nach Ablauf der minimalen Vergütungszeit (AVDmin1) von 10 Jahren analog zu Formel 8.13:

$$\Leftrightarrow \begin{aligned} AVD1 &= [(V_{EE_{AVDmin1}} - BV1) \times VD] / [AV1 - BV1] \\ AVD1 &= [V_{EE_{AVDmin1}} - 156,01] / 2,417 \end{aligned} \quad (8.19)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
AVD1	Anfangsvergütungsdauer in Abhängigkeit von $V_{EE_{AVDmin1}}$	variabel	Jahre
$V_{EE_{AVDmin1}}$	Vergütung der tatsächlich eingespeisten Strommenge in Abhängigkeit von $CF_{V_{AVDmin1}}$ am Basiszeitpunkt (März 2004) – analog zu Formel 8.12	variabel	R\$/MWh
$CF_{V_{AVDmin1}}$	Verifizierter Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von $EE_{AVDmin1}$ – analog zu Formel 8.4	variabel	
$EE_{AVDmin1}$	Tatsächlich eingespeiste Strommenge während der minimalen Anfangsvergütungsdauer AVDmin1 – analog zu Formel 8.5	variabel	MWh
AV1	Erhöhte Anfangsvergütung in Variante 1 (= $V_{\max}$) zum Basiszeitpunkt (März 2004)	204,35	R\$/MWh
BV1	Basisvergütung in Variante 1 nach Ablauf der AVD zum Basiszeitpunkt (März 2004)	156,01	R\$/MWh

8.2.1.3 Variante 2

In Variante 2 endet die minimale Anfangsvergütungsdauer (AVDmin) bereits nach einer Betriebszeit von fünf Jahren. Außerdem wird mit der Tilgung der BNDES-Kredite nach 14 Jahren unabhängig vom Kapazitätsfaktor lediglich die Basisvergütung (BV2) gezahlt.

$$\text{AVDmin2} := 5 \quad (8.20)$$

$$\text{AVDmax2} := 14 \quad (8.21)$$

Durch die Bedingungen einer fünfjährigen garantierten Anfangsvergütungsdauer (AVDmin2) und einer maximalen Anfangsvergütungsdauer (AVDmax2) von 14 Jahren ergeben sich bei einer Vergütungsdauer von 20 Jahren als Berechnungsbasis der erhöhten Anfangsvergütung (AV2) und der Basisvergütung (BV2), analog zu den Formeln 8.8 und 8.9, folgende zwei Gleichungen für CFmax und CFmin:

$$\text{AV2} = (\text{Vmax} \times 5 - \text{Vmin} \times 2) / 3 \quad (8.22)$$

$$\text{BV2} = (\text{Vmin} \times 14 - \text{Vmax} \times 5) / 9 \quad (8.23)$$

Die erhöhte Anfangsvergütung (AV2) und die Basisvergütung (BV2) lassen sich für den Basiszeitpunkt im März 2004 durch Einsetzen der Werte von Vmin und Vmax berechnen:

$$\text{AV2} = (1021,75 - 360,36) / 3 = 661,39 / 3 \approx 220,46 \quad (8.24)$$

$$\text{BV2} = (2522,52 - 1021,75) / 9 = 1500,77 / 9 \approx 166,75 \quad (8.25)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
AV2	Erhöhte Anfangsvergütung in Variante 2 zum Basiszeitpunkt (März 2004)	661,39 / 3	R\$/MWh
BV2	Basisvergütung in Variante 2 nach Ablauf der AVD zum Basiszeitpunkt (März 2004)	1500,77 / 9	R\$/MWh
AVDmin2	Minimale Anfangsvergütungsdauer in Variante 2 bei CF=CFmax – Dauer in der eine erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird	5	Jahre
AVDmax2	Maximale Anfangsvergütungsdauer in Variante 2 bei CF=CFmin – Dauer in der eine erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird	14	Jahre
CFmin	Minimaler Kapazitätsfaktor im Rahmen des PROINFA	0,3240	
CFmax	Maximaler Kapazitätsfaktor im Rahmen des PROINFA	0,4193	
Vmax	Maximale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei CF=CFmin am Basiszeitpunkt (März 2004)	204,35	R\$/MWh
Vmin	Minimale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei CF=CFmax am Basiszeitpunkt (März 2004)	180,18	R\$/MWh
VD	Vergütungsdauer / Vergütungszeitraum (wie im PROINFA)	20	Jahre

In Variante 2 erhalten sämtliche Windkraftanlagen bei Betriebsbeginn eine höhere Anfangsvergütung ($\text{AV2} > \text{Vmax}$) als bei dem Vergütungssystem des PROINFA. Auch in Variante 2 wird das alternative Vergütungssystem unter der Prämisse ausgestaltet, die Gesamtkosten und damit die Kostenumlage auf die Verbraucher nicht zu verändern. Deshalb die Basisvergütung (BV2) geringer als die Minimalvergütung im PROINFA (Vmin). Die jährliche Inflationsanpassung der Vergütungen erfolgt analog zu Formeln 8.10 und 8.11.

Der Zeitraum (AVD2), in dem die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird, muss im Intervall zwischen CFmax und CFmin zwischen 5 und 14 Jahren liegen, damit die Gesamtkosten im Vergleich zu der PROINFA-Vergütung nicht differieren. Die Anfangsvergütungs-dauer in Variante (AVD2) errechnet sich nach Ablauf des minimalen Anfangsvergütungs-zeitraums (AVDmin2) von 5 Jahren analog zu Formel 8.13:

$$\Leftrightarrow \begin{aligned} \text{AVD2} &= [(\text{VEE}_{\text{AVDmin2}} - \text{BV2}) \times \text{VD}] / [\text{AV2} - \text{BV2}] \\ \text{AVD2} &= [\text{VEE}_{\text{AVDmin2}} \times 180 - 30015,4] / 483,4 \end{aligned} \quad (8.26)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
AVD2	Anfangsvergütungs-dauer in Abhängigkeit von $\text{VEE}_{\text{AVDmin2}}$	variabel	Jahre
$\text{VEE}_{\text{AVDmin2}}$	Vergütung der tatsächlich eingespeisten Strommenge in Abhängig-keit von $\text{CF}_{\text{VAVDmin2}}$ am Basiszeitpunkt (März 2004) – analog zu Formel 8.12	variabel	R\$/MWh
$\text{CF}_{\text{VAVDmin2}}$	Verifizierter Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von $\text{EE}_{\text{AVDmin2}}$ – ana-log zu Formel 8.4	variabel	
$\text{EE}_{\text{AVDmin2}}$	Tatsächlich eingespeiste Strommenge während der minimalen Anfangsvergütungs-dauer AVDmin2 – analog zu Formel 8.5	variabel	MWh
AVDmax2	Maximale Anfangsvergütungs-dauer in Variante 2 bei $\text{CF}=\text{CFmin}$ – Dauer in der eine erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird	14	Jahre
AVDmin2	Minimale Anfangsvergütungs-dauer bei $\text{CF}_{\text{VAVDmin2}}=\text{CFmax}$	5	Jahre
Vmax	Maximale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei $\text{CF}=\text{CFmin}$ am Basiszeitpunkt (März 2004)	204,35	R\$/MWh
AV2	Erhöhte Anfangsvergütung in Variante 2 zum Basiszeitpunkt (März 2004)	661,39 / 3	R\$/MWh
BV2	Basisvergütung in Variante 2 nach Ablauf der AVD zum Basiszeit-punkt (März 2004)	1500,77 / 9	R\$/MWh

8.2.1.4 Variante 3

Die minimale Anfangsvergütungs-dauer (AVDmin3) liegt, wie in Variante 2, bei fünf Jahren. Im Gegensatz zu Variante 2 wird vom 6. bis 14. Betriebsjahr der Windstrom nach dem Auslaufen der Anfangsvergütungs-dauer (AVD3) mit Vmin und nicht mit der Basisvergü-tung (BV3) vergütet. Die Basisvergütung (BV3) wird unabhängig vom verifizierten Kapazi-tätsfaktor (CFv) ab dem 15. Betriebsjahr gezahlt.

$$\text{AVDmin3} := 5 \quad (8.27)$$

$$\text{AVDmax3} := 14 \quad (8.28)$$

Wegen der Einführung einer weiteren Vergütungsstufe zwischen AV3 und BV3 in Höhe von Vmin verändert sich die Gleichung für CFmax (8.29) gegenüber der Standardformel 8.8, während die Gleichung für CFmin (8.30) analog zu Formel 8.9 berechnet wird. Durch die Bedingungen einer fünfjährigen garantierten Anfangsvergütungs-dauer, einer maxima-len Anfangsvergütungs-dauer von 14 Jahren sowie der Einführung einer weiteren Vergü-tungsstufe in Höhe von Vmin, ergeben sich bei einer Vergütungs-dauer von 20 Jahren als

Berechnungsbasis der erhöhten Anfangsvergütung (AV3) und der Basisvergütung (BV3) folgende Gleichungen für CFmax und CFmin:

$$\begin{aligned} \text{AV3} \times \text{AVDmin3} + \text{Vmin} \times (\text{AVDmax3} - \text{AVDmin3}) + \text{BV3} \times (\text{VD} - \text{AVDmax3}) &= \text{Vmin} \times \text{VD} \end{aligned} \quad (8.29)$$

$$\text{AV3} \times \text{AVDmax3} + \text{BV3} \times (\text{VD} - \text{AVDmax3}) = \text{Vmax} \times \text{VD} \quad (8.30)$$

Nach Einsetzen der bekannten Werte und Auflösen der Formeln 8.29 und Formel 8.30 erhält man:

$$\text{AV3} = (\text{Vmax} \times 20 - \text{Vmin} \times 11) / 9 \quad (8.31)$$

$$\text{BV3} = (\text{Vmin} \times 77 - \text{Vmax} \times 50) / 27 \quad (8.32)$$

Die erhöhte Anfangsvergütung (AV3) und die Basisvergütung (BV3) lassen sich für den Basiszeitpunkt im März 2004 durch Einsetzen der Werte von Vmin und Vmax berechnen:

$$\text{AV3} = 2105,02 / 9 \approx 233,89 \quad (8.33)$$

$$\text{BV3} = 7312,72 / 54 \approx 135,42 \quad (8.34)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
AV3	Erhöhte Anfangsvergütung in Variante 3 zum Basiszeitpunkt (März 2004)	2105,02 / 9	R\$/MWh
BV3	Basisvergütung in Variante 3 nach Ablauf der AVDmax3 zum Basiszeitpunkt (März 2004)	7312,72 / 54	R\$/MWh
AVDmin3	Minimale Anfangsvergütungsdauer in Variante 3 bei CF=CFmax – Dauer in der eine erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird	5	Jahre
AVDmax3	Maximale Anfangsvergütungsdauer in Variante 3 bei CF=CFmin – Dauer in der eine erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird	14	Jahre
CFmin	Minimaler Kapazitätsfaktor im Rahmen des PROINFA	0,3240	
CFmax	Maximaler Kapazitätsfaktor im Rahmen des PROINFA	0,4193	
Vmax	Maximale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei CF=CFmin am Basiszeitpunkt (März 2004)	204,35	R\$/MWh
Vmin	Minimale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei CF=CFmax am Basiszeitpunkt (März 2004)	180,18	R\$/MWh
VD	Vergütungsdauer / Vergütungszeitraum (wie im PROINFA)	20	Jahre

In Variante 3 erhalten sämtliche Windkraftanlagen, wie bei Variante 2, bei Betriebsbeginn eine höhere Anfangsvergütung ($\text{AV3} > \text{Vmax}$) als im Vergütungssystem des PROINFA. Wie in den Varianten 1 und 2 gilt die Prämisse der Gewährleistung unveränderter Gesamtkosten. Da auch bei WEA mit einem verifizierten Kapazitätsfaktor von CFmax in den ersten fünf Jahren die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird und bis zum 14. Betriebsjahr mit Vmin noch das Vergütungsniveau des PROINFA gehalten wird, ist die Basisvergütung (BV3) deutlich geringer als Vmin. Die jährliche Inflationsanpassung der Vergütungen erfolgt analog zu Formeln 8.10 und 8.11.

Der Zeitraum (AVD3), in dem die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird, liegt wie bei Variante 2 im Intervall zwischen CFmax und CFmin zwischen 5 und 14 Jahren, damit die

Gesamtkosten im Vergleich zu der PROINFA-Vergütung nicht differieren. Infolge der Einführung einer weiteren Vergütungsstufe wird Formel 8.13 zur Berechnung der Anfangsvergütungsdauer in Variante (AVD3) entsprechend modifiziert:

$$\begin{aligned} \text{AVD3} &= \frac{[\text{VEE}_{\text{AVDmin3}} \times \text{VD} - \text{BV3} \times (\text{VD} - \text{AVDmax3}) - \text{Vmin} \times \text{AVDmax3}] / (\text{AV3} - \text{Vmin})}{\Leftrightarrow \text{AVD3} = [\text{VEE}_{\text{AVDmin3}} \times 180 - 30015,4] / 483,4} \end{aligned} \quad (8.35)$$

Formelzeichen	Beschreibung	Wert	Einheit
AVD3	Anfangsvergütungsdauer in Abhängigkeit von $\text{VEE}_{\text{AVDmin3}}$	variabel	Jahre
$\text{VEE}_{\text{AVDmin3}}$	Vergütung der tatsächlich eingespeisten Strommenge in Abhängigkeit von $\text{CFv}_{\text{AVDmin3}}$ am Basiszeitpunkt (März 2004) – analog zu Formel 8.12	variabel	R\$/MWh
$\text{CFv}_{\text{AVDmin3}}$	Verifizierter Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von $\text{EE}_{\text{AVDmin3}}$ – analog zu Formel 8.4	variabel	
$\text{EE}_{\text{AVDmin3}}$	Tatsächlich eingespeiste Strommenge während der minimalen Anfangsvergütungsdauer AVDmin3 – analog zu Formel 8.5	variabel	MWh
AVDmax3	Maximale Anfangsvergütungsdauer in Variante 3 bei $\text{CF}=\text{CFmin}$ – Dauer in der eine erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird	14	Jahre
AVDmin3	Minimale Anfangsvergütungsdauer bei $\text{CFv}_{\text{AVDmin3}}=\text{CFmax}$	5	Jahre
Vmax	Maximale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei $\text{CF}=\text{CFmin}$ am Basiszeitpunkt (März 2004)	204,35	R\$/MWh
Vmin	Minimale Vergütung im Rahmen des PROINFA bei $\text{CF}=\text{CFmax}$ am Basiszeitpunkt (März 2004)	180,18	R\$/MWh
AV3	Erhöhte Anfangsvergütung in Variante 3 zum Basiszeitpunkt (März 2004)	2105,02 / 9	R\$/MWh
BV3	Basisvergütung in Variante 3 nach Ablauf der AVDmax3 zum Basiszeitpunkt (März 2004)	7312,72 / 54	R\$/MWh

Die Formeln zur Berechnung der Anfangsvergütungsdauer von Variante 3 (Formel 8.35) und Variante 2 (Formel 8.26) sind identisch, da die Bedingungen im Bezug auf die Anfangsvergütungsdauer (AVD) - eine minimale Anfangsvergütungsdauer von 5 Jahren und eine maximalen Anfangsvergütungsdauer von 14 Jahren - ebenfalls identisch sind.

8.2.1.5 Motivation und Auswirkungen der drei Varianten alternativer Vergütungssysteme

Ein signifikanter Vorteil aller drei Varianten besteht darin, dass es maximal drei Tarifstufen gibt. Das System ist für Investoren/Vorhabensträger damit deutlich transparenter als das Vergütungssystem im Rahmen des PROINFA [7.3.1]. Zudem basieren die Zahlungen auf dem verifizierten Kapazitätsfaktor (CFv), der lediglich einmalig nach Ablauf der minimalen Anfangsvergütungsdauer bestimmt wird. Ausgleichszahlungen, wie sie beim bisherigen System auf Basis des errechneten Kapazitätsfaktors (CFc) notwendig waren, fallen bei den drei Varianten weg. Des Weiteren kommt es zu einer graduellen Anpassung der Einnahmenkurve an die Kostenkurve bei identischen Gesamtkosten bezogen auf die gesamte Vergütungsdauer.

Variante 1 zeichnet sich durch ihre Simplität und Transparenz aus. Potenzielle Investoren können sofort erkennen, dass sie mindestens in der ersten Hälfte der Vergütungszeit $V_{\max}$ als erhöhte Anfangsvergütung (AV) erhalten und nach Ablauf der individuellen Anfangsvergütungsdauer eine Basisvergütung (BV) von $V_{\min}$. Da die Einspeisetarife in Variante 1 in keiner Phase die Maximalvergütung des PROINFA-Vergütungssystems ($V_{\max}$) überschreiten, dürfte Variante 1 politisch leichter durchsetzbar sein als die ambitionierteren Varianten 2 und 3 [Tab. 8-a].

Tab. 8-a: Entwicklung der Vergütung (Realwert) im PROINFA und dreier Varianten im Vergütungszeitraum. (Annahme: Der Inflationsausgleich entspricht der tatsächlichen Inflationsrate).

	PROINFA		Variante 1		Variante 2		Variante 3	
	CFmax	CFmin	CFmax	CFmin	CFmax	CFmin	CFmax	CFmin
	R\$/MWh		R\$/MWh		R\$/MWh		R\$/MWh	
2007	180,18	204,35	204,35	204,35	220,46	220,46	233,89	233,89
2008	180,18	204,35	204,35	204,35	220,46	220,46	233,89	233,89
2009	180,18	204,35	204,35	204,35	220,46	220,46	233,89	233,89
2010	180,18	204,35	204,35	204,35	220,46	220,46	233,89	233,89
2011	180,18	204,35	204,35	204,35	220,46	220,46	233,89	233,89
2012	180,18	204,35	204,35	204,35	166,75	220,46	180,18	233,89
2013	180,18	204,35	204,35	204,35	166,75	220,46	180,18	233,89
2014	180,18	204,35	204,35	204,35	166,75	220,46	180,18	233,89
2015	180,18	204,35	204,35	204,35	166,75	220,46	180,18	233,89
2016	180,18	204,35	204,35	204,35	166,75	220,46	180,18	233,89
2017	180,18	204,35	156,01	204,35	166,75	220,46	180,18	233,89
2018	180,18	204,35	156,01	204,35	166,75	220,46	180,18	233,89
2019	180,18	204,35	156,01	204,35	166,75	220,46	180,18	233,89
2020	180,18	204,35	156,01	204,35	166,75	220,46	180,18	233,89
2021	180,18	204,35	156,01	204,35	166,75	166,75	135,42	135,42
2022	180,18	204,35	156,01	204,35	166,75	166,75	135,42	135,42
2023	180,18	204,35	156,01	204,35	166,75	166,75	135,42	135,42
2024	180,18	204,35	156,01	204,35	166,75	166,75	135,42	135,42
2025	180,18	204,35	156,01	204,35	166,75	166,75	135,42	135,42
2026	180,18	204,35	156,01	204,35	166,75	166,75	135,42	135,42

Als nachteilig stellt sich die geringe Anpassung der Vergütung an die Kostenkurve dar. Es kommt lediglich bei WEA mit einem hohen Kapazitätsfaktor (CF_v) zu einer signifikanten Veränderung der relativen Einnahmenkurve. WEA mit einem Kapazitätsfaktor von $CF_{\min}$ oder geringer weisen weiterhin konstante Einnahmenkurven auf.

Eine Umstellung des BNDES-Kredits auf ein Annuitätendarlehen mit konstanten Leistungsraten würde den Anpassungseffekt, der von der Umstellung des Vergütungssystems ausgeht, deutlich erhöhen [Kap. 8.2.2.2]. Darauf sind die Varianten 2 und 3 ausgerichtet.

Bei Variante 2 passen sich die Einnahmekurven mehr an den Verlauf der Finanzierungskosten an als bei Variante 1. Im Fall von WEA mit niedrigen Kapazitätsfaktoren ($\leq CF_{min}$) wird die erhöhte Anfangsvergütung im gesamten Finanzierungszeitraum gezahlt, der mit der Tilgung der BNDES-Kredite mit einer Laufzeit von 14 Jahren endet. Bei WEA mit hohen Kapazitätsfaktoren ($\geq CF_{max}$) wird die erhöhte Anfangsvergütung in den ersten fünf Jahren gezahlt, in denen zusätzlich zum BNDES-Darlehen voraussichtlich komplementäre Kredite mit schlechteren Zinskonditionen getilgt werden müssen¹⁸⁶. Die jährlichen Einnahmen im Verhältnis zu den Gesamteinnahmen befinden sich in dem Zeitraum bei über 6% [Abb. 8-e].

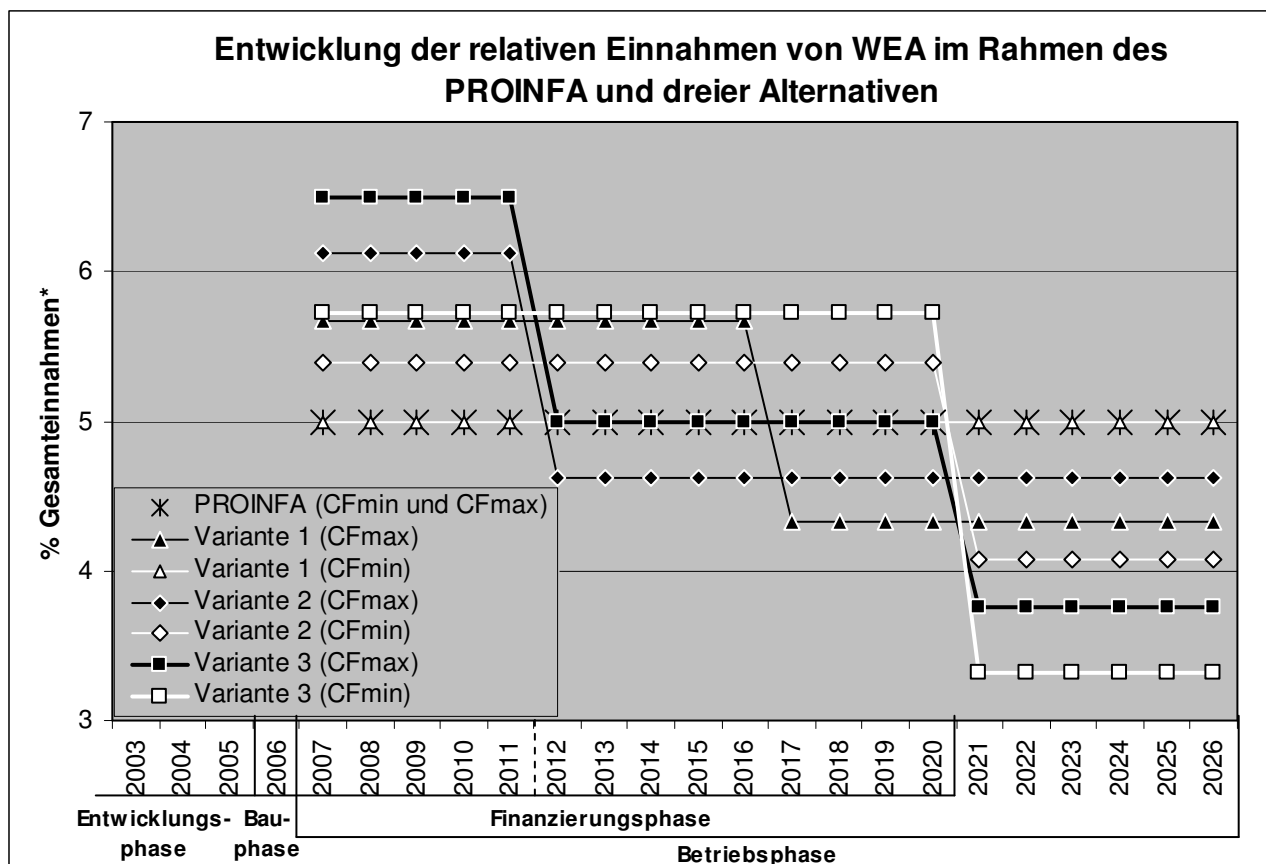


Abb. 8-e: Entwicklung der relativen Einnahmen (jährliche Einnahmen im Verhältnis zu den Gesamteinnahmen) von WEA im Rahmen des PROINFA und drei alternativer Vergütungssysteme (Eigene Darstellung).

Ab dem 15. Betriebsjahr kann die Vergütung gesenkt werden, da die Zinsbelastung spätestens zu diesem Zeitpunkt wegfällt. Allerdings müssen die Vorhabensträger/Betreiber einen klaren Anreiz haben, um die WEA auch ab dem 15. Betriebsjahr weiter zu betreiben. Die Basisvergütung sollte deshalb, wie in Variante 2 realisiert, deutlich über den Betriebskosten (inkl. Wartungskosten) liegen [Abb. 5-b], [Tab. 8-a]. Die im Vergleich zum bisheri-

¹⁸⁶ Die Festlegung der individuellen Anfangsvergütungsdauer (AVD) in Abhängigkeit des verifizierten Kapazitätsfaktors (CF_v) sollte zudem erst nach mehreren Jahren Betriebsjahren erfolgen, um den Einfluss der jährlichen Schwankungen des Winddargebots bei der Festlegung der AVD zu minimieren.

gen System höheren Anfangsvergütungen in den Varianten 2 und 3 könnten, trotz unverändertem Realwert der Gesamtvergütung, zu politischen Widerständen führen.

In Variante 3 wird durch die Einführung einer weiteren Vergütungsstufe (2. Vergütungsstufe zwischen AV3 und BV3) eine weitere Erhöhung der Anfangsvergütung im Vergleich zu den Varianten 1 und 2 möglich, die auf die hohen Kosten der Restfinanzierung eingeht, die auf Basis von Krediten mit im Vergleich zum BNDES-Kredit kürzen Laufzeiten und schlechteren Kreditkonditionen erfolgen könnte. Zugleich sichert die 2. Vergütungsstufe, dass die Vergütung in der Finanzierungsphase unabhängig vom Kapazitätsfaktor die Mindestvergütung V_{min} im Rahmen des PROINFA nicht unterschreitet. Als Kompensation wird die Basisvergütung weiter abgesenkt, liegt aber auch in Variante 3 rund 30% über den O&M-Kosten (Tab. 5-c). Mit relativen Einnahmen bei einem Kapazitätsfaktor von CF_{min} von ca. 5,7% über den gesamten Finanzierungszeitraum von 14 Jahren und bei einem CF von CF_{max} von ca. 6,5% in den ersten fünf Betriebsjahren und 5% zwischen dem 6. und 14. Betriebsjahr ist Variante 3 voraussichtlich am besten von den drei Varianten an die Kostenkurve angepasst, die in den ersten Jahren durch die hohen Finanzierungskosten geprägt ist [Abb. 8-e].

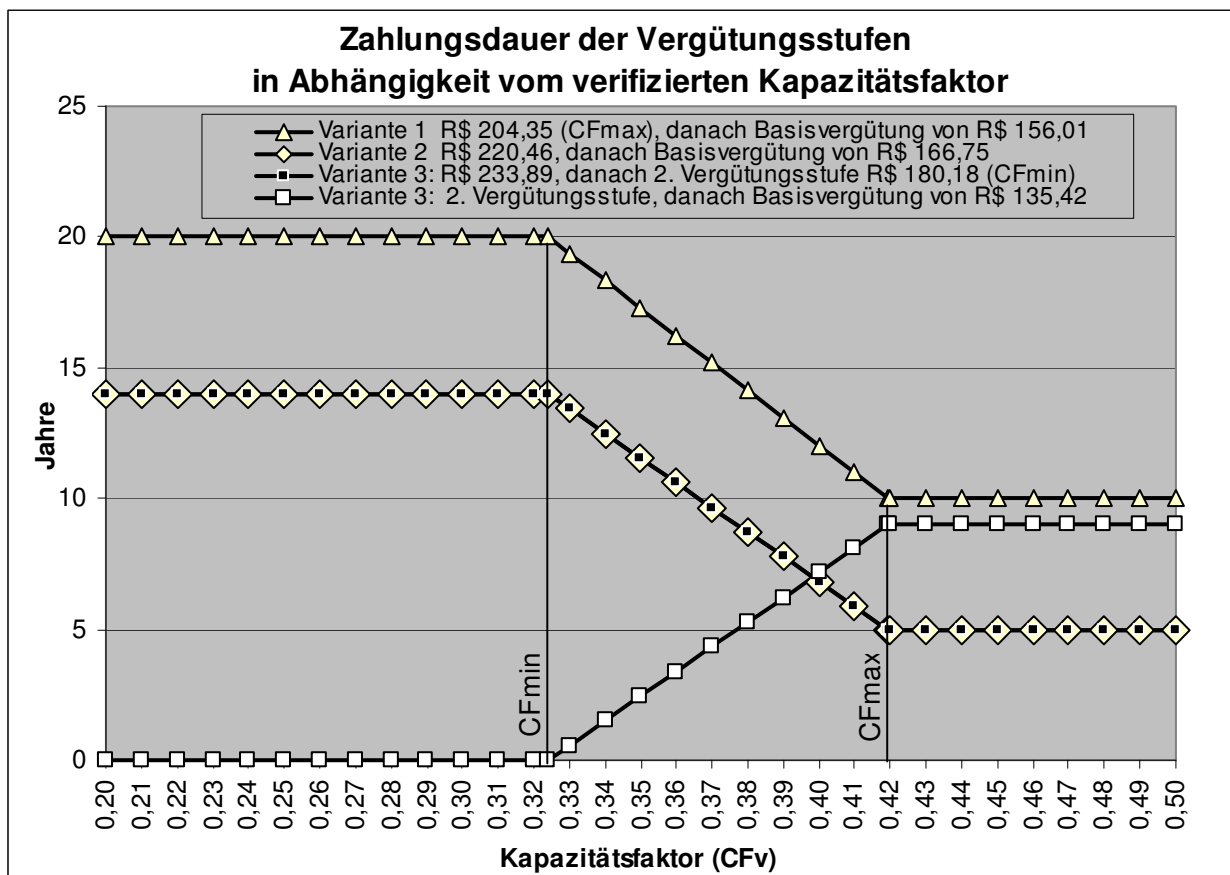


Abb. 8-f: Zahlungsdauer der erhöhten Anfangsvergütung bzw. der 2. Vergütungsstufe im Rahmen der drei alternativen Vergütungssysteme bei einer Vergütungsdauer von 20 Jahren (Eigene Darstellung).

In den drei Varianten sinkt im Intervall zwischen CFmin und CFmax die Dauer linear, in der die WEA die erhöhte Anfangsvergütung erhalten [Abb. 8-f].

Die Zahlungsdauer der 2. Vergütungsstufe, die es lediglich in Variante 3 gibt, steigt hingegen im Intervall zwischen CFmin und CFmax linear an. In jeder Variante kann nach Ablauf des Zahlungszeitraums der erhöhten Anfangsvergütung anhand des verifizierten Kapazitätsfaktors der jeweiligen WEA die Zahlungsdauer der erhöhten Anfangsvergütung, der Basisvergütung bzw. in Variante 3 der 2. Vergütungsstufe errechnet werden.

In Variante 1 sinkt die Zahlungsdauer der erhöhten Anfangsvergütung zwischen CFmin und CFmax um ca. 1,05 Jahre (12,59 Monate) mit jedem Anstieg des Kapazitätsfaktors um 0,1. Bei Variante 2 und 3 verringert sich die Zahlungsdauer in demselben Intervall um ca. 0,94 Jahre (11,33 Monate) bei jedem Anstieg des CF um 0,1 [Abb. 8-f]¹⁸⁷.

Die Darstellung der drei Varianten hat gezeigt, dass bei unveränderten Gesamtkosten, d.h. einem konstanten Realwert der Gesamtvergütung über den gesamten Vergütungszeitraum und der Berücksichtigung wichtiger Merkmale des Vergütungssystems des PROINFA, eine gewisse Anpassung der Einspeisevergütungen an die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Brasilien möglich ist. Durch die Veränderung der Einnahmenkurve können die im Allgemeinen hohen Finanzierungskosten in Brasilien gesenkt werden. Höhere gesicherte Einnahmen in den ersten Betriebsjahren senken zudem das Investitionsrisiko vor allem von ausländischen Investoren, da die kurz- und mittelfristige Wechselkursentwicklung einfacher abzuschätzen ist als die langfristige. Dies und die Transparenz der Vergütungssysteme der Varianten 1 bis 3 könnten sich auf den Kalkulationszinssatz der Investoren auswirken.

Neben der Veränderung der Einnahmenkurve, die stark von politischen Entscheidungen abhängt, kann auch die Kostenkurve, wie im folgenden Unterkapitel erläutert wird, in gewissem Maße beeinflusst werden.

8.2.2 Modifikation der Kostenkurve zur Anpassung an das nationale Zinsniveau

Im Rahmen des PROINFA hat sich wegen der Begrenzung von Förderzeitraum und Gesamtförderkapazität bei gleichzeitiger Einführung eines Nationalisierungsgrads ein Monopolmarkt für Windkraftanlagen gebildet. Die beschriebene Ausgestaltung des PROINFA wirkte sich in Zusammenhang mit der hohen Weltmarktnachfrage negativ auf die Anlagenpreise und damit auf die Kostenkurve aus [Kap. 7.2.1], [Kap. 7.2.3], [Kap. 7.5]. Die Problematik hoher Investitionskosten infolge von Interdependenzen zwischen politischen Zie-

¹⁸⁷ Mittels der Rundung der Zahlungszeiträume auf ganze Monate könnte die Abrechnung vereinfacht werden.

len, welche bei der Ausgestaltung des Förderprogramms PROINFA relevant waren, wurden bereits in Kap. 8.1 angesprochen. Im Folgenden wird erläutert, wie der Gesetzgeber auch die Kostenkurve an die Einnahmenkurve anpassen kann.

8.2.2.1 Einfluss des Gesetzgebers auf Investitions- und Betriebskosten

Im Allgemeinen erfolgt die Einflussnahme des Gesetzgebers auf die Investitions- und Betriebskosten über Steuern, Importzölle und sonstige Abgaben und Gebühren¹⁸⁸. In Kap. 7.1.2 wurden bereits die Auswirkungen der Netznutzungstarife TUSD und TUST auf die Wirtschaftlichkeit der WEA in Brasilien untersucht. Die Importzölle für Windkraftanlagen wurden, als Reaktion der brasilianischen Regierung auf die schleppende Umsetzung von Windkraftprojekten im Rahmen des PROINFA, im März 2007 von 14% auf 0% gesenkt [8.14]. Der damit verbundene Rückgang der Investitionskosten wirkt sich auch auf die Finanzierungskosten auf, die in Brasilien wegen des im internationalen Vergleich hohen Zinsniveaus besonders stark ins Gewicht fallen. Die Verringerung der Steuern- und Abgabenlast, welche die Rentabilität der Windkraftprojekte ebenfalls erhöhen würde, führt in der Regel zu staatlichen Mindereinnahmen. Statt einer Verkomplizierung des Steuersystems durch die Befreiung einzelner Produkte wäre eine Anpassung des Vergütungsniveaus mit einer entsprechenden Kostenumlage die transparentere Lösung. Diese politische Entscheidung soll im Rahmen dieser Forschungsarbeit allerdings nicht näher diskutiert werden. Im Folgenden steht hingegen eine für den Staatshaushalt kostenneutrale Modifikation des Finanzierungsprogramms im Mittelpunkt der Betrachtungen.

8.2.2.2 Einfluss der Darlehensform auf die Kostenkurve

Die BNDES offeriert für brasilianische Maßstäbe zinsgünstige Kredite zur Finanzierung von Windkraftprojekten [Kap. 7.4.1]. Diese Darlehen charakterisieren sich, aufgrund der linearen Tilgung und dem derzeitigen Zinsniveau von ca. 9%, durch hohe Leistungsraten in den ersten Tilgungsjahren [Abb. 7-o].

Der Realwert der Einnahmen aus der PROINFA-Vergütung bleiben bei konstanter Stromproduktion über die gesamte Vergütungslaufzeit konstant [Tab. 8-a]. Das bedeutet, dass in den ersten Tilgungsjahren die Leistungsrate des BNDES-Kredits im Verhältnis zu den Einnahmen höher ist als mit fortschreitender Kreditlaufzeit. Der BNDES-Kredit deckt zudem lediglich ca. 60% bis 70% der Investitionskosten ab [Tab. 7-f]. Vorhabensträger, die den Restfinanzierungsbetrag nicht aus Eigenkapital decken können, müssen wahrscheinlich

¹⁸⁸ Investitions- oder Betriebskostenzuschüsse kommen wegen der stark begrenzten staatlichen Ressourcen in Brasilien nicht in Frage.

zusätzliche Kredite zur Restfinanzierung der Windkraftprojekte aufnehmen, die voraussichtlich erheblich schlechtere Kreditkonditionen aufweisen als die BNDES-Kredite [Kap. 6.3]. Diese Vorhabensträger müssen in den ersten Betriebsjahren zusätzlich zu den hohen Leistungsraten des BNDES-Kredits für die Tilgung dieser komplementären Kredite aufkommen. Dies hat entsprechend negative Auswirkungen auf den Cashflow in diesem Zeitraum.

Mittels einer Änderung der Darlehensform kann diesen Einschränkungen des Cashflows in den ersten Betriebsjahren im Rahmen der BNDES-Kreditvergabe Rechnung getragen werden. Bei einem Annuitätendarlehen sind die Leistungsraten über die gesamte Laufzeit konstant. Die Tilgungssumme steigt hingegen mit zunehmender Laufzeit in dem Maße, wie die Zinszahlungen sinken [Abb. 8-g].

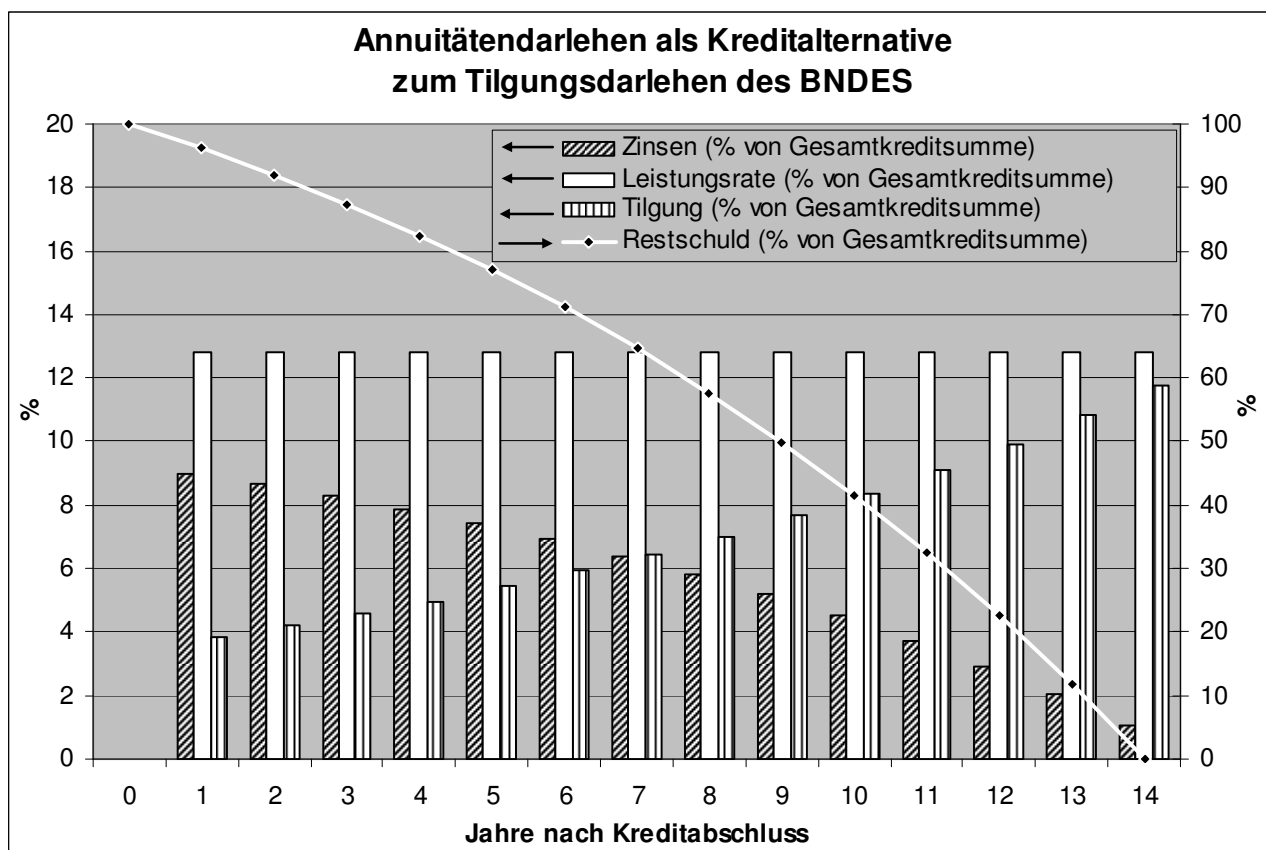


Abb. 8-g: Entwicklung von Restschuld und Leistungsrate bei einem bezüglich Zinsniveau und Laufzeit dem BNDES-Kredit für Windkraftprojekte [Abb. 7-o] identischen Annuitätendarlehen (Eigene Darstellung).

Das Tilgungsdarlehen der BNDES weist im ersten Jahr eine Leistungsrate von über 16,1% des Kreditvolumens auf, während das alternative Annuitätendarlehen durch eine konstante Leistungsrate von rund 12,8% charakterisiert ist. Erst im 6. Jahr sinkt die Leistungsrate des BNDES-Tilgungsdarlehens unter die Leistungsrate des alternativen Annuitätendarlehens [Abb. 8-h]. Das ungünstige Verhältnis zwischen Einnahmen und Finanzierungskosten

ten in den ersten Betriebsjahren, besonders in Zusammenhang mit dem Vergütungssystem des PROINFA, könnte durch eine Umstellung auf ein Annuitätendarlehen mit konstanten Leistungsraten signifikant verbessert werden. Die freien finanziellen Ressourcen in diesem Zeitraum könnten gegebenenfalls zur Tilgung komplementärer Kredite mit kürzeren Laufzeiten und schlechteren Zinskonditionen aufgewendet werden.

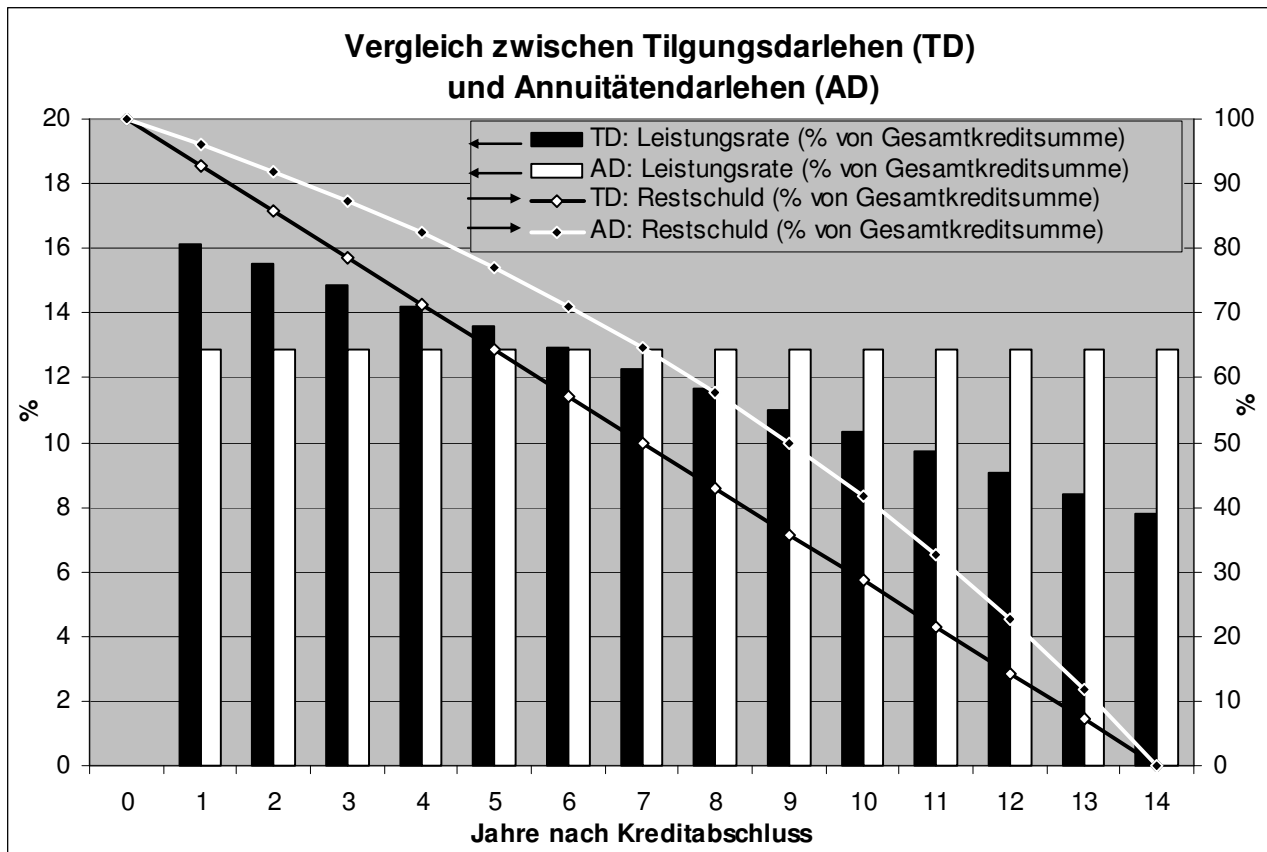


Abb. 8-h: Vergleich zwischen Tilgungsdarlehen und Annuitätendarlehen – Entwicklung von Restschuld und Leistungsrate (Zinssatz: 9%, 14 Jahre Laufzeit) (Eigene Darstellung).

8.2.3 Anpassung an Inflationsniveau und Wechselkursschwankungen

Im Rahmen des PROINFA wird die Einspeisevergütung jährlich auf Basis des Inflationsindex IGP-M angepasst. Wegen des im internationalen Vergleich hohen Inflationsniveaus ist ein gewisser Inflationsausgleich notwendig, damit der Realwert der Einspeisevergütung über die zwanzigjährige Betriebszeit auf einem angemessenen Niveau gehalten wird. Das PROINFA ist somit durch die integrierte Regelung des Inflationsausgleichs an die nationale Ausprägung der Inflation angepasst [Kap. 6.1], [Kap. 7.3.1.2].

Statt eines vollständigen Inflationsausgleichs wie im PROINFA könnte ein partieller Ausgleich angewendet werden. Der sinkende Realwert der Einspeisevergütung mit zunehmender Betriebszeit würde weitgehend dem Verlauf der Kostenkurve entsprechen. Der im Vergleich zur PROINFA-Regelung sinkende Realwert der Einspeisevergütungen mit zu-

nehmender Betriebszeit, könnte durch eine höhere Anfangsvergütung ausgeglichen werden. Damit könnte die Einnahmenkurve im Rahmen der Inflationsausgleichsregelung graduell an die Kostenkurve angepasst werden. Im Vergleich zu gestaffelten Tarifen, wie in Kap., 8.2.1 vorgeschlagen, hat ein derartiges System den Nachteil, dass ein nicht vollständiger Inflationsausgleich Investoren abschrecken könnte, da die langjährige Praxis des Inflationsausgleichs verändert würde. Wegen der Erfahrungen mit der Hyperinflation zu Beginn der 1990er Jahre würden voraussichtlich im Besonderen die brasilianischen Investoren empfindlich auf eine Umstellung auf einen partiellen Inflationsausgleich reagieren [Kap. 6.1.2]. Zudem würde das System der Einspeisevergütungen im Vergleich zu gestaffelten Tarifen an Transparenz verlieren.

Des Weiteren stellt sich die Frage, welcher Index beim Inflationsausgleich herangezogen wird. Für den Energiesektor haben die Inflationsindizes IGP-M und IPCA die größte Relevanz. Bis Mitte des Jahres 2005 wurden die Tarife im Stromsektor in der Regel unter Berücksichtigung des IGP-M korrigiert. Da die PPAs im Rahmen des PROINFA bereits vor dem genannten Zeitpunkt abgeschlossen worden waren, erfolgt die Inflationsanpassung der Einspeisevergütungen weiterhin mit dem IGP-M [Kap. 7.3.1.2]. Seit August 2005 ist der IPCA bei Vertragsabschlüssen im Rahmen der Versteigerungen in den Segmenten Transmission und Stromerzeugung der für den Inflationsausgleich relevante Index [8.18].

Die Anwendung des IGP-M ist für Investoren vorteilhaft, deren Windkraftprojekte zum Teil in ausländischen Währungen finanziert werden, da er, aufgrund seiner Zusammensetzung, stärker auf Wechselkursschwankungen reagiert [Abb. 8-i], [Kap. 6.1.1.3]. Eine starke Abwertung des Real würde über einen hohen Inflationsausgleichs teilweise kompensiert und das Wechselkursrisiko vermindert.

Bei den PROINFA-Projekten basiert die Finanzierung auf Krediten der nationalen Entwicklungsbank BNDES. Die Höhe des Zinssatzes der BNDES-Kredite für Windkraftprojekte wird u. a. unter Berücksichtigung des Inflationsziels des IPCA berechnet. Die BACEN berücksichtigt bei der Festlegung der Inflationsziele die reale Entwicklung des IPCA und richtet ihre Geldpolitik an den Inflationszielen aus. Die Höhe der Leistungsrate und damit der voraussichtlich wichtigste Kostenfaktor in den ersten Betriebsjahren stehen somit im Zusammenhang mit der Entwicklung des IPCA [Kap. 7.4.1]. Ein Inflationsausgleich der Einspeisetarife in Abhängigkeit vom IPCA würde somit in gewisser Weise Schwankungen der Finanzierungskosten kompensieren, die durch die Inflationsentwicklung begründet sind.

Das MME rechtfertigte die Umstellung vom IGP-M auf den IPCA u. a. mit den gestiegenen Möglichkeiten einer nationalen Infrastrukturfinanzierung durch die BNDES. Eine spezielle

Ausrichtung des Inflationsausgleichs auf Finanzierungen in ausländischen Währungen, wie sie während der Privatisierungsphase des Stromsektors in den 1990er Jahren als notwendig erachtet wurde, sei unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht mehr begründet [8.18].

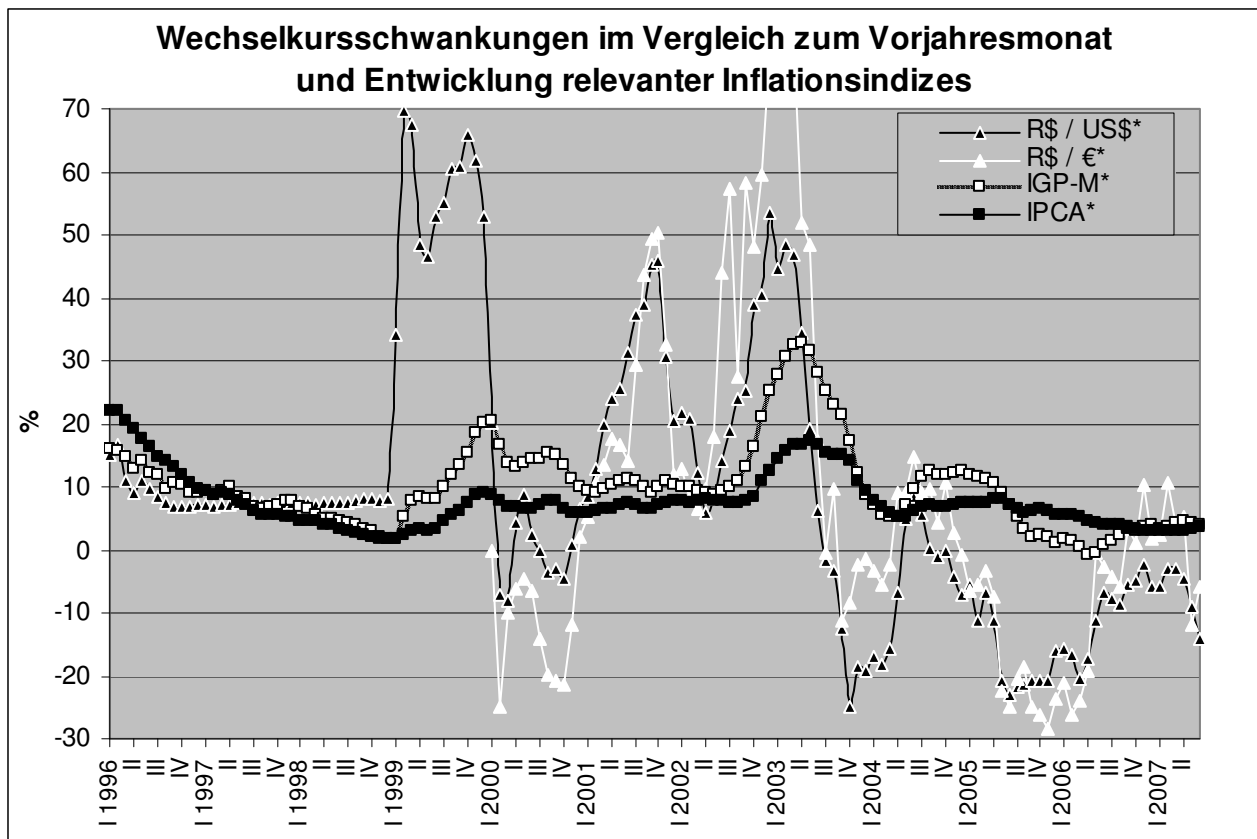


Abb. 8-i: Wechselkursschwankungen von R\$ zu US\$ und € sowie Entwicklung der Inflationsindizes IGP-M und IPCA [8.17] (Eigene Darstellung). *Differenz zu Vorjahresmonat.

Im Rahmen der Windkraftprojekte des PROINFA beträgt der Anteil eines BNDES-Kredits in der Regel über 60% der Investitionssumme [Kap. 7.4.1.4]. Eine spezielle Ausrichtung des Inflationsausgleichs auf die Auslandsfinanzierung oder gar eine direkte Berücksichtigung der Wechselkursschwankungen bei der jährlichen Tarifierung erscheinen aus diesem Grund nicht zwingend notwendig. Bei den PROINFA-Windkraftprojekten hat sich jedoch die Restfinanzierung in nationaler Währung, aufgrund der Zurückhaltung brasilianischer Investoren, als problematisch gezeigt [Kap. 7.4.2]. Bei der Restfinanzierung der Windkraftprojekte haben Finanzmittel in ausländischen Währungen voraussichtlich einen relativ hohen Anteil. Da der stärkere Einfluss von Wechselkursschwankungen auf den IGP-M zu einer graduellen Verringerung des Wechselkursrisikos führt, könnte die Wahl des IGP-M die Restfinanzierung in ausländischer Währung erleichtern.

Der vollständige Inflationsausgleich, der in das brasilianische *Feed-In Law* PROINFA integriert wurde, stellt eine notwendige Anpassung an die makroökonomischen Rahmenbedingungen dar und führt zu einer deutlichen Senkung des Investitionsrisikos. Die Wahl des Inflationsindex hat lediglich eine sekundäre Bedeutung.

8.3 Eckpunkte eines an die Rahmenbedingungen Brasiliens und vergleichbarer Schwellenländer angepassten *Feed-In Law*

Die derzeit noch höheren Stromgestehungskosten von Windkraftanlagen in Brasilien im Vergleich zu konkurrierenden Technologien machen die Implementierung eines Markteinführungsprogramms notwendig, in dessen Rahmen die höheren Stromgestehungskosten durch eine entsprechende Vergütung abgedeckt werden [Kap. 3.4]. Bei der Analyse der Rahmenbedingungen in den Kapiteln 2 bis 6, deren Ergebnisse in Abb. 8-j zusammengefasst sind, hat sich herausgestellt, dass die im internationalen Vergleich ungünstigen makroökonomischen Rahmenbedingungen in Brasilien zu einer relevanten Erhöhung der Finanzierungskosten und des Investitionsrisikos führen. Mit einem angepassten *Feed-In Law*, dessen Eckpunkte im Folgenden erläutert werden, kann auch unter diesen erschwerten Rahmenbedingungen ein entsprechendes Investitionsklima geschaffen werden, das den Ausbau der Windkraftnutzung ermöglicht und über die Lernkurve zu sinkenden Stromgestehungskosten führt.

8.3.1 Anpassung der Basiselemente eines *Feed-In Law*

Die Basiselemente eines *Feed-In Law* können im Rahmen des Anpassungsprozesses in ihrer Grundstruktur weitgehend erhalten bleiben. Dies gilt vor allem für die langjährige Stromabnahmegarantie [Kap. 7.3.2], welche die Investitionssicherheit erhöht und den Zugang zu Finanzmitteln erleichtert, sowie für die nationale Ausgleichsregelung [Kap. 7.3.3], die eine gerechte Verteilung der Mehrkosten garantieren soll, damit die gesellschaftliche Akzeptanz des *Feed-In Law* nicht beeinträchtigt wird.

Bei der Festlegung der Einspeisevergütung sollte auf eine übersichtliche Staffelung in wenige Tarifstufen geachtet werden, um ein hohes Maß an Transparenz zu gewährleisten. Zur Berücksichtigung der hohen Finanzierungskosten infolge des hohen Zinsniveaus sollte die Einnahmenkurve so weit wie politisch möglich an die Kostenkurve angeglichen werden. Die Anfangsvergütung sollte dementsprechend auf einem hohen Niveau festgelegt werden, während die Basisvergütung aufgrund der relativ geringen Betriebskosten von WEA deutlich niedriger ausfallen kann. Die Integration eines jährlichen Inflationsausgleichs in das

Feed-In Law ist gerade bei Infrastrukturprojekten mit einem langjährigen Kapitalrückfluss zur Gewährleistung der Investitionssicherheit unerlässlich [Abb. 8-j], [Kap. 6], [Kap. 7.3.1], [Kap. 8.2.1]. Der Zeitraum, indem die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird, sollte im Hinblick auf das Ziel einer kostengerechten Vergütung in Abhängigkeit vom verifizierten Kapazitätsfaktor der Windkraftanlage variieren [Kap. 8.2.1].

Die Einspeisevergütung sollte für Neuanlagen in regelmäßigen Abständen an die Preisentwicklung und die makroökonomischen Rahmenbedingungen angepasst werden, um eine kostengerechte Vergütung zu ermöglichen und eine Überförderung zu vermeiden.

Rahmenbedingungen für die Windkraftnutzung in Brasilien

Kapitel	Vorteile	Nachteile
2. Windpotenziale	- Großes nutzbares Gesamtpotenzial - Verbrauchernahe Windpotenziale – vor allem in den küstennahen Zonen 2, 4 und 6 (Abb. 2-j) - Saisonale Komplementarität der Windkraft zur dominierenden Wasserkraftnutzung (im Besonderen im Nordosten Brasiliens)	- Verbraucherferne Lage von Windzone 1 (Abb. 2-j)
3. Strukturelle Rahmenbedingungen 4. Politische Rahmenbedingungen	- Öffnung des Stromsektors für private Betreiber/Investoren in den 1990er Jahren - Einführung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs im Jahr 1999 - Finanzielle Konsolidierung des Stromsektors seit Mitte der 1990er Jahre - Integrationsmöglichkeit von großen Windkraftkapazitäten in dem von der Großwasserkraft dominierten Stromsektor - Flexibilisierung des Ausbaus des Kraftwerksparks durch die Windkraftnutzung wegen kurzer Bau- und Genehmigungszeiträume und variabler Größengestaltung - Vorrangige Bedeutung des politischen Ziels der Diversifizierung des Kraftwerksparks während akuter Stromversorgungskrisen	- Instabilität der legislativen Rahmenbedingungen seit 1993 infolge zweier großer Reformierungsphasen - Ungewissheit über die Stabilität der Rahmenbedingungen des gemischtwirtschaftlichen Stromsektors nach dem nächsten Regierungswechsel - Zentralistische Vergangenheit des Stromsektors und die damit verbundene Tradition des Baus von Großkraftwerken - Bedeutungsverlust der Diversifizierungsbestrebungen mit zunehmender zeitlicher Entfernung zur Stromkrise im Jahr 2001 - Kurzfristige Auslegung der energiepolitischen Prämisse eines ausgewogenen Verhältnisses zwischen Kosten und Versorgungssicherheit - Ausbaubestrebungen der Kernkraftnutzung in Zusammenhang mit übergeordneten politischen Zielen - Geringe Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern - Geringe Bedeutung des Klimaschutzes
5. Einnahmen- und Kostenstruktur	- Gesicherte Einnahmen wegen langjähriger Laufzeit der PPAs - Geringe Betriebskosten wegen des kostenlosen Betriebsmittels „Wind“	- Keine Anpassung der Einnahmen- an die Kostenkurve bei konstantem Realwert der Einspeisevergütung - Hohe Investitionskosten und infolgedessen hohe Finanzierungskosten
6. Makroökonomische Rahmenbedingungen	- Momentan relativ geringes Länderrisiko wegen politischer und wirtschaftlicher Stabilität - Tendenziell positive Entwicklung der makroökonomischen Rahmenbedingungen	- Relativ hohes Inflationsniveau - Hohes Realzinsniveau - Hoher Risikoaufschlag der Geschäftsbanken - Starke Wechselkursschwankungen des R\$ zu den Leitwährungen € und US\$

Abb. 8-j: Rahmenbedingungen für die Windkraftnutzung in Brasilien [Kap. 2-6] (Eigene Darstellung).

8.3.2 Ausgestaltung der länderspezifischen Zusatzelemente eines *Feed-In Law*

Durch die Einführung von zusätzlichen Elementen in ein *Feed-In Law* könnte das Hauptziel, der Ausbau der Windkraftkapazitäten, beeinträchtigt werden. Zusatzelemente sollten deshalb immer in Bezug auf mögliche Wechselwirkungen mit den Basiselementen und weiteren Zusatzelementen untersucht werden. Die Zusatzelemente im PROINFA dienen in

erster Linie der Anpassung des *Feed-In Law* an politische Ziele [Kap. 3], [Kap. 4], [Abb. 8-].

Die Einführung einer absoluten quantitativen und zeitlichen Begrenzung der Förderung von Windparks steht in engem Zusammenhang mit der kurzfristigen Auslegung der energiepolitischen Prämisse, ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Versorgungssicherheit und Kosten anzustreben. Im Rahmen einer langfristigen energiepolitischen Perspektive wäre eine konsequentere Markteinführung der Windkraft sinnvoll, da sich die Windkraftnutzung durch sinkende Stromgestehungskosten auszeichnet und große Kraftwerkskapazitäten in von Wasserkraft dominierte Stromsysteme integriert werden können. Ein jährliches Förderkontingent, das über mehrere Jahre im Voraus festgelegt wird, schafft zum einen eine langfristige Perspektive für alle Marktteilnehmer inklusive Anlagenhersteller und verhindert gleichzeitig einen unkontrollierten Ausbau der Windkraft, der zu Überkapazitäten führen könnte. Eine absolute Förderbegrenzung verhindert hingegen die Entwicklung eines stabilen Binnenmarkts, der eine wichtige Investitionsgrundlage für Anlagenhersteller darstellt [Kap. 7.2.1], [Kap. 8.1.2].

Bei einer über dem Förderkontingent liegenden Nachfrage könnte die notwendige Selektion der Windkraftprojekte beispielsweise wie im PROINFA über das Datum der Baugenehmigung erfolgen. Zur Verhinderung der Benachteiligung einzelner Projekte sollten die zuständigen Behörden ein standardisiertes Genehmigungsverfahren anwenden, das weitgehend identische Genehmigungsdauern gewährleistet. Ein Ausschluss einzelner Marktteilnehmergruppen könnte aus wettbewerbspolitischen Gründen sinnvoll erscheinen. Bei der breiten Einführung einer neuen Technologie sollte jedoch das größtmöglich verfügbare technische Know-how einbezogen werden. Zudem könnte eine mögliche Blockadehaltung der ausgeschlossenen Marktteilnehmer zu einer weiteren Verringerung der Einführungsgeschwindigkeit führen [Kap. 7.2.2].

Ein Nationalisierungsgrad des Equipments und der Dienstleistungen kann unter der Voraussetzung einer langfristigen Investitionsperspektive, z. B. mittels eines über einen längeren Zeitraum festgelegten jährlichen Förderkontingents, zu dem gewünschten Effekt des Aufbaus einer nationalen Anlagenindustrie und zur Schaffung von Arbeitsplätzen führen. Ein Nationalisierungsgrad führt aber zunächst zu einer Verzögerung der Markteinführung, da das Förderprogramm bürokratisiert wird und der Aufbau einer eigenen Anlagenindustrie eine gewisse Zeit in Anspruch nimmt. Der Nationalisierungsgrad sollte deshalb in den ersten Jahren relativ gering sein, damit ein Ausbau auch schon kurz nach Verabschiedung des *Feed-In Law* möglich wird. Auf nachfolgende Erhöhungen des Nationalisierungsgrad

können sich die Anlagenhersteller einstellen und die Investitionsplanungen daran ausrichten. Die Frage bleibt offen, ob nicht die Zusicherung eines langfristig stabilen Binnenmarktes und eine geschickte Industriepolitik auf lange Sicht den gleichen Effekt hätten wie ein Nationalisierungsgrad [Kap. 7.2.3], [Kap. 8.1.1].

8.3.3 Enge Verknüpfung zwischen *Feed-In Law* und Finanzierungsprogrammen

Die Finanzierung langfristiger Investitionen stellt eine große Herausforderung unter den gegebenen makroökonomischen Rahmenbedingungen in Brasilien dar. Eine möglichst enge Verknüpfung zwischen dem *Feed-In Law* und den Finanzierungsprogrammen könnte die hohen Finanzierungskosten verringern und damit die Realisierung von Windkraftprojekten erleichtern.

Die Vergabe von Annuitätendarlehen durch Entwicklungs- und Förderbanken im Rahmen eines Finanzierungsprogramms hätte den Vorteil, dass die Leistungsraten über die Kreditlaufzeit hinweg konstant blieben. Die dadurch frei werdenden Einnahmen aus der Einspeisevergütung in den ersten Betriebsjahren könnten zur Tilgung von weiteren Krediten im Rahmen der Restfinanzierung genutzt werden, welche wegen des hohen Zinsniveaus mit erheblichen Finanzierungskosten verbunden ist. Zudem würde die Beteiligung an Windkraftprojekten an Attraktivität gewinnen, weil sich der Cashflow in den ersten Betriebsjahren tendenziell verbessern würde [Kap. 8.2.2].

Die Förder- und Entwicklungsbanken können über eine Veränderung des Kreditanteils die Finanzierungskosten für Windkraftprojekte senken. Je höher der Anteil der subventionierten Kredite an den Investitionskosten ist, desto geringer fallen die Gesamtfinanzierungskosten aus. Das Risiko der Geldgeber hält sich auch bei geringem Eigenkapitalanteil der Vorhabensträger aufgrund der langjährigen Einnahmegarantie durch die PPAs in Grenzen. Regierungen in Ländern ohne eigene nationale Entwicklungsbank sollten bereits bei der Konzeption eines *Feed-In Law* den Kontakt zu internationalen Entwicklungsbanken suchen, um über angepasste Kreditprogramme für Projekte im Rahmen des *Feed-In Law* zu verhandeln. Bei einzelnen Projekten im Rahmen des PROINFA wird ein Teil der Restfinanzierung über internationale Entwicklungsbanken erfolgen. Ein offizielles Kreditprogramm einer internationalen Entwicklungsbank, wie z. B. der IADB oder der neu gegründeten *Banco del Sur*, könnte den Finanzierungsrahmen wesentlich verbessern.

9 Zusammenfassung und Ausblick

In Europa haben sich Stromeinspeisegesetzgebungen (*Feed-In Laws*) zur Markteinführung erneuerbarer Energien im Stromsektor weitgehend durchgesetzt. Ausgehend von den europäischen Erfahrungen haben einige Schwellenländer in den letzten Jahren ebenfalls *Feed-In Laws* eingeführt. In der vorliegenden Forschungsarbeit werden am Beispiel der brasilianischen Stromeinspeisegesetzgebung PROINFA Struktur, Funktionsweise und Anpassungsmöglichkeiten der *Feed-In Laws* an die Rahmenbedingungen in Schwellenländern analysiert, wobei die fluktuierenden Energiequellen und im Besonderen die Windkraftnutzung thematische Schwerpunkte darstellen.

Nach der Skizzierung der Potenziale der fluktuierenden Energiequellen Windkraft und Solarstrahlung in Brasilien [Kap. 2] werden die nationalen Rahmenbedingungen für die Nutzung fluktuierender Energiequellen im Stromsektor eingehend analysiert [Kap. 3-6]. Mit der Öffnung des brasilianischen Stromsektors für private Investoren in den 1990er Jahren und der Einführung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs im Jahr 1999 haben sich die strukturellen Rahmenbedingungen im Vergleich zu der vorherigen zentralisierten Planungsstruktur deutlich verbessert. Die instabilen legislativen Rahmenbedingungen, die in zwei langjährigen Reformen im Stromsektor seit Mitte der 1990er Jahre zum Ausdruck kommen, wirken hingegen investitionshemmend [Kap. 3]. Die Struktur des Kraftwerksparks erweist sich wegen der dominanten Wasserkraftnutzung als vorteilhaft für die Integration fluktuierender Energiequellen. Zum einen können Wasserkraftwerke die unregelmäßige Verfügbarkeit der Windkraftwerke ausgleichen und längere windarme Perioden überbrücken, da die Speicherbecken eine große Kapazität aufweisen. Zum anderen zeichnen sich Windparks durch kurze Bauzeiten und eine flexible Größengestaltung aus und ermöglichen es, den Kraftwerkszubau zu flexibilisieren [Kap. 3], [Kap. 4].

Gegen Ende der 1990er Jahre, als sich eine Stromversorgungskrise andeutete, entwickelte sich die Diversifizierung der Stromerzeugung zum zentralen energiepolitischen Ziel. Die Gründe der akuten Stromversorgungskrise im Jahr 2001 lagen neben dem unzureichenden Ausbau des Kraftwerksparks in den 1990er Jahren auch in einer extrem niederschlagsarmen Regenzeit, welche die Verlässlichkeit des brasilianischen Stromsektors in Frage stellte, in dem zum damaligen Zeitpunkt über 90% des Stroms in Wasserkraftwerken erzeugt wurde. Von dieser Entwicklung profitierte u. a. die fluktuierende Energiequelle Windkraft, deren Nutzung im Rahmen des *Feed-In Laws* PROINFA im Jahr 2002 beschlossen wurde. Aufgrund der Dominanz der Wasserkraftnutzung spielen der Klimaschutz und die Verringerung der Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern hingegen

lediglich eine untergeordnete Rolle in der politischen Debatte im Zusammenhang mit der Förderung von erneuerbaren Energien. Mit zunehmender zeitlicher Entfernung von der Stromversorgungskrise nehmen allerdings die politischen Bestrebungen zur Diversifizierung des Kraftwerksparks ab. Dies zeigt sich insbesondere im langfristigen Entwicklungsszenario PNE 2030, in dem die fluktuierenden Energiequellen Windkraft und Solarstrahlung im Bereich der Stromversorgung kaum berücksichtigt wurden. Entsprechend diesem langfristigen Szenario wurde die ursprünglich im PROINFA vorgesehene zweite Phase bisher nicht näher konkretisiert [Kap. 4].

Ungünstige makroökonomische Rahmenbedingungen erschweren weiterhin die Realisierung langfristiger Investitionen in Brasilien, obwohl in den letzten Jahren deutliche Fortschritte erzielt wurden. Vor allem das hohe Realzinsniveau, der hohe Zinsspread der Geschäftsbanken und die international vergleichsweise hohe Inflationsrate führen zu einer Erhöhung des Investitionsrisikos, der Kalkulationszinssätze der Investoren sowie der Finanzierungskosten. Starke Wechselkursschwankungen des brasilianischen *Real* gegenüber den Leitwährungen US\$ und € wirken sich zudem negativ auf die Investitionsbereitschaft ausländischer Geldgeber aus [Kap. 6].

Das brasilianische *Feed-In Law* PROINFA wurde vor allem auf die politischen Zielsetzungen einer kontrollierten Diversifizierung des Kraftwerksparks und der Schaffung von Arbeitsplätzen ausgerichtet. Um eine kontrollierte Diversifizierung zu gewährleisten, wurde das Gesamtfördervolumen zeitlich und quantitativ begrenzt. Zudem sind die Vorhabens-träger der im Rahmen des PROINFA ausgewählten Projekte dazu verpflichtet, einen Nationalisierungsgrad hinsichtlich Equipment und Dienstleistungen einzuhalten. Dadurch soll sichergestellt werden, dass ein Großteil der Wertschöpfung nach Brasilien verlagert wird und infolgedessen Arbeitsplätze in Brasilien geschaffen werden [Kap. 7].

Das auf die zeitliche und quantitative Begrenzung des Fördervolumens zurückzuführende Investitionsrisiko hemmte bisher die Ansiedlung von Anlagenherstellern und somit die Entwicklung eines Wettbewerbsmarktes für Windkraftanlagen in Brasilien. Neben der Entwicklung der Rohstoffpreise und der allgemein hohen Weltmarktnachfrage wirkt sich vor allem die derzeitige Marktstruktur mit einem Monopolanbieter auf die Gesamtkosten der brasilianischen Windkraftprojekte aus. Dies stellt die erfolgreiche Umsetzung einer beträchtlichen Zahl von Windkraftprojekten bis zum Auslaufen des PROINFA zum Ende des Jahres 2008 in Frage. Die im brasilianischen *Feed-In Law* integrierten Zusatzelemente „absolute Förderbegrenzung“ und „Nationalisierungsgrad“ beeinträchtigen aufgrund ihrer gegenläufigen Zielsetzungen den Erfolg des PROINFA. Zusatzelemente sind deshalb eingehend auf

mögliche Wechselwirkungen untereinander oder mit den Basiselementen eines *Feed-In Law* zu untersuchen [Kap. 7], [Kap. 8].

Eine Umwandlung der absoluten Förderbegrenzung in ein jährliches Förderkontingent stünde zum einen im Einklang mit der energiepolitischen Prämisse, in einer langfristigen Perspektive ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Versorgungssicherheit und Kosten herzustellen, sowie mit dem politischen Ziel einer kontrollierten Diversifizierung des Kraftwerksparks. Zum anderen würde die langfristige Festlegung jährlicher Förderkontingente die Entwicklung eines stabilen Binnenmarktes garantieren, der die Investitionssicherheit der Anlagenhersteller deutlich erhöhen würde [Kap. 8].

Das PROINFA wurde bisher lediglich unzureichend an die ungünstigen makroökonomischen Rahmenbedingungen angepasst. Mit der Einführung eines jährlichen Inflationsausgleichs konnte zwar das Risiko einer starken Abwertung des Realwerts der Einspeisevergütungen aufgehoben werden. Die in das PROINFA integrierte Differenzierung der Einspeisetarife nach dem individuellen Kapazitätsfaktor der Windkraftwerke hat jedoch zwei signifikante Nachteile. Zum einen führt die starke Differenzierung der Einspeisetarife zu einer gewissen Intransparenz bezüglich der Höhe der konkreten Einspeisevergütung, wodurch potenzielle Investoren von einer Beteiligung abgehalten werden könnten. Zum anderen wurde bei der Festlegung der Einspeisetarife nicht ausreichend auf die infolge des hohen Zinsniveaus im internationalen Vergleich hohen Finanzierungskosten eingegangen. Das im PROINFA implementierte Vergütungssystem führt zu einem über die gesamte Betriebszeit konstanten Realwert der Einnahmen. Eine Anpassung der Einspeisevergütung an die Kostenkurve, die sich durch hohe Investitionskosten und relativ geringe Betriebskosten charakterisiert, wurde bei der Konzeption des PROINFA versäumt [Kap. 8].

Gestaffelte Einspeisevergütungen, bei denen anstelle der Vergütungshöhe der Zahlungszeitraum einer einheitlichen, erhöhten Anfangsvergütung in Abhängigkeit vom Kapazitätsfaktor variiert, führen zu einer größeren Transparenz und zur partiellen Anpassung der Einnahmenkurve an die Kostenkurve. Auf diese Weise können die Finanzierungskosten gesenkt werden, ohne dass sich die aus dem *Feed-In Law* resultierenden Mehrkosten über die gesamte Programmdauer erhöhen. Die Vergabe von Annuitätendarlehen im Rahmen des Finanzierungsprogramms der brasilianischen Entwicklungsbank BNDES würde über die daraus resultierende Modifikation der Kostenkurve zu einer Verringerung der Gesamtfinanzierungskosten führen. Eine enge Verknüpfung von *Feed-In Law* und Finanzierungsprogrammen kann den Umsetzungserfolg von Stromeinspeisevergütungen zusätzlich steigern [Kap. 8].

Der Stromverbrauch wird in Brasilien wie auch in anderen Schwellen- und Entwicklungsländern Lateinamerikas in den nächsten Jahren weiterhin steigen. Die in der Regel auf der Wasserkraft basierenden Stromsektoren stoßen langfristig an Ausbaugrenzen, da die Erschließung weiterer Potenziale mit steigenden wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Kosten verbunden ist. Die Windkraft stellt eine marktnahe Alternative mit großem Potenzial dar, und ihre Markteinführung sollte daher konsequent vorangetrieben werden.

Ein Handlungszwang bei einer neuerlichen Stromversorgungskrise könnte noch vor dem Regierungswechsel im Jahr 2010 die politischen Prioritäten zugunsten der fluktuierenden erneuerbaren Energien in Brasilien verändern. Weitere Impulse könnten in Zukunft auch vom neuen Parlament des MERCOSUR ausgehen.

Literaturverzeichnis

Literatur zu Kapitel 1:

- [1.1] REN21 2006. *Renewables Global Status Report 2006 Update*. REN21 Secretariat, Paris, Worldwatch Institute, Washington, S. 32
- [1.2] EEG 2004. *Gesetz zur Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich*. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004, Teil I, Nr. 40, 31. Juli 2004, S. 1918-1930
- [1.3] REAL DECRETO 661/2007. *Regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Boletín Oficial del Estado Nr. 126, 26. Mai 2007, S. 22846-22886
- [1.4] EPE 2006. *Balanço Energético Nacional 2006*. Brasília
- [1.5] M.A. JABUR 2001. *Racionamento: do susto à consciência*. São Paulo, S. 195
- [1.6] LEI 10.438/2002. *Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, re-composição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica*. Diário Oficial, 29.04.2002, Sektion 1, Vol. 139, Nr. 81-A, S. 1
- [1.7] IPEA 2007. *Dados macroeconômicos e regionais*.
<http://www.ipeadata.gov.br/ipeaweb.dll/ipeadata?> (Zugriff: 29.08.2006)
- [1.8] IEA 2007. *Statistics by country*. <http://www.iea.org> (Zugriff: 30.08.2006)
- [1.9] P. DEL RÍO, F. HERNÁNDEZ, M. GUAL, A. TASCIR 2004. *Integrated Policy analysis of demand side energy efficiency & CHP, GHG and RES-E Schemes in EU-15 Countries. Deriving Optimal Promotion Strategies for Increasing the Share of RES-E in a Dynamic European Electricity Market*. The Green-X Project, CSIC, Spanien, S. 117
- [1.10] P. GIPE 2006. *Renewable Energy Policy Mechanisms. Ver. 04*. <http://www.wind-works.org/FeedLaws/RenewableEnergyPolicyMechanismsbyPaulGipe.pdf> (Zugriff: 30.08.2006)
- [1.11] M. MENDONÇA 2007. *Feed-In Tariffs: accelerating the development of renewable energy*. London, S. 150
- [1.12] A. KLEIN, A. HELD, M. RAGWITZ, G. RESCH, T. FABER 2006. *Evaluation of different feed-in tariff design options – best practice paper for the International Feed-in Cooperation*. http://www.feed-in-cooperation.org/images/files/best_practice_paper_final.pdf (Zugriff: 19.08.2006)
- [1.13] J. NITSCH, W. KREWITT, O. LANGNISS 2003. *Renewable Energy in Europe*. <http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Europe.pdf> (Zugriff: 18.06.2006)
- [1.14] D. REICHE 2005. *Handbook of Renewable Energies in the European Union. Case Studies of the EU-15 States*. Frankfurt am Main, S. 330

- [1.15] L. BUTLER, K. NEUHOFF 2004. *Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development*. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0503, Cambridge, S.35
- [1.16] F. HVELPLUND 2002. *Renewable Energy – political prices or political quantities*. Aalborg, <http://www.wind-works.org/FeedLaws/EFLFredeHvelplundBerlin%202002.pdf> (Zugriff: 30.08.2006)
- [1.17] EWEA 2005. *Support Schemes for renewable Energy. A comparative analysis of payment mechanisms in the EU*. http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/projects/rexpansion/050620_ewea_report.pdf (Zugriff: 20.09.2006)
- [1.18] D. FOUQUET 2007. *Prices for Renewable Energies in Europe: Feed in tariffs versus Quota Systems – a comparison. Report 2006/2007*. European Renewable Energy Federation, Brüssel, S.76
- [1.19] C. MITCHELLA, D. BAUKNECHT, P.M. CONNOR 2006. *Effectiveness through Risk Reduction: A Comparison of the Renewable Obligation in England and Wales and the Feed-In System in Germany*. Energy Policy, Vol. 34, Issue 3, February 2006, Pages 297-305
- [1.20] RAGWITZ, C. HUBER 2004. *Feed-In Systems in Germany and Spain and a comparison*. Fraunhofer Institute, Systems and Innovation Research, http://www.feed-in-cooperation.org/images/files/feed-in_systems_spain_germany_long_en.pdf (Zugriff: 20.08.2006)
- [1.21] A. HELD, M. RAGWITZ, C. HUBER, G. RESCH, T. FABER, K. VERTIN 2007. *Feed-In Systems in Germany, Spain and Slovenia - a comparison*. http://www.feed-in-cooperation.org/images/files/ific_comparison%20of%20fit-systems%20de%20es%20sl.pdf (Zugriff: 20.10.2007)
- [1.22] U. WACHSMANN, M.T. TOLMASQUIM 2003. *Wind power in Brazil – transition using German experience*. Renewable Energy 28, S. 1029-1038
- [1.23] R.M. DUTRA, A. S. SZKLO 2007. *Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian electric power sector regulation*. Renewable Energy (im Druck)
- [1.24] J.P. MOLLY 2003. *Condições técnicas e econômicas da Energia Eólica no Brasil*. DEWI, Juni 2003, Wilhelmshaven
- [1.25] J.P. MOLLY 2004. *Economics of wind farms in Brazil. Viabilidade Econômica de Centrais de Energia Eólica no Brasil*. DEWI, Magazin Nr. 25, 10/2004, DEWI, Wilhelmshaven, S. 50–62
- [1.26] J. KISSEL, S. KRAUTER 2006. *Adaptations of Renewable Energy Policies to unstable macroeconomic situations – Case study: Wind power in Brazil*. Energy Policy, Vol. 34, Elsevier, Oxford, S. 3591-3598

Literatur zu Kapitel 2:

- [2.1] M. ROGOL, S. DOI, A. WILKINSON 2004. *Solar Power. Sector outlook. Sun screen I. Investment opportunities in solar power*. Juli 2004, CLSA Asia-Pacific Markets, USA

- [2.2] M. ROGOL, B. FISHER 2005. *Solar Power. Sector outlook. Sun screen II. Investment opportunities in solar power*. Juli 2005, CLSA Asia-Pacific Markets, USA
- [2.3] M. ROGOL, P. CHOI, J. CONKLING, A. FOTOPOULOS, K. PELTZMAN, S. ROBERTS 2006. *Solar Annual 2006: The Gun has gone off. Executive Summary*. Juli 2006, Photon Consulting, Aachen
- [2.4] M. ROGOL 2008. Marktentwicklung. Michael Rogol schlägt eine Wette um Produktionszahlen vor. Photon 6/2008, S.36-38
- [2.5] P. MINTS 2006. *Analysis of worldwide markets for photovoltaics: products and five-year application forecast*. Navigant Consulting, S. 1-28
- [2.6] M. FAWER 2005. *Nachhaltigkeitsstudie. Dezember 2005. Solarenergie 2005. Im Spannungsfeld zwischen Rohstoffengpass und Nachfrageboom*. Bank Sarasin & Cie AG, Basel
- [2.7] PHOTON 2007. *In Deutschland installierte Photovoltaikleistung. Neue Zahlen Solarstrom: 2005 in Deutschland 858 MW installiert*. http://www.photon.de/photon/photon-aktion_installleistung.htm (Zugriff: 17.03.2007)
- [2.8] DECRETO DE 27 DE DEZEMBRO DE 1994. *Cria o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (Prodeem), e dá outras providências*. Brasília, <http://www.mme.gov.br/download.do?attachmentId=174&download> (Zugriff: 14.04.2007)
- [2.9] M. A. GALDINO, J.H.G LIMA 2002. *PRODEEM – O Programa Nacional de Eletrificação Rural Baseado em Energia Solar Fotovoltaica*. CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), Rio de Janeiro, <http://www.cresesb.cepel.br/Prodeem-CBE.pdf> (Zugriff: 10.04.2007)
- [2.10] CANALENERGIA 2006. *Energia solar vira solução para regiões distantes das redes convencionais. Empresas apostam em sistemas fotovoltaicos, indicados para domicílios distantes da rede elétrica e com perfil de baixo consumo*. 08.08.2006, Rio de Janeiro, <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=55608> (Zugriff: 15.05.2007)
- [2.11] ANEEL 2007. *Banco de Informações de Geração*. <http://www.aneel.gov.br> (Zugriff: 24.05.2007)
- [2.12] R. RÜTHER, A.J. DA SILVA, A.A. MONTENEGRO, I.T. SALAMONI, R.G. ARAUJO 2002. *The PETROBRAS 45.5 kWp, grid-connected PV system: a comparative study of six thin-film module types operating in Brazil*. Photovoltaic Specialists Conference 2002, Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, 19.-24. Mai 2002, S. 1440-1443
- [2.13] S. H. F. DE OLIVEIRA, R. ZILLES 2001. *Grid-connected photovoltaic systems: the Brazilian experience and the performance of an installation*. Progress in Photovoltaics Vol. 9, Issue 5, Sep./Oct. 2001, S. 341-347
- [2.14] O. LISITA J. 2005. *Sistemas fotovoltaicos conectadas à rede: Estudo de caso - 3 kWp instalados no estacionamento do IEE-USP*. Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo
- [2.15] CANALENERGIA 2007. *Greenpeace passa a gerar energia em São Paulo. Sede do grupo ambientalista recebeu 40 painéis fotovoltaicos com capacidade de 2.800 W. Instalação está conectada a rede pública da cidade*. 05.02.2007, Rio de Janeiro, <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=57738> (Zugriff: 20.05.2007)

- [2.16] R. RÜTHER 2007. *The potential of photovoltaics in Brazil and the role of SWERA*. LABSOLAR (Laboratório de Energia Solar), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis (unveröffentlicht)
- [2.17] E. B. PEREIRA, F.R. MARTINS, S. L. DE ABREU, R. RÜTHER 2006. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José de Campos, S. 62
- [2.18] DWD 2007. *Globalstrahlungskarten*.
<http://www.dwd.de/de/wir/Geschaeftsfelder/KlimaUmwelt/Leistungen/Klimakarten/Globalstrahlung/Globalstrahlung1.htm> (Zugriff: 10.04.2007)
- [2.19] V. QUASCHNING 2003. *Regenerative Energiesysteme. Technologie. Berechnung. Simulation*. 3. Auflage, München, S. 272
- [2.20] PHOTON 2007. *PHOTON Solarstrahlungskarten 2006*.
http://www.photon.de/solarstrahlungskarte/archiv_2006.htm (Zugriff: 17.03.2007)
- [2.21] EEG 2004. *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich*. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004. Teil I, Nr. 40, 31. Juli 2004, S. 1918-1930
- [2.22] REAL DECRETO 661/2007. *Regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Boletín Oficial del Estado, Nr. 126, 26. Mai 2007, S. 22846-22886
- [2.23] H.G. BEYER, R. RÜTHER, S.H.F. OLIVEIRA 2004. *PV systems as option to assist Diesel based electricity supply in the Brazilian Amazon*. Renewables and Rural Electrification, Ed. G. Chakravarthy, A. Shukla & A. Misra, S. 179-194
- [2.24] RESOLUÇÃO NORMATIVA 146/2005. *Estabelece as condições e os prazos para a sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, em favor de titulares de concessão ou autorização de empreendimentos que substituam derivados de petróleo ou que permitam a redução do dispêndio atual ou futuro da CCC nos sistemas elétricos isolados*. 14. Februar 2005,
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2005146.pdf> (Zugriff: 18.03.2007)
- [2.25] RESOLUÇÃO ANEEL 350/1999. *Estabelece os procedimentos para Composição da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e respectivo gerenciamento*. 22. Dezember 1999,
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres1999350.pdf> (Zugriff: 18.03.2007)
- [2.26] V. OXÍLIA, F. ROMERO, R. SENTELHAS 2007. *Políticas públicas de energia. Levantamento da curva de demanda de energia elétrica de uma comunidade de baixa renda como um elemento de análise para o desenho de políticas públicas de energia*. Engenharia, Vol. 64, Nr. 580, 03./04. 2007, S. 89-101
- [2.27] O.C. FERREIRA 2004. *Promoção do uso da energia solar para o aquecimento de água no setor residencial*. Economia e Energia (e&e), Nr. 47, 12.2004/01.2005, S.19-28
- [2.28] ONS 2006. *Consolidação da previsão de carga – planejamento da operação elétrica de médio prazo anual 2007-2008*. Rio de Janeiro, S. 48
- [2.29] P. KNOB, R. RÜTHER, C. JARDIM, H.-G. BEYER 2004. *Investigating the peak demand reduction capability of PV: a case study in Florianópolis, South Brazil*. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 7. – 11. Juni 2004, Paris
- [2.30] H. WINKELMEIER 2003. *Energiesysteme – Windenergie*. <http://www.energiwerkstatt.org> (Zugriff: 20.04.2007)

- [2.31] J.P. MOLLY 2006. *Perspectivas da Energia Eólica no Mundo e no Brasil. Questões técnicas, econômicas e políticas*. Seminário Internacional de Energias Renováveis, 11. Abril 2006, Brasília
- [2.32] K. REHFELDT 1998. *Internationale Entwicklung der Windenergienutzung. International Development of Wind Energy Use*. DEWI Magazin, Nr. 13, August 1998, Wilhelmshaven
- [2.33] WWEA 2007. *New World Record in Wind Power Capacity: 14,9 GW added in 2006 – Worldwide Capacity at 73,9 GW. WWEA expects 160 GW to be installed by 2010*. Bonn
- [2.34] BTM CONSULT 2007. *International Wind Energy Development World Market Update 2006. Forecast 2007-2011*. Press Release, 26. März 2007, Dänemark
- [2.35] D.M. DODGE 2006. *Illustrated History of Wind Power Development. Part 4 - Recent Market Developments*. Littleton, Colorado
- [2.36] LEI 10.438/2002. *Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, re-composição tarifária extraordinária e universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e dá outras providências*. Diário Oficial, 29.04.2002, Seção 1, Vol. 139, Nr. 81-A, S. 1
- [2.37] LEI 10.762/2003. *Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera os arts. 8º e 10 da Lei 8.631 de 04.03.1993, os arts. 17 e 26 da Lei 9.427 de 26.12.1996, e os arts. 3º, 5º, 13, 14 e 25 da Lei 10.438 de 26.04.2002 e acrescenta o inciso III ao parág. 4º do art. 11 da Lei 9.648 de 27.05.1998*. Diário Oficial, 12.11.2003, Seção 1, Vol. 140, Nr. 220, S 127
- [2.38] ELETROBRÁS 2007. *Relação de Empreendimentos Contratados e Extratos dos Contratos e Termos Aditivos Celebrados*. <http://www.eletrobras.gov.br/elb/portal/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRNN.htm> (Zugriff: 06.06.2007)
- [2.39] WOBLEN WINDPOWER 2007. *Usinas instaladas*. <http://www.wobben.com.br/usinas.htm> (Zugriff: 20.05.2007)
- [2.40] FUHLÄNDER 2006. *Bauarbeiten für Produktions- und Ausbildungsstätte haben begonnen. Brasilien soll noch in diesem Jahr ans Netz*. Wind.ow. Friendly Energy - Worldwide 04/2006 (Firmeninformation der Fuhländer AG), S.1
- [2.41] A. THOMASI 2006. *Fuhländer investe em fábrica de equipamentos. Obras começam ainda este ano e serão concluídas no primeiro semestre de 2007*. Gazeta Mercantil, 27.09.2006.
- [2.42] TECSIS 2007. *Tecsis is a leading maker of custom wind turbine blades and ventilation equipment*. <http://www.tecsis.com.br> (Zugriff: 29.05.2007)
- [2.43] A. LEITE DE SÁ, O., A. CAMARGO DO AMARANTE, M. BROWER, J. ZACK 2001. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Brasília
- [2.44] IBGE 2003. *Comunicação Social. Atlas do Censo Demográfico 2000. Atlas do Censo Demográfico 2000 mapeia dados censitários por temas*. 29.12.2003, Brasília
- [2.45] E.A.N. FEITOSA, A.L PEREIRA, G.R. SILVA, D.R.A. VELEDA, C.C. SILVA 2003. *Panorama do potencial eólico no Brasil*. Brasília, S.68

- [2.46] IBGE 2007. *Taxas de fecundidade total, segundo as Grandes Regiões - 1940/2000. Censo Demográfico 1940-2000*. <http://www.ibge.gov.br> (Zugriff: 01.06.2007)
- [2.47] IBGE 2007. *Cidades@*. <http://www.ibge.gov.br/cidadesat/> (Zugriff: 02.06.2007)
- [2.48] IBGE 2007. *Estados@*. <http://www.ibge.gov.br/estadosat/> (Zugriff: 02.06.2007)
- [2.49] IBGE 2007. *Mapa de Clima do Brasil*. <http://www.ibge.gov.br> (Zugriff: 29.05.2007)
- [2.50] W. WEISCHET 1995. *Einführung in die allgemeine Klimatologie*. 6. Auflage, Stuttgart, S. 276

Literatur zu Kapitel 3:

- [3.1] ANEEL 2007. *Banco de Informações de Geração*. <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2> (Zugriff: 05.01.2007)
- [3.2] A. P. RODRIGUES, D. S. DIAS 1994. *Estado energia elétrica. Experiências internacionais de desregulamentação e o caso brasileiro*. Rio de Janeiro, S. 147
- [3.3] L. E. PAIXÃO 2006. *Fatos e circunstâncias. Coletânea de artigos. Setor Elétrico Brasileiro 1980-2005*. Rio de Janeiro. S. 270
- [3.4] ELETROBRÁS 2007. *História da Eletrobrás*. http://www.eletrobras.com.br/Em_Biblioteca_40anos/default.asp (Zugriff: 24.01.2007)
- [3.5] CEMIG 2006. *Regras do setor*. <http://www.energiacemig.com.br/noticias/index.asp> (Zugriff: 28.12.2006)
- [3.6] D.A. GOMES 2004. *Glossário técnico jurídico*. Rio de Janeiro, S. 108
- [3.7] DECRETO 41.019/1957. *Regulamenta os serviços de energia elétrica*. Diário Oficial, 12.03.1957, Seção 1, Vol. 96, Nr. 58, S. 5657
- [3.8] A. GANIM 2003. *Setor elétrico brasileiro. Aspectos regulamentares e tributários*. Rio de Janeiro, S. 256
- [3.9] LEI 5.655/1971. *Dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de Serviços Públicos de Energia Elétrica, e dá outras providências*. Diário Oficial, 21.05.1971, Seção 1, Vol. 0, Nr. 0, S. 3841
- [3.10] IPEA 2006. *Dados macroeconômicos e regionais*. <http://www.ipeadata.gov.br/ipeaweb.dll/ipeadata?> (Zugriff: 30.12.2006)
- [3.11] F. MENDONÇA 2005. *A dívida pública brasileira. Cadernos de Altos Estudos N.2*. Câmara dos Deputados, Brasília, S.199
- [3.12] LEI 8.631/1993. *Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o Serviço Público de Energia Elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências*. Diário Oficial, 05.03.1993, Seção 1, S. 2597
- [3.13] LEI 5.899/1973. *Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências*. Diário Oficial, 09.07.1973, Seção 1, S. 6593

- [3.14] I.L. SAUER 2002: *Energia Elétrica no Brasil Contemporâneo: A reconstrução do setor, questões e alternativas*. In: [3.82], S. 117-225
- [3.15] E. RESENDE, J. L. ALQUERES 1993. *Panorama do Setor de Energia Elétrica e da sua nova legislação*. Revista Brasileira de Energia, Vol. 3, Nr. 1, São Paulo, S. 46-64
- [3.16] DECRETO 915/1993. *Autoriza a formação de consórcios por empresas interessadas na geração de energia elétrica, para uso exclusivo*. Diário Oficial, 08.09.1993, S.13334
- [3.17] DECRETO 1.009/1993: *Cria o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL, e dá outras providências*. Diário Oficial, 23.12.1993, S. 20220
- [3.18] PORTARIA 337/1994. *Regulamenta o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL*. Diário Oficial, 25.04.1994, S. 6007
- [3.19] LEI 8.987/1995. *Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal e dá outras providências*. Diário Oficial, 14.02.1995, Sektion 1, S. 1917
- [3.20] J.C.L. PIRES 2000. *Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro*. Texto para discussão, Nr. 76, BNDES, Rio de Janeiro
- [3.21] LEI 9.074/1995. *Estabelece normas para a outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências*. Diário Oficial, 08.07.1995, Sektion 1, S. 10125
- [3.22] LEI 10.848/2004. *Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências*. Diário Oficial, 16.03.2004, Sektion 1, Vol. 141, Nr. 51, S. 2
- [3.23] LEI 8.031/1990. *Cria o Programa Nacional de Desestatização (PND), e dá outras providências*. Diário Oficial, 13.04.1990, S. 7103
- [3.24] DECRETO 1.503/1995. *Inclui empresas no Programa Nacional de Desestatização – PND*. Diário Oficial, 26.05.1995, S. 7483
- [3.25] A. NICKEL 2003. *Die Reform des brasilianischen Elektrizitätssektors*. In der Reihe: C. Wentzlaff-Eggebert, M. Traine: Arbeitspapiere zur Lateinamerikaforschung, Köln
- [3.26] A. D. LEITE 1998. *Essência e Riscos da Revisão da energia elétrica. Processo de mudança deve levar em conta o crescimento e a universalização do atendimento*. Estado de São Paulo, 23.03.1998, São Paulo
- [3.27] L. P. ROSA, M. TOLMASQUIM, J.C.L. PIRES 1998. *A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo. Uma visão crítica*. Rio de Janeiro, S. 211
- [3.28] BNDES 2006. *Privatizações Federais – PND*. <http://www.bndes.gov.br/privatizacao/resultados/federais/federal.asp> (Zugriff: 03.12.2006)
- [3.29] BNDES 2006. *Privatizações Estaduais. Resultados Acumulados - 1996/2002*. <http://www.bndes.gov.br/privatizacao/resultados/estaduais/estadual.asp> (Zugriff: 03.12.2006)

- [3.30] C.F.C. LEAL 1998. *Ágios, envelopes e surpresas: uma visão geral da privatização das distribuidoras estaduais de energia elétrica*. Revista do BNDES, Nr. 10, Dez. 1998, Rio de Janeiro
- [3.31] C. OLIVIERI 2006. *Agências regulatórias e federalismo: a gestão descentralizada da regulação no setor de energia*. Revista de Administração Pública. Vol. 40, Nr.4, Jul./Aug. 2006. Rio de Janeiro, S. 567-88
- [3.32] COOPERS & LYBRAND 1997. *Estágio V - Projeto de Reestruturação do Setor. Elétrico Brasileiro. Relatório V-2. Revisão das Mudanças Legais e Regulatórias e Projeto de Lei*. September 1997, Brasília
- [3.33] N. S. FOLETTO 1999. *O Novo Modelo Setorial e a Reestruturação Societária de Furnas*. Vortrag am Instituto de Economia der UFRJ, Mai 1999, Rio de Janeiro
- [3.34] LEI 9.648/1998. *Altera dispositivos das Leis 3.890-A de 25.04.1961; 8.666 de 21.06.1993, 8.987 de 13.02.1995; 9.074 de 07.07.1995; 9.427 de 26.12.1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências*. Diário Oficial, 28.05.1998, Sektion 1, Vol. 136, S. 1
- [3.35] ELETROBRÁS 2006. *A empresa*. http://www.eletronbras.com.br/EM_Empresa.asp (Zugriff: 13.12.2006)
- [3.36] M. BÄHR 2005. *Setor elétrico brasileiro: passado e futuro*. In: [3.83], S.72-75
- [3.37] RESOLUÇÃO 281/1999. *Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica*. Diário Oficial, 04.10.1999, Sektion 1, Vol. 137, Nr. 190-E, S. 26
- [3.38] RESOLUÇÃO 282/1999. *Estabelece as tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica, componentes da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado*. Diário Oficial, 04.10.1999, Sektion 1, Vol.137, Nr. 190-E, S. 28
- [3.39] RESOLUÇÃO 286/1999, *Estabelece as tarifas de uso das instalações dos sistemas de distribuição de energia elétrica*. Diário Oficial, 04.10.1999, Sektion 1, Vol. 137, Nr. 190-E, S. 29
- [3.40] PORTARIA 459/1997. *Ficam estabelecidas as condições gerais de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica*. Diário Oficial, 11.11.1997, Sektion 1, S. 25806
- [3.41] P. LUDMER 2002. *Despropósitos Elétricos*. São Paulo, S.110
- [3.42] BNDES 1999. *Informe Infra-Estrutura*. August 99, Nr. 37, <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/infra/g7137.pdf> (Zugriff: 03.12.2006)
- [3.43] ELETROBRÁS 1999. *Plano Decenal de Expansão 1999/2008*. GCPS, Dezember 1999, Rio de Janeiro
- [3.44] ANEEL 2006. *Boletim Energia. Informativo semanal*. Nr. 250, 14. Dezember 2006, Brasília, <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/boletim250.htm#texto1> (Zugriff: 27.12.2006)
- [3.45] ANEEL 2007. *Boletim Energia. Informativo semanal*. Nr. 253, 18. Januar 2007, Brasília, <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/boletim253.htm> (Zugriff: 22.02.2007)

- [3.46] ONS 2006. *Histórico da Operação. Energia Armazenada*. http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx (Zugriff: 29.12.2006)
- [3.47] ONS 2002. *Relatório Anual 2001*. Rio de Janeiro.
- [3.48] MEDIDA PROVISÓRIA 2.147/2001. *Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências*. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/MPV/Antigas_2001/2147.htm (Zugriff: 03.01.2007)
- [3.49] MEDIDA PROVISÓRIA 2.148-1/2001. *Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências*. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/MPV/Antigas_2001/2148-1.htm (Zugriff: 03.01.2007)
- [3.50] DECRETO 4.261/2002. *Atribui competência ao Ministério de Minas e Energia - MME, altera o Decreto 3.520 de 21.06.2000, que dispõe sobre a estrutura e funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, extingue a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, dá nova redação ao parágrafo único do art. 1º do Decreto 4.131 de 14.02.2002, e dá outras providências*. Diário Oficial, 07.06.2002, Seção 1, Vol. 139, Nr. 108, S. 5
- [3.51] J.C.L. PIRES, F. GIAMBIAGI, A.F. SALES 2002. *As perspectivas do setor elétrico após o racionamento*. Texto para discussão, Nr. 97, BNDES. Rio de Janeiro
- [3.52] ONS 2006. *Histórico da Operação. Energia Natural Afluente*. http://www.ons.org.br/historico/energia_natural_aflluente.aspx (Zugriff: 29.12.2006)
- [3.53] EPE 2007. *Balanco Energético Nacional 2007. Oferta e demanda por fonte*. Brasília
- [3.54] M.A. JABUR 2001. *Racionamento: do susto à consciência*. São Paulo, S. 195
- [3.55] LEI 10.438/2002. *Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, re-composição tarifária extraordinária e universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e dá outras providências*. Diário Oficial, 29.04.2002, Seção 1, Vol. 139, Nr. 81-A, S. 1
- [3.56] CCEE 2006. *O Setor Elétrico Brasileiro*. <http://www.ccee.org.br> (Zugriff: 10.12.2006)
- [3.57] ANEEL 2007. *Informações Técnicas. Mercado de Distribuição*. <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=48&idPerfil=2> (Zugriff: 15.01.2007)
- [3.58] ABRADÉE 2006. *Dados de Mercado das Empresas Distribuidoras*. <http://abradee.org.br/> (Zugriff: 14.12.2006)
- [3.59] P. GREINER 2005. *Heranças passadas e futuras no setor elétrico*. In: [3.83], S. 268-273
- [3.60] LEI 10.847/2004. *Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências*. Diário Oficial, 16.03.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 51, S. 1
- [3.61] CCEE 2006. *Instituições do Setor Elétrico Brasileiro*. <http://www.ccee.org.br> (Zugriff: 10.12.2006)

- [3.62] LEI 9.478/1997. *Dispõe sobre a Política Energética Nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, revoga as disposições em contrário, inclusive a Lei 2.004 de 03.10.1953, e dá outras providências.* Diário Oficial, 07.08.1997, Seção 1, Vol. 135, Nr. 150, S. 16925
- [3.63] DECRETO 3.520/2000. *Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e dá outras providências.* Diário Oficial, 23.06.2000, Seção 1, Vol. 138, Nr. 120, S. 8
- [3.64] DECRETO 5.793/2006. *Altera dispositivos e revoga os arts. 2º-A, 2º-B, 2º-C e 2º-D do Decreto 3.520 de 21.06.2000, que dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, bem como revoga o art. 1º do Decreto 4.505 de 11.12.2002.* Diário Oficial, 30.05.2006, Seção 1, Vol. 143, Nr. 102, S. 8
- [3.65] MME 1999. *Ações que estão sendo desenvolvidas no âmbito do MME com o objetivo de induzir e viabilizar o aumento da oferta de energia elétrica, em especial termelétricas, no curto prazo.* Brasília
- [3.66] DECRETO 5184/2004. *Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, bem como aprova o Estatuto Social da mesma, e dá outras providências.* Diário Oficial, 17.08.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 158, S. 5
- [3.67] LEI 9.427/1996. *Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica, e dá outras providências.* Diário Oficial, 27.12.1996, Seção 1, S. 28653
- [3.68] DECRETO 2.335/1997. *Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob o regime especial, aprova sua estrutura regimental e o quadro demonstrativo dos cargos em comissão e funções de confiança, e dá outras providências.* Diário Oficial, 07.10.1997, Seção 1, Vol. 135, Nr. 193, S. 22377
- [3.69] MME 2006. *Histórico do Ministério de Minas e Energia.*
http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1010 (Zugriff: 29.12.2006)
- [3.70] DECRETO 5.163/2004. *Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.* Diário Oficial, 30.07.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 146-A, S. 1
- [3.71] DECRETO 5.177/2004. *Autoriza a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, sob a regulação e fiscalização da ANEEL, e dispõe sobre sua organização, atribuições e funcionamento, regulamentando os arts. 4º e 5º da Lei 10.848 de 15.03.2004, bem como revoga os arts. 12 e 19 de Decreto 2.655 de 02.07.1998.* Diário Oficial, 16.08.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 157, S. 5
- [3.72] DECRETO 2.655/1998. *Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, de que trata a Lei 9.648 de 27.05.1998, revoga os Decretos 73.102 de 07.11.1973 e 1.009 de 22.12.1993, e dá outras providências.* Diário Oficial, 03.07.1998, Seção 1, Vol. 136, Nr. 125, S. 2
- [3.73] DECRETO 5.081/2004. *Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei 9.648 de 27.05.1998, e o art. 23 da Lei 10.848 de 15.03.2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, e revoga o art. 25 do Decreto 2.655 de 02.07.1998.* Diário Oficial, 17.05.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 93, S. 1

- [3.74] RESOLUÇÃO NORMATIVA 109/2004. *Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, estabelecendo a estrutura e a forma de funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE*. Diário Oficial, 29.10.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 209, S. 196
- [3.75] F. COUTO, A. CANÁZIO 2006. *Distribuidoras sinalizam conservadorismo em projeção de demanda, diz consultor. Projeção de crescimento pode ter sido de apenas 2,5%, estima Erik Rego, da Excelência Energética. Instituto Acende Brasil critica alta contratação térmica*. 13.10.2006, CanalEnergia, São Paulo
- [3.76] CCEE 2006. *O Processo de Comercialização*. <http://www.ccee.org.br> (Zugriff: 27.12.2006)
- [3.77] CCEE 2006. *Comercialização de Energia. Preços. Preços Semanais*. <http://www.ccee.org.br> (Zugriff: 27.12.2006) (Zugriff: 27.12.2006)
- [3.78] CCEE 2006. *Resultado do 1º Leilão – Vendedor*. <http://www.ccee.org.br> (Zugriff: 27.12.2006)
- [3.79] CCEE 2006. *Resultados 2º Leilão de Compra de Energia de Novos Empreendimentos*. <http://www.ccee.org.br> (Zugriff: 27.12.2006)
- [3.80] CCEE 2006. *Resultados do 3º Leilão - Resumo Vendedor*. <http://www.ccee.org.br> (Zugriff: 27.12.2006)
- [3.81] ANEEL 2008. *Tarifas Residenciais*. <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493&idPerfil=4> (Zugriff: 03.07.2008)
- [3.82] A. BRANCO (Hrsg.) 2002. *Política energética e crise de desenvolvimento – a antevisão de Catullo Branco*. São Paulo.
- [3.83] CANALENERGIA 2005. *Setor elétrico Brasileiro: passado e futuro – 10 anos*. Rio de Janeiro, 2005

Literatur zu Kapitel 4:

- [4.1] ELETRONUCLEAR 2007. *Energia Nuclear. Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto*. <http://www.eletronuclear.gov.br/tecnologia/index.php?idSecao=2> (Zugriff: 13.07.2007)
- [4.2] G. CAMARGO 2006. *O fogo dos deuses. Uma história da energia nuclear*. Rio de Janeiro, S. 344
- [4.3] L.P. ROSA 2006. *A batalha atômica. Controvérsias científicas, pressões internacionais e disputas político-ideológicas marcam, desde a década de 1950, a história da energia nuclear no Brasil*. Revista Nossa História 07/2006, <http://www.planeta.coppe.ufrj.br/artigo.php?artigo=779> (Zugriff: 11.07.2007)
- [4.4] FGV 2007. *Acordo Nuclear Brasil-Alemanha (1975)*. http://www.cpdoc.fgv.br/nav_fatos_imagens/htm/fatos/AcordoNuclear.asp (Zugriff: 13.07.2007)
- [4.5] O.M. DE OLIVEIRA 1998. *A integração bilateral Brasil-Argentina: tecnologia nuclear e Mercosul*. Revista Brasileira de Política Internacional, Vol. 41, Nr. 1, S. 5-23
- [4.6] J. ZAVERUCHA 2000. *Frágil democracia. Collor, Itamar, FHC e os militares (1990-1998)*. Rio de Janeiro, S. 333

- [4.7] R. GHILARDI 2005. *Voltamos 50 anos*. In:[4.66], S. 84-87
- [4.8] EPE 2006. *Balanco Energético Nacional 2006*. Brasília
- [4.9] BACEN 2007. *I.51 - Produto Interno Bruto*. <http://www.bcb.gov.br/pec/indeco/Port/ie1-51.xls> (Zugriff: 11.07.2006)
- [4.10] J. DE FIGUEIREDO 2006. *A utilização do setor elétrico como instrumento de implementação de políticas públicas*. Internationales Seminar: Reestruturação e regulação do setor de energia elétrica e gás natural. 30./31. August 2006, Rio de Janeiro
- [4.11] FED 2006. *Market yield on U.S. Treasury securities at 10-year constant maturity, quoted on investment basis*. http://www.federalreserve.gov/releases/h15/data/Monthly/H15_TCMNOM_Y10.txt (Zugriff: 10.06.2007)
- [4.12] FED 2007. *Federal Funds Effective Rate*. http://www.federalreserve.gov/releases/h15/data/Monthly/H15_FF_O.txt (Zugriff: 10.06.2007)
- [4.13] IAEA 2007. *Power Reactor Information System*. <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>. (Zugriff: 16.07.2007)
- [4.14] M.A. JABUR 2001. *Racionamento: do susto à consciência*. São Paulo, S. 195
- [4.15] LEI 10.438/2002. *Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, re-composição tarifária extraordinária, cria Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica*. Diário Oficial, 29.04.2002, Sektion 1, Vol. 139, Nr. 81-A, S. 1
- [4.16] EPE 2007. *PDEE – Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016. Capítulo III. Oferta de Energia Elétrica. Parte 1 – Geração de Energia Elétrica*. S.117-197
- [4.17] M. TOLMASQUIM 2007. *Plano Nacional de Energia 2030*. Präsentation vor dem CNPE, Brasília, S.40
- [4.18] TBG 2007. *O Gasoduto. Histórico da Obra*. <http://www.tbg.com.br/site/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?sid=17> (Zugriff: 10.07.2007)
- [4.19] J.C.L. PIRES 2000. *Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro*. Texto para discussão, No. 76, BNDES. Rio de Janeiro
- [4.20] DECRETO 3.371/2000. *Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétricidade, visando à implantação de usinas termelétricas e dá outras providências*. Diário Oficial, 25.02.2000, Sektion 1, Vol. 138, Nr. 40, S. 2
- [4.21] C. BERMANN 2002. *A perspectiva da sociedade brasileira sobre a definição e implementação de uma política energética sustentável – uma avaliação da política oficial*. In: [4.68], S. 51-66
- [4.22] A. PIRES, R. SCHLECHTMAN 2006. *Gás natural: fundamentos da Indústria e do mercado no Brasil*. In [4.67], S.327-364
- [4.23] PORTARIA INTERMINISTERIAL 176/2001. *Fixa o preço base máximo, em Reais por MMBTU, para suprimento do gás natural, destinado à produção de energia elétrica pelas*

usinas integrantes do Programa Prioritário de Termoeletricidade - PPT, que entrem em operação até 30.06.2003, segundo fórmula a ser aplicada. Diário Oficial, 04.06.2001, Seção 1, Vol. 138, Nr. 107-E, S. 353

- [4.24] ANP 2002. *Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços*. Séries ANP Número IV. Rio de Janeiro, S.95, <http://www.anp.gov.br/doc/gas/LivroHistoricoTarifa.PDF> (Zugriff: 12.07.2007)
- [4.25] EPE 2007. *Balanço Energético Nacional 2007. Ano Base 2006. Resultados Preliminares*. Brasília, S.48
- [4.26] S. RONDEAU 2006. *Aspectos do mercado de gás natural no Brasil e a importação da Bolívia*. Präsentation des MME, 06.12.2006, Brasília
- [4.27] MME 2000. *Balanço Energético Nacional 2000*. Brasília
- [4.28] MME 2002. *Balanço Energético Nacional 2002*. Brasília
- [4.29] MME 2004. *Balanço Energético Nacional 2004*. Brasília
- [4.30] DECRETO SUPREMO 28.701/2004. *Artículo 1.- En ejercicio de la soberanía nacional, obedeciendo el mandato del pueblo boliviano expresado en el Referéndum vinculante del 18 de julio del 2004 y en aplicación estricta de los preceptos constitucionales, se nacionalizan los recursos naturales hidrocarburíferos del país. El Estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos*. Evo Morales Ayma, Presidente Constitucional de la República, La Paz, Bolivien
- [4.31] M. RIES 2004. *Erdgasfunde verändern Brasiliens Energiemix*. BFAI, 26.08.2004, São Paulo
- [4.32] DECRETO 3.520/2000. *Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e dá outras providências*. Diário Oficial, 23.06.2000, Seção 1, Vol. 138, Nr. 120, S. 8
- [4.33] DECRETO 5.793/2006. *Altera dispositivos e revoga os arts. 2º-A, 2º-B, 2º-C e 2º-D do Decreto 3.520 de 21.06.2000, que dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, bem como revoga o art. 1º do Decreto 4.505 de 11.12.2002*. Diário Oficial, 30.05.2006, Seção 1, Vol. 143, Nr. 102, S. 8.
- [4.34] LEI 10.848/2004. *Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências*. Diário Oficial, 16.03.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 51, S. 2
- [4.35] RESOLUÇÃO 001/2004. *Define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica*. CNPE. Diário Oficial, 18.11.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 221, S. 6
- [4.36] LEI 10.847/2004. *Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências*. Diário Oficial, 16.03.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 51, S. 1
- [4.37] EPE 2006. *Plano Nacional de Energia 2030. Geração Elétrica*. Brasília, S. 75

- [4.38] ANEEL 2007. *Banco de Informações de Geração*.
<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2> (Zugriff: 05.01.2007)
- [4.39] F. COUTO 2007. *Rio Madeira: Abdib considera que condicionantes não inviabilizam, mas encarecem empreendimentos. Pontos como valor máximo de compensação ambiental, entorno de 500 metros para APP e projetos de serviços públicos preocupam entidade*. 13.07.2007, Rio de Janeiro
- [4.40] A. CANAZIO 2007. *Bolívia expressa preocupação com usinas do Rio Madeira. Governo garante que não haverá impactos no país vizinho e promete usina binacional no rio Mamoré. Bolívia quer reunião urgente sobre empreendimentos*. CanalEnergia, 12.07.2007, <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=60054> (Zugriff: 17.07.2007)
- [4.41] D. DE OLIVEIRA 2007. *Rio Madeira: vencedor de licitação terá que cumprir 33 condicionantes. EPE prevê leilão da usina de Santo Antônio para final de setembro, ficando o de Jirau para o início de 2008, provavelmente*. CanalEnergia, 09.07.2007. <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=59998> (Zugriff: 18.07.2007)
- [4.42] IBGE 2007. *Mapa de unidades de relevo do Brasil*.
ftp://geofp.ibge.gov.br/mapas/tematicos/mapas_murais/relevo_2006.pdf (Zugriff: 20.07.2007)
- [4.43] R.M. DUTRA, A. S. SZKLO 2007. *Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian electric power sector regulation*. Renewable Energy (im Druck)
- [4.44] EPE 2007. *Leilão de Fontes Alternativas. EPE habilita 87 empreendimentos para Leilão de Fontes Alternativas*. Informe à Imprensa, 13.06.2007, Rio de Janeiro
- [4.45] EPE 2007. *Leilão de Fontes Alternativas. 1º Leilão de Energia de Fontes Alternativas agrega 638,64 MW ao SIN*. Informe à Imprensa, 18.06.2007, Rio de Janeiro
- [4.46] F. COUTO 2006. *Eletrobrás diz que estuda possibilidade de lançar segunda fase do Proinfa Segundo estatal, nova etapa poderia oferecer entre 3 mil e 4 mil MW. EPE nega que haja estudos nesse sentido*. CanalEnergia, 16.08.2006, Rio de Janeiro
- [4.47] D. DE OLIVEIRA 2007. *CNPE aprova construção de usina nuclear de Angra 3. Decisão tomada nesta segunda-feira, dia 25, ainda depende da ratificação do presidente Lula*. CanalEnergia, 25.06.2007, Rio de Janeiro
- [4.48] A. CANAZIO 2007. *Angra 3: Eletronuclear se prepara para iniciar obras até o início de 2008. Empresa reverá contratos com fornecedores, além de lançar licitação para montagem eletromecânica, avaliada em R\$ 1 bilhão*. CanalEnergia, 26.06.2007, Rio de Janeiro
- [4.49] J. ARIAS 2007. *Brasil resucita su programa nuclear. Lula anuncia la construcción de una nueva central tras 20 años de parón*. El País, 12.07.2007, S.4
- [4.50] Greenpeace Brasil 2007. *[r]evolução energética. Perspectivas para uma energia global sustentável*. São Paulo, S.99
- [4.51] RESOLUÇÃO 223/2003. *Estabelece as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras ou aumento de carga, regulamentando o disposto nos arts. 14 e 15 da Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixa as responsabilidades das concessionárias e permissionárias*

de serviço público de distribuição de energia elétrica. Diário Oficial, 30.04.2003, Seção 1, Vol. 140, Nr. 82, S. 154

- [4.52] M. A. GALDINO, J.H.G LIMA 2002. *PRODEEM – O Programa Nacional de Eletrificação Rural Baseado em Energia Solar Fotovoltaica*. CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), Rio de Janeiro, <http://www.cresesb.cepel.br/Prodeem-CBE.pdf> (Zugriff: 18.06.2007)
- [4.53] DECRETO DE 27 DE DEZEMBRO DE 1994. *Cria o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (Prodeem), e dá outras providências*. Brasília, www.mme.gov.br/download.do?attachmentId=174&download (Zugriff: 28.06.2007)
- [4.54] DECRETO 3769/2001. *Estabelece diretrizes para execução de projetos voltados para a área social e cria o Comitê de Gestão e Acompanhamento do Projeto Alvorada*. 8.03.2001, Brasília, http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2001/D3769.htm (Zugriff: 20.06.2007)
- [4.55] TCU 2003. *Avaliação do TCU sobre o Programa Energia das pequenas comunidades*. TCU Nr. 598/03, Brasília, <http://www.tcu.gov.br> (Zugriff: 19.06.2007)
- [4.56] A. CANAZIO 2005. *Chesf investe R\$ 5 milhões para revitalizar sistemas de energia solar. Empresa fechou convênio com o Ministério de Minas e Energia para recuperar os sistemas*. CanalEnergia, 27.04.2005. <http://www.canalenergia.com.br> (Zugriff: 16.06.2007)
- [4.57] MME 2004. *Plano de revitalização e capacitação PRC-PRODEEM*. Brasília, <http://www.mme.gov.br> (Zugriff: 19.06.2007)
- [4.58] MME 2004. *Guia da revitalização e capacitação do PRODEEM, PRC-PRODEEM*. Brasília, <http://www.mme.gov.br> (Zugriff: 19.06.2007)
- [4.59] DECRETO 4.873/2003. *Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para todos, e dá outras providências*. Diário Oficial, 12.11.2003, Seção 1, Vol. 140, Nr. 220, S. 130
- [4.60] PORTARIA 447/2004 *Ementa: Aprova a primeira revisão do Manual de Operacionalização que estabelece os critérios técnicos, financeiros, procedimentos e prioridades que serão aplicados no Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz Para Todos*. Diário Oficial, 05.01.2007, Seção 1, S. 24-27
- [4.61] L. PORTO 2006. *Política de Implementação das Energias renováveis*. RIO 6 – World Climate & Energy Event, 16./17. November 2006, Rio de Janeiro, http://www.rio6.com/proceedings/RIO6_171106_IT_1715_Porto.pdf (Zugriff: 20.06.2007)
- [4.62] PORTARIA 287/2006 (ANEXO). *Programa Nacional de universalização do acesso e uso da energia elétrica. Manual de operacionalização. Revisão No.4*, <http://www.mme.gov.br/download.do?attachmentId=8981&download> (Zugriff: 18.07.2007)
- [4.63] CANALENERGIA 2006. *Energia solar vira solução para regiões distantes das redes convencionais. Empresas apostam em sistemas fotovoltaicos, indicados para domicílios distantes da rede elétrica e com perfil de baixo consumo*. 08.08.2006, Rio de Janeiro, <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=55608> (Zugriff: 15.07.2007)
- [4.64] H. MACHADO S. F. 2006. *Aplicação de sistemas fotovoltaicos no Programa Luz para Todos da COELBA*. RIO 6 – World Climate & Energy Event, 16./17. November 2006, Rio de Janeiro, http://www.rio6.com/proceedings/RIO6_171106_IT_1530_Machado.pdf (Zugriff: 18.06.2007)

- [4.65] R. RÜTHER 2007. *The Potential of Grid-Connected Photovoltaics in Brazil and some of LABSOLAR's activities in this area*. Florianópolis, S. 108
- [4.66] CANALENERGIA 2005. *Setor elétrico Brasileiro: passado e futuro – 10 anos*. Rio de Janeiro
- [4.67] E. LANDAU 2006. *Regulação jurídica do setor elétrico*. Rio de Janeiro, S. 534
- [4.68] L.S. ORTIZ (Hrsg.) 2002. *Fontes alternativas de energia e eficiência energética. Opção para uma política energética sustentável no Brasil*. Brasília, S. 208

Literatur zu Kapitel 5:

- [5.1] LEI 10.762/2003. *Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera os arts. 8º e 10 da Lei 8.631 de 04.03.1993, os arts. 17 e 26 da Lei 9.427 de 26.12.1996, e os arts. 3º, 5º, 13, 14 e 25 da Lei 10.438 de 26.04.2002 e acrescenta o inciso III ao parág. 4º do art. 11 da Lei 9.648 de 27.05.1998*. Diário Oficial, 12.11.2003, Seção 1, Vol. 140, Nr. 220, S. 127
- [5.2] EPE 2007. *Leilão de Fontes Alternativas. 1º Leilão de Energia de Fontes Alternativas agrega 638,64 MW ao SIN*. Informe à Imprensa, 18.06.2007, Rio de Janeiro
- [5.3] CCEE 2006. *O Processo de Comercialização*. <http://www.ccee.org.br> (Zugriff: 26.07.2007)
- [5.4] ANEEL 2007. *Documentos de leilão 002/2007*. http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=59# (Zugriff: 28.07.2007)
- [5.5] H. L. GROB 1995. *Einführung in die Investitionsrechnung*. 2. Auflage, München, S. 373
- [5.6] L. KRUSCHWITZ 2004. *Finanzierung und Investition*. 4. Auflage, München, S. 470
- [5.7] PORTARIA 045/2004. *Autoriza a Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS, a convocar a Chamada Pública para compra de energia elétrica, no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, 1ª etapa, obedecendo à legislação aplicável, e as regras dos Guias de Habilitação por Fonte Eólica, Biomassa e Pequena Central Hidrelétrica, no Sistema Interligado Nacional - SIN*. Diário Oficial, 01.04.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 63, S. 53
- [5.8] J.P. MOLLY 2003. *Condições técnicas e econômicas da Energia Eólica no Brasil*. DEWI, Juni 2003, Wilhelmshaven
- [5.9] L. PORTO 2007. *Política pública de energia renovável*. Seminário Internacional de Alto Nivel: Visión Estratégica de las Energías Sostenibles en América Latina y El Caribe, 26. Juni 2007, Santiago, Chile
- [5.10] J.P. MOLLY 2006. *Perspectivas da Energia Eólica no Mundo e no Brasil. Questões técnicas, econômicas e políticas*. Seminário Internacional de Energias Renováveis, 11. April 2006, Brasília
- [5.11] BWE 2007. *Deutsche Windindustrie wächst um 40 Prozent*. Pressemitteilung, 25. Juli 2007, <http://www.wind-energie.de> (Zugriff: 28.07.2007)

- [5.12] T. NEUMANN, C. ENDER, J. P. MOLLY 2002. *Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002*. DEWI Magazin, Nr. 21, August 2002, S. 6-9
- [5.13] K. REHFELDT 2007. *Kostensituation der Windenergienutzung an Land*. Deutsche Wind-Guard GmbH. Konferenz der Koordinierungsstelle Windenergie am 20.09.2007. Husum, S. 14
- [5.14] F. STAISS 2007. *Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007*. Radebeul, S. 452

Literatur zu Kapitel 6:

- [6.1] IBGE 1999. *Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor. Volume 1. Atualização e Implantação das Estruturas de Ponderação a partir da Pesquisa de Orçamentos Familiares 1995 – 1996, Regiões Metropolitanas, Brasília – DF, Município de Goiânia – GO*. Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. Rio de Janeiro, S. 235
- [6.2] IBGE 2005. *Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor. Estruturas de Ponderação a partir da Pesquisa de Orçamentos Familiares 2002-2003*. Série Relatórios Metodológicos, Vol. 34, Rio de Janeiro
- [6.3] IBGE 2007. *Índices de Preços ao Consumidor - INPC-IPCA. Estrutura de pesos regionais segundo áreas pesquisadas*.
http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/pesorms.shtm (Zugriff: 28.07.2007)
- [6.4] IBGE 2007. *Cidades@*. <http://www.ibge.gov.br/cidadesat/> (Zugriff: 29.07.2007)
- [6.5] IBGE 1996. *Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor. Métodos de Cálculo, 4ª edição*. Série Relatórios Metodológicos, Vol. 14, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, Rio de Janeiro
- [6.6] MEDIDA PROVISÓRIA 362/2007. *Dispõe sobre o salário mínimo a partir de 1o de abril de 2007*. 29.03.2007, http://www.planalto.gov.br/ccivil/_Ato2007-2010/2007/Mpv/362.htm (Zugriff: 02.07.2007)
- [6.7] FGV 2006. *Índice de Preços ao Consumidor do Mercado (IPC-M) - Número Índice*. <http://www.fgvdados.com.br> (Zugriff: 14.07.2006)
- [6.8] FGV 2004. *Pesquisa sobre orçamentos familiares 2002 – 2003*. Rio de Janeiro
- [6.9] O. MACHADO 2005. *MME confirma IPCA como indexador dos contratos de geração e transmissão. Leilões de transmissão e de energia nova terão novo índice de correção, em lugar do IGP-M. Investidores se dizem apreensivos*. Agência CanalEnergia, Negócios, 11.08.2005
- [6.10] FGV 2007. *Apresentação Geral dos IGPs. Índices Gerais*. Divisão de Gestão de dados, http://www2.fgv.br/dgd/asp/dsp_IGP.asp (Zugriff: 28.07.2007)
- [6.11] G.H.B. FRANCO 1995. *O Plano Real e outro ensaios. 2. O Plano Real e a URV. Fundamentos da reforma monetária brasileira de 1993-94*. Rio de Janeiro, S. 358, http://www.econ.puc-rio.br/gfranco/URV_e_bibliografia.pdf (Zugriff: 04.08.2007)
- [6.12] IPEA 2007. *Dados macroeconômicos e regionais*. <http://www.ipeadata.gov.br/ipeaweb.dll/ipeadata?> (Zugriff: 29.07.2007)

- [6.13] RESOLUÇÃO 3.210/2004. *Fixa a meta para a inflação e seu intervalo de tolerância para o ano 2006*. BACEN, 30. Juni 2004, Brasília,
<http://www5.bcb.gov.br/normativos/detalhamentocorreio.asp?N=104104331&C=INFLACAO&ASS=RESOLUCAO+3.210> (Zugriff: 29.09.2006)
- [6.14] RESOLUÇÃO 3.291/2005. *Fixa a meta para a inflação e seu intervalo de tolerância para o ano 2007*. BACEN, 23. Juni 2005, Brasília,
<http://www5.bcb.gov.br/normativos/detalhamentocorreio.asp?N=105121486&C=INFLACAO&ASS=RESOLUCAO+3.291> (Zugriff: 29.09.2006)
- [6.15] RESOLUÇÃO 3.378/2006. *Fixa a meta para a inflação e seu intervalo de tolerância para o ano de 2008*. BACEN, 29. Juni 2006, Brasília,
<http://www5.bcb.gov.br/normativos/detalhamentocorreio.asp?N=106196731&C=INFLACAO&ASS=RESOLUCAO+3.378> (Zugriff: 29.09.2006)
- [6.16] RESOLUÇÃO 3.463/2007. *Fixa a meta para a inflação e seu intervalo de tolerância para o ano de 2009*. BACEN, 26. Juni 2007, Brasília,
<http://www5.bcb.gov.br/normativos/detalhamentocorreio.asp?N=107200094&C=&ASS=RESOLUCAO+3.463> (Zugriff: 02.08.2007)
- [6.17] GRC Visão 2005. *Relatório Especial sobre regimes de metas de inflação*. São Paulo
- [6.18] DECRETO 3.088/1999. *Estabelece a sistemática de "metas para a inflação" como diretriz para fixação do regime de política monetária e dá outras providências*. 21. Juni 1999,
<http://www.bcb.gov.br/Pre/leisedecretos/Port/Dec3088.asp?idpai=metasnorma> (Zugriff: 02.08.2007)
- [6.19] J. KISSEL, D. OELIGER 2004. *Das Stromeinspeisegesetz als Einfallstor für die Markteinführung Erneuerbarer Energien*. Solarzeitalter, 1/2004, Vol. 16, S. 12-19
- [6.20] EEG 2004. *Gesetz zur Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich*. Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2004, Teil I, Nr. 40, 31. Juli 2004, Bonn
- [6.21] COSIF 2006. *Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC). Disposições preliminares*. <http://www.cosif.com.br/mostra.asp?arquivo=mni060301> (Zugriff: 24.06.2006)
- [6.22] BACEN 2007. *Histórico das taxas de juros fixadas pelo COPOM e evolução da taxa Selic*. <http://www.bcb.gov.br/?COPOMJUROS> (Zugriff: 29.05.2007).
- [6.23] BACEN 2007. *COPOM. Definição e histórico*. <http://www.bcb.gov.br/?COPOMHIST> (Zugriff: 08.08.2007)
- [6.24] MONITOR FINANCEIRO 2005. *SELIC, CDI, TR e TJLP. Entenda como funcionam as principais taxas de juros do mercado brasileiro*. 12.12.2005,
<http://www.monitorfinanceiro.com.br> (Zugriff: 26.08.2006)
- [6.25] BACEN 2002. *Atas do COPOM, 76ª Reunião*. 14.10.2002,
<http://www.bcb.gov.br/?COPOM76> (Zugriff: 19.06.2006)
- [6.26] BACEN 1998. *Atas do COPOM. 28ª Reunião (Extraordinária)*. 10.09.1998,
<http://www.bcb.gov.br/?COPOM28> (Zugriff: 18.06.2006)
- [6.27] BACEN 1999. *Atas do COPOM. 33ª Reunião*. 04.03.1999,
<http://www.bcb.gov.br/?COPOM33> (Zugriff: 19.06.2006)

- [6.28] BACEN 2004. *Atas do COPOM, 100ª Reunião*. 14./15.09.2004, <http://www.bcb.gov.br/?COPOM100> (Zugriff: 19.06.2006)
- [6.29] BACEN 2004. *Atas do COPOM, 101ª Reunião*. 19./20.10.2004, <http://www.bcb.gov.br/?COPOM101> (Zugriff: 19.06.2006)
- [6.30] BFAI 2006. *Brasilien – Wirtschaftsentwicklung 2005*. 03.07.2006, Köln
- [6.31] TESOURO NACIONAL 2007. *Tabela de rentabilidade*. http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/rentabilidade.asp (Zugriff: 18.06.2007)
- [6.32] P. GODOY 2005. *Propostas aos desafios do setor elétrico*. In: [6.63], S. 155-158
- [6.33] F. STEFANO, M. ONAGA, R. PANDUAN 2007. *Não estamos prontos para crescer. O apagão generalizado na infra-estrutura, além de causar tragédias como a de Congonhas, solapa a competitividade das empresas e inviabiliza o crescimento do país*. EXAME, 26.07.2007, http://www.abdib.org.br/index/abdib_midia_detalhes.cfm?id_noticia=2470 (Zugriff: 01.08.2007)
- [6.34] S. DJANKOV, C. MCLIESH, A. SHLEIFER 2006. *Private Credit in 129 Countries*. Final Draft, March 2006, http://post.economics.harvard.edu/faculty/shleifer/papers/private_credit_march06.pdf (Zugriff: 02.08.2007)
- [6.35] BACEN 2007. *II.29 - Operações de crédito do sistema financeiro*. <http://www.bcb.gov.br/pec/indeco/Port/ie2-29.xls> (Zugriff: 29.09.2006)
- [6.36] BACEN 2007. *II.31 - Operações de crédito referenciais para taxa de juros*. <http://www.bcb.gov.br/pec/indeco/Port/ie2-31.xls> (Zugriff: 29.09.2006)
- [6.37] M.I. NAKANE, A.C.A. COSTA 2005. *Spread Bancário: Os problemas de comparação internacional*. In: [6.39], S. 59-68
- [6.38] T. S. AFANASIEFF, P. M. V. LHACER, M. I. NAKANE 2001. *The Determinants of Bank Interest Spread in Brazil*. Research Department, BACEN, Brasília
- [6.39] BACEN 2005. *Relatório de Economia Bancária e Crédito*. Brasília
- [6.40] S. ZAPPA 2004. *Access to Credit: The Brazilian Experience*. World Bank Forum, April 2004, S. 17
- [6.41] EUROSTAT 2007. *Harmonisierte Verbraucherpreisindizes - Monatliche Daten (jährliche Veränderungsrate)*. http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=0,1136173,0_45570701&_dad=portal&_schema=PORTAL (Zugriff: 08.08.2007)
- [6.42] BUNDESBANK 2007. *Zinssatz der EZB für Hauptrefinanzierungsgeschäfte / Stand am Monatsende*. http://www.bundesbank.de/statistik/statistik_zeitreihen.php?func=row&tr=su0200 (Zugriff: 02.08.2007)
- [6.43] BUNDESBANK 2007. *Zeitreihe av3712: Durchschnittliche Kapitalmarktzins im Euro-Raum (BIP-gewichtete Rendite zehnjähriger Staatsanleihen)*. http://www.bundesbank.de/statistik/statistik_zeitreihen.php?func=row&tr=av3712 (Zugriff: 02.08.2007)

- [6.44] BANK OF JAPAN 2007. *Minutes of the Monetary Policy Meeting on June 14 and 15, 2007*. <http://www.boj.or.jp/en/type/release/teiki/giji/g070615.pdf> (Zugriff: 29.07.2007).
- [6.45] BUNDESBANK 2007. *Geld und Geldpolitik 2007*. http://www.bundesbank.de/download/bildung/geld_sec2/geld2_gesamt.pdf (Zugriff: 08.08.2007)
- [6.46] EUROSTAT 2004. *Harmonisierte Verbraucherpreisindizes (HVPI). Ein Kurzer Leitfaden für Datennutzer. März 2004*. http://forum.europa.eu.int/Public/irc/dsis/hiocp/library?l=/public/short_guide_users/de-shortguide-march/_DE_1.0_&a=d (Zugriff: 17.08.2006)
- [6.47] FED 2007. *Federal Funds Rate*. <http://www.federalreserve.gov/fomc/fundsrate.htm> (Zugriff: 06.08.2007)
- [6.48] FED 2007. *Market yield on U.S. Treasury securities at 10-year constant maturity, quoted on investment basis*. http://www.federalreserve.gov/releases/h15/data/Monthly/H15_TCMNOM_Y10.txt (Zugriff: 06.08.2007)
- [6.49] BLS 2007. *Consumer Price Index. All Urban Consumers - (CPI-U). U.S. city average*. <http://www.bls.gov/cpi> (Zugriff: 29.07.2007)
- [6.50] J.P. MORGAN CHASE 2007. *JPMorgan EMBI data*. <http://www.morganmarkets.com> (Zugriff: 06.08.2007)
- [6.51] BACEN 2005. *Risco-País. Série - Perguntas mais freqüentes*. Brasília
- [6.52] EMTA 2006. *The Brady Plan*. <http://www.emta.org/emarkets> (Zugriff: 17.06.2006)
- [6.53] A.S. BEVILAQUA, M.G.P. GARCIA, Á.N. DE PAULA 2000. *Prêmio de Risco e Política Monetária em Economias Latino-Americanas durante as Recentes Crises Internacionais*. Departamento de Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), Rio de Janeiro
- [6.54] COMUNICADO 6.560/1999. *Dispõe sobre a sistemática de intervenção do Banco Central do Brasil no mercado interbancário de câmbio*. 13. Januar 1999, Brasília, <http://www5.bcb.gov.br/normativos/detalhamentocorreio.asp?N=099006512&C=6560&ASS=COMUNICADO+6.560> (Zugriff: 22.06.2006)
- [6.55] COMUNICADO 6.563/1999. *Dispõe sobre a sistemática de intervenção do Banco Central do Brasil no mercado interbancário de câmbio*. 15. Januar 1999, Brasília, <http://www5.bcb.gov.br/normativos/detalhamentocorreio.asp?N=099008593&C=6563&ASS=COMUNICADO+6.563> (Zugriff: 22.06.2006)
- [6.56] COMUNICADO 6.565/1999. *Dispõe sobre o regime cambial*. 18. Januar 1999, Brasília, <http://www5.bcb.gov.br/normativos/detalhamentocorreio.asp?N=099009328&C=6565&ASS=COMUNICADO+6.565> (Zugriff: 23.06.2006)
- [6.57] BACEN 1999. *Análise do Mercado de Câmbio*. Departamento de Câmbio, Jan.-Mar. 1999, Vol. 7, Brasília
- [6.58] BACEN 2001. *Análise do Mercado de Câmbio*. Brasília
- [6.59] BACEN 2002. *Análise do Mercado de Câmbio. Relatório Trimestral*. Okt.-Dez. 2002, Brasília

- [6.60] BACEN 2007. *I.51 - Produto Interno Bruto*. <http://www.bcb.gov.br/?CONJUNTURA> (Zugriff: 08.08.2007)
- [6.61] BNDES 2006. *Infra-estrutura - Programa de apoio financeiro a investimentos em fontes alternativas de energia elétrica no âmbito do PROINFA*. http://www.bndes.gov.br/programas/infra/fontes_alternativas.asp (Zugriff: 18.06.2006)
- [6.62] BNDES 2007. *Infra-estrutura. Energia Elétrica. Linhas de Financiamento*. <http://www.bndes.gov.br/infraestrutura> (Zugriff: 08.08.2007)
- [6.63] CANALENERGIA 2005. *Setor elétrico Brasileiro: passado e futuro – 10 anos*. Rio de Janeiro

Literatur zu Kapitel 7:

- [7.1] U. WACHSMANN, M.T. TOLMASQUIM 2003. *Wind power in Brazil – transition using German experience*. Renewable Energy 28, S. 1029-1038
- [7.2] C. KOVÁCS 2006. *Feed-in tariff system in Hungary*. Hungarian Energy Office
- [7.3] M. SULIKOVÁ 2006. *Feed-in tariffs in the Slovakia*. Energy Center Bratislava.
- [7.4] M. RAGWITZ, C. HUBER 2004. *Feed-In Systems in Germany and Spain and a comparison*. Fraunhofer Institute, Systems and Innovation Research, http://www.feed-in-cooperation.org/images/files/feed-in_systems_spain_germany_long_en.pdf (Zugriff: 20.08.2007)
- [7.5] A. KLEIN, A. HELD, M. RAGWITZ, G. RESCH, T. FABER 2006. *Evaluation of different feed-in tariff design options – best practice paper for the International Feed-in Cooperation*. http://www.feed-in-cooperation.org/images/files/best_practice_paper_final.pdf (Zugriff: 18.08.2007)
- [7.6] M. MENDONÇA 2007. *Feed-In Tariffs: accelerating the development of renewable energy*, London, S. 150
- [7.7] RESOLUÇÃO NORMATIVA 056/2004. *Estabelece os procedimentos para acesso das centrais geradoras participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, regulamentando o art. 3º, parág. 5º da Lei 10.438 de 26.04.2002, incluído pela Lei 10.762 de 11.11.2003, e regulamentado pelo Decreto 5.025 de 30.03.2004*. Diário Oficial, 07.04.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 67, S. 103
- [7.8] RESOLUÇÃO NORMATIVA 117/2004. *Altera a sistemática de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST, atendendo ao disposto no inciso XVIII, art. 3º, da Lei 9.427 de 26.12.1996, incluído pelo art. 9º da Lei 10.848 de 15.03.2004*. Diário Oficial, 06.12.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 233, S. 120
- [7.9] RESOLUÇÃO 281/1999. *Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica*. Diário Oficial, 04.10.1999, Seção 1, Vol. 137, Nr. 190-E, S. 26
- [7.10] ANEEL 2007. *Informações Técnicas. Tarifas*. <http://www.aneel.gov.br/> (Zugriff: 15.08.2007)
- [7.11] RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA 497/2007. *Estabelece os valores das tarifas de uso do sistema de transmissão de energia elétrica, componentes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, e fixa o valor da tarifa mensal de transporte de energia elétrica,*

proveniente de Itaipu Binacional e das tarifas de uso do sistema de distribuição das centrais geradoras - TUSDg, especificadas. Diário Oficial, 29.06.2007, Seção 1, Vol. 144, Nr. 124, S. 129

- [7.12] S. RIBEIRO, M. I. S. D. FALCÃO 2006. *O Modelo Tarifário Brasileiro*. In: [7.112], S. 287-300
- [7.13] RESOLUÇÃO NORMATIVA 067/2004. *Estabelece os critérios para composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, e altera os arts. 18 e 21 da Resolução ANEEL 281 de 01.10.1999*. Diário Oficial, 11.06.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 111, S. 82
- [7.14] M. RENNÓ, P. SAMPAIO 2006. *Transmissão de Energia Elétrica: Apresentação do Modelo Brasileiro*. In: [7.112], S. 301-325
- [7.15] SRT/ANEEL 053/2007. *Assunto: Acesso às redes de serviço público de transmissão e distribuição e tarifas de uso correspondentes*. Nota Técnica, 19. Juni 2007, Brasília
- [7.16] RESOLUÇÃO NORMATIVA 166/2005. *Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição - TUSD e da tarifa de energia elétrica - TE, bem como altera e revoga as Resoluções Normativas ANEEL especificadas*. Diário Oficial, 11.10.2005, Seção 1, Vol. 142, Nr. 196, S. 61
- [7.17] SRE/ANEEL 302/2005. *Resultados da Audiência Pública 047/2004, que visou obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento do ato regulamentar a ser expedido pela ANEEL, estabelecendo as disposições relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição – TUSD e tarifa de energia - TE*. Nota Técnica, 04.10.2005, Brasília
- [7.18] TRACTEBEL 2007. *A Empresa. Apresentação*. <http://www.tractebel.com.br> (Zugriff: 06.10.2007)
- [7.19] CANALENERGIA 2007. *Aneel coloca em consulta proposta de metodologia para cálculo da TUSDg. Nota técnica propõe adequar a separação dos dois ambientes tarifários: transmissão (rede básica) e distribuição*. 25.06.2007, Rio de Janeiro
- [7.20] SRD/SRT/ANEEL 0017/2007. *Metodologia de cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição para unidades geradoras e sua regulamentação - TUSDg*. Nota Técnica, 18.04.2007, Brasília
- [7.21] C. MEDEIROS 2007. *INEE promove evento para discutir aplicação da TUSD-G. Entidade apóia diferenciação da TUSD-G para consumidores e geradores. Tema será discutido na próxima quarta-feira, dia 26 de setembro*. CanalEnergia, 19.09.2007, Rio de Janeiro
- [7.22] J.P. MOLLY 2006. *Perspectivas da Energia Eólica no Mundo e no Brasil. Questões técnicas, econômicas e políticas*. Seminário Internacional de Energias Renováveis, 11. April 2006, Brasília
- [7.23] RESOLUÇÃO NORMATIVA 077/2004. *Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos de geração, caracterizados como Pequena Central Hidrelétrica, e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW*. Diário Oficial, 19.08.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 160, S. 10
- [7.24] RESOLUÇÃO NORMATIVA 271/2007. *Altera a redação dos arts. 1º e 3º da Resolução Normativa ANEEL 077 de 18.08.2004, que estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para em-*

preendimentos hidrelétricos, caracterizados como Pequena Central Hidrelétrica, e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW. Diário Oficial, 18.07.2007, Seção 1, Vol. 144, Nr. 137, S. 94

- [7.25] ELETROBRÁS 2005. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica PROINFA. Contratos - 1ª Chamada Pública.* <http://www.eletrobras.gov.br> (Zugriff: 28.09.2007)
- [7.26] MME, ELETROBRÁS 2005. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. Resultado de habilitação e seleção – Chamada para Contratação.* <http://www.eletrobras.gov.br/elb/portal/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRNN.htm> (Zugriff: 15.08.2007)
- [7.27] MME, ELETROBRÁS 2005. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. Resultado de habilitação e seleção – 2ª Chamada para Contratação.* <http://www.eletrobras.gov.br/elb/portal/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRNN.htm> (Zugriff: 15.08.2007)
- [7.28] RESOLUÇÃO 692/2002. *Autoriza a Elecnor do Brasil Ltda, a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica, mediante a implantação da central geradora eólica Parque Eólico Osório, no município de Osório, (RS), para comercialização da energia elétrica produzida.* Diário Oficial, 18.12.2002, Seção 1, Vol. 139, Nr. 244, S. 72
- [7.29] RESOLUÇÃO 080/2003. *Altera a redação do art. 1º da Resolução ANEEL 581 de 19.12.2001, que autoriza a Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda estabelecer-se como Produtor Independente de energia elétrica, mediante a implantação da central geradora eólica RN 15 - Rio do Fogo, no município de Rio do Fogo, (RN) e prorroga os prazos para implantação e operação da central geradora eólica, de que trata o inciso II da referida Resolução.* Diário Oficial, 19.02.2003, Seção 1, Vol. 140, Nr. 36, S. 81
- [7.30] RESOLUÇÃO 690/2002. *Autoriza a Elecnor do Brasil Ltda estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica, mediante a implantação da central geradora eólica Parque Eólico dos Índios, no município de Osório, (RS), para comercialização da energia elétrica produzida.* Diário Oficial, 18.12.2002, Seção 1, Vol. 139, Nr. 244, S. 71
- [7.31] RESOLUÇÃO 691/2002. *Autoriza a Elecnor do Brasil Ltda estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica, mediante a implantação da central geradora eólica Parque Eólico Sangradouro, no município de Osório, (RS), para comercialização da energia elétrica produzida.* Diário Oficial, 18.12.2002, Seção 1, Vol. 139, Nr. 244, S. 71
- [7.32] R.C. KNIGHT, J.P. MONTEZ, F. KNECHT, T. BOUQUET 2005. *Distributed Generation Connection Charging within the European Union. Review of Current Practices, Future Options and European Policy Recommendations.* http://www.cogen.org/Downloadables/Publications/Grid_connection_charging_EU15_2005.pdf (Zugriff: 24.09.2007)
- [7.33] LEI 11.075/2004. *Dispõe sobre a criação de cargos em comissão do Grupo-Direção e Assessoramento Superiores - DAS, no âmbito do Poder Executivo Federal, e dá nova redação à dispositivos das Leis 10.438 de 26.04.2002, 10.683 de 28.05.2003 e 10.848 de 15.03.2004.* Diário Oficial, 31.12.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 252, S. 1
- [7.34] LEI 10.762/2003. *Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera os arts. 8º e 10 da Lei 8.631 de 04.03.1993, os arts. 17 e 26 da Lei 9.427 de 26.12.1996, e os arts. 3º, 5º, 13, 14 e 25 da Lei 10.438 de 26.04.2002 e acrescenta o inciso III ao parág.*

4º do art. 11 da Lei 9.648 de 27.05.1998. Diário Oficial, 12.11.2003, Seção 1, Vol. 140, Nr. 220, S. 127

- [7.35] RESOLUÇÃO 024/2001. *Cria o Programa Emergencial de Energia Eólica - PROEÓLICA, com o objetivo de viabilizar e promover o aproveitamento de fontes eólicas de energia, e estabelece as condições para consecução de seus objetivos de 05/07/2001.* Diário Oficial, 06.07.2001, Seção 1, Vol. 139, Nr. 130-E, S. 5
- [7.36] R. VELLUTINI 2005. *Cinco anos de financiamento no setor elétrico: observações de um financiador multilateral.* In: [7.113], S. 208-211
- [7.37] LEI 10.438/2002. *Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, re-composição tarifária extraordinária e universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e dá outras providências.* Diário Oficial, 29.04.2002, Seção 1, Vol. 139, Nr. 81-A, S. 1
- [7.38] ELETROBRÁS 2006. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica PROINFA. Aditivos contratuais.* <http://www.eletrobras.gov.br> (Zugriff: 20.12.2006)
- [7.39] EPE 2007. *Leilão de Fontes Alternativas. EPE habilita 87 empreendimentos para Leilão de Fontes Alternativas.* Informe à Imprensa, 13.06.2007, Rio de Janeiro
- [7.40] ELETROBRÁS 2004. *Programas. PROINFA. Primeira Chamada Pública - Empreendimentos Habilitados – EÓLICA.* <http://www.eletrobras.gov.br/elb/portal/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRNN.htm> (Zugriff: 10.08.2007)
- [7.41] MME 2004. *PROINFA – EÓLICA. Guia de Habilitação Eólica.* <http://www.eletrobras.gov.br/elb/portal/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRNN.htm> (Zugriff: 11.08.2007)
- [7.42] CANALENERGIA 2006. *Elebrás e MME tentam saída para viabilizar implantação de parque eólico Tramandaí. Justiça de Porto Alegre ainda não expediu liminar contra implantação do parque eólico, ao contrário do divulgado anteriormente.* Agência CanalEnergia, Expansão, 17.04.2006, Rio de Janeiro
- [7.43] D.A. GOMES 2004. *Glossário técnico jurídico.* Rio de Janeiro, S. 108
- [7.44] LEI 9.074/1995. *Estabelece normas para a outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.* Diário Oficial, 08.07.1995, Seção 1, S. 10125
- [7.45] LEI 10.848/2004. *Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis 5.655 de 20.05.1971, 8.631 de 04.03.1993, 9.074 de 07.07.1995, 9.427 de 26.12.1996, 9.478 de 06.08.1997, 9.648 de 27.05.1998, 9.991 de 24.07.2000, 10.438 de 26.04.2002, e dá outras providências.* Diário Oficial, 16.03.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 51, S. 2
- [7.46] DECRETO 5.025/2004. *Regulamenta o inciso I e os parágrafos 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do artigo 3º da Lei 10.438 de 26.04.2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências.* Diário Oficial, 31.03.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 62, S.1
- [7.47] DENA 2003. *Exporthandbuch Brasilien. Marktchancen für Erneuerbare Energien.* Berlin, S. 97

- [7.48] RESOLUÇÃO 001/1986. *Define como impacto ambiental qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas, que direta ou indiretamente afetam o homem e/ou a natureza.* CONAMA/MMA. Diário Oficial, 17.02.1986, Seção 1, Vol. 0, Nr. 0, S. 254
- [7.49] RESOLUÇÃO 279/2001. *Determina os procedimentos e prazos a serem aplicados, em qualquer nível de competência ao licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental, tais como usinas hidrelétricas, Usinas termelétricas, sistemas de transmissão de energia elétrica e usinas eólicas.* CONAMA/MMA. Diário Oficial, 29.06.2001, Seção 1, Vol. 138, Nr. 125-E, S. 1
- [7.50] ALVIM 2004. *Liminar suspende assinatura de contratos de eólicas de SC no Proinfa. Outra liminar pode suspender ainda hoje assinatura de contratos de usinas da Enerbrasil e da Heraklion selecionadas no programa.* CanalEnergia, 2.7.2004, Rio de Janeiro
- [7.51] ALVIM 2004. *Justiça suspende contratos de eólicas da Heraklion e da Enerbrasil no Proinfa. Ação é fundamentada no fato de a Heraklion ser ligada ao grupo espanhol Iberdrola.* CanalEnergia, 5.7.2004, Rio de Janeiro
- [7.52] MME, ELETROBRÁS 2004. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. Resultado de habilitação e seleção - Etapa de Reclassificação.* <http://www.eletrobras.gov.br/elb/portal/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRNN.htm> (Zugriff: 13.08.2007)
- [7.53] MME, ELETROBRÁS 2004. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. Resultado de habilitação e seleção - 2ª Reclassificação.* <http://www.eletrobras.gov.br/elb/portal/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRNN.htm> (Zugriff: 15.08.2007)
- [7.54] MME, ELETROBRÁS 2004. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. Resultado de habilitação e seleção - 3ª Reclassificação.* <http://www.eletrobras.gov.br/elb/portal/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRNN.htm> (Zugriff: 15.08.2007)
- [7.55] PORTARIA 086/2007. *Aprova os Critérios e Instruções para Cálculo do Índice de Nacionalização dos Equipamentos e Serviços dos Empreendimentos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, que deverão ser obedecidos para a comprovação do atendimento ao grau de nacionalização dos equipamentos e serviços para empreendimentos habilitados no PROINFA, bem como altera a Portaria MME 045 de 30.03.2004.* Diário Oficial, 28.05.2007, Seção 1, Vol. 144, Nr. 101, S. 52
- [7.56] ELETROBRÁS 2007. *Programas e Fundos Setoriais. Programas. PROINFA.* <http://www.eletrobras.gov.br> (Zugriff: 28.09.2007)
- [7.57] L. PORTO 2007. *Política pública de energia renovável.* Seminário Internacional de Alto Nivel: Visión Estratégica de las Energías Sostenibles en América Latina y El Caribe, 26. Juni 2007, Santiago, Chile
- [7.58] IHK KÖLN 2005. *Incoterms – Die Lieferbedingungen im Auslandsgeschäft.* http://www.ihk-koeln.de/Navigation/International/Aussenhandelsrecht/Anlagen/Merkblatt_INCOTERMS2005.pdf (Zugriff: 20.09.2007)
- [7.59] J. KISSEL, D. OELIGER 2004. *Das Stromeinspeisegesetz als Einfallstor für die Markteinführung von erneuerbaren Energien.* Solarzeitalter, 01/2004, Vol. 16, S. 12-19

- [7.60] StrEG 1990. *Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz)*. 7.12.1990, Bundesgesetzblatt 1990, Teil I, S. 2633
- [7.61] PORTARIA 045/2004. *Autoriza a Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS, a convocar a Chamada Pública para compra de energia elétrica, no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, 1ª etapa, obedecendo à legislação aplicável, e as regras dos Guias de Habilitação por Fonte Eólica, Biomassa e Pequena Central Hidrelétrica, no Sistema Interligado Nacional - SIN*. Diário Oficial, 01.04.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 63, S. 53
- [7.62] F. COUTO 2007. *Proinfa: Aneel analisa mudanças na apuração da energia de referência. Agência pretende estabelecer revisão de valores sempre que média gerada for inferior a 70% da energia contratada pelo programa*. Agência CanalEnergia, Mercado Livre, 24.05.2007, Rio de Janeiro
- [7.63] A. BERGRATH 1997. *Vergleich der deutschen Ertragswertmethode mit der amerikanischen Discounted-Cash-Flow-Methode*. Würzburg, S. 267
- [7.64] C. TIMMRECK 2006. *Kapitalmarktorientierte Sicherheitsäquivalente. Konzeption und Anwendung bei Unternehmensbewertung*. Wiesbaden
- [7.65] L. KRUSCHWITZ, A. LÖFFLER 2006. *Discounted cash flow - a theory of the valuation of firms*. Chichester, S. 157
- [7.66] RESOLUÇÃO NORMATIVA 062/2004. *Estabelece os procedimentos para o cálculo do montante correspondente à energia de referência de empreendimento de geração de energia elétrica, para fins de contratação com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS, no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA*. Diário Oficial, 06.05.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 86, S. 69
- [7.67] ELETROBRÁS 2007. *Metodologia de cálculo de faturas dos empreendimentos do PROINFA*. Informação Técnica DEC/DECM, Jan. 2007, <http://www.elektrobras.com> (Zugriff: 28.08.2007)
- [7.68] RESOLUÇÃO NORMATIVA 269/2007. *Altera os arts. 2º, 5º e 6º da Resolução Normativa ANEEL 062 de 05.05.2004, que estabelece os procedimentos para o cálculo do montante correspondente à energia de referência de empreendimentos de geração, para fins de contratação com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS, no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA*. Diário Oficial, 05.07.2007, Seção 1, Vol. 144, Nr. 128, S. 99
- [7.69] ELETROBRÁS 2004. *PROINFA - Minuta do Contrato de Compra e Venda de Energia - Fonte Eólica*. <http://www.elektrobras.com/elb/portal/main.asp?View={ABB61D26-1076-42AC-8C5F-64EB5476030E}> (Zugriff: 17.08.2007)
- [7.70] J.P. MOLLY 2004. *Economics of wind farms in Brazil. Viabilidade Econômica de Centrais de Energia Eólica no Brasil*. DEWI-Magazin, Nr. 25, 10/2004, Wilhelmshaven, S. 50–62
- [7.71] A. CANAZIO 2007. *Proinfa: audiência pública discute revisão de energia de referência. Aneel propõe acabar com obrigatoriedade de revisão a cada dois anos. Geração abaixo dos 70% levaria à averiguação dos níveis*. Agência CanalEnergia, Mercado Livre, 03.04.2007, Rio de Janeiro
- [7.72] PORTARIA 172/2005. *Delega competência ao Superintendente da Superintendência de Regulação Econômica - SRE, da ANEEL, para fixar os duodécimos, relativos as quotas de*

custeio, referentes ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA. Diário Oficial, 30.11.2005, Seção 2, Vol. 46, Nr. 229, S. 24

- [7.73] IPEA 2007. *Dados macroeconômicos e regionais.* <http://www.ipeadata.gov.br/ipeaweb.dll/ipeadata?> (Zugriff: 21.08.2007)
- [7.74] MME 2003. *Documento de Consulta Pública. Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte – VETEF Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA (1a Etapa).* Juli 2003, Brasília, S. 10
- [7.75] EUROSTAT 2007. *Harmonisierte Verbraucherpreisindizes - Monatliche Daten (jährliche Veränderungsrate).* http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=0,1136173,0_45570701&_dad=portal&_schema=PORTAL (Zugriff: 08.08.2007)
- [7.76] BLS 2007. *Consumer Price Index. All Urban Consumers - (CPI-U). U.S. city average.* <http://www.bls.gov/cpi> (Zugriff: 29.07.2007)
- [7.77] EEG 2004. *Gesetz zur Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich.* Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2004, Teil I, Nr. 40, 31. Juli 2004, S. 1918-1930
- [7.78] REAL DECRETO 661/2007. *Regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.* Boletín Oficial del Estado, Nr. 126, 26. Mai 2007, S. 22846-22886
- [7.79] ÖKOSTROMGESETZ – NOVELLE 2006. *Bundesgesetz, mit dem Neuordnungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz).* Österreich
- [7.80] CCEE 2006. *PdC AC.05. Tratamento da Energia do PROINFA na CCEE.* Version 1, Brasília
- [7.81] ELETROBRÁS 2007. *O grupo Eletrobrás.* <http://www.eletrobras.gov.br> (Zugriff: 30.08.2007)
- [7.82] RESOLUÇÃO NORMATIVA 127/2004. *Estabelece os procedimentos para o rateio dos custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, bem como para a definição das respectivas quotas de energia elétrica, nos termos do Decreto 5.025 de 30.03.2004.* Diário Oficial, 10.12.2004, Seção 1, Vol. 141, Nr. 237, S. 63
- [7.83] DECRETO 5.882/2006. *Altera os arts. 5º, 12 e 16 do Decreto 5.025 de 30.03.2004, que regulamenta a Lei 10.438 de 26.04.2002, no que dispõe sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, e dá outras providências.* Diário Oficial, 01.09.2006, Seção 1, Vol. 143, Nr. 169, S. 2
- [7.84] SRE/ANEEL 357/2005. *Estabelecimento das Quotas de Custeio e de Energia Elétrica referentes ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, atendendo ao disposto no Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.* Nota Técnica, 23.11.2005, Brasília
- [7.85] SRE/ANEEL 285/2006. *Estabelecimento das Quotas de Custeio e de Energia Elétrica referentes ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA para o ano de 2007, atendendo ao disposto no Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.* Nota Técnica, 23.11.2006, Brasília
- [7.86] RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA 250/2005. *Estabelece as quotas de custeio e as de energia elétrica, para o ano de 2006, referentes ao Programa de Incentivo às Fontes Alter-*

nativas de Energia Elétrica - PROINFA, bem como altera o parág. 1º do art. 8º, e revoga o parág. 5º do art. 2º, da Resolução Normativa ANEEL 127 de 06.12.2004. Diário Oficial, 30.11.2005, Seção 1, Vol. 142, Nr. 229, S. 88

- [7.87] RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA 405/2006. *Estabelece as quotas de custeio e as de energia elétrica, para o ano de 2007, referentes ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA. Diário Oficial, 07.12.2006, Seção 1, Vol. 143, Nr. 234, S. 90*
- [7.88] RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA 532/2007. *Altera os valores das quotas anuais de custeio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA para as concessionárias de distribuição especificadas, referentes ao exercício de 2007, fixados pela Resolução Homologatória ANEEL 405 de 05.12.2006. Diário Oficial, 09.08.2007, Seção 1, Vol. 144, Nr. 153, S. 54*
- [7.89] RESOLUÇÃO 246/2002. *Estabelece as condições para enquadramento na subclasse residencial baixa renda de unidade consumidora com consumo mensal inferior a 80 kWh. Diário Oficial, 02.05.2002, Seção 1, Vol. 139, Nr. 83, S. 71*
- [7.90] RESOLUÇÃO NORMATIVA 245/2007. *Altera a redação do art. 3º, da Resolução ANEEL 246 de 30.04.2002, que estabelece as condições para enquadramento na subclasse residencial baixa renda de unidade consumidora com consumo mensal inferior a 80 kWh. DIÁRIO OFICIAL, 04.01.2007, Seção 1, Vol. 144, Nr. 3, S. 82*
- [7.91] L.A.M.U. SANCHES 2006. *A Inclusão Social e os Desafios Contemporâneos do Setor Elétrico Brasileiro. In: [7.112], S. 261-285*
- [7.92] RESOLUÇÃO 485/2002. *Estabelece as diretrizes para a classificação na subclasse residencial baixa renda de unidade consumidora com consumo mensal entre 80 e 220 kWh, regulamentando o Decreto 4.336 de 16.08.2002, e dá outras providências. Diário Oficial, 30.08.2002, Seção 1, Vol. 139, Nr. 168, S. 106*
- [7.93] ANEEL 2005. *Tarifas de fornecimento de energia elétrica. Cadernos Temáticos ANEEL 4, Brasília, S. 30*
- [7.94] MEDIDA PROVISÓRIA 362/2007. *Dispõe sobre o salário mínimo a partir de 1º de abril de 2007. 29.03.2007, https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2007/Mpv/362.htm (Zugriff: 14.10.2007)*
- [7.95] BNDES 2007. *Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP. <http://www.bndes.gov.br/produtos/download/tjlp.pdf> (Zugriff: 05.11.2007)*
- [7.96] LEI 10.183/2001. *Altera dispositivos da Lei no 9.365, de 16 de dezembro de 1996, que institui a Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP, dispõe sobre a remuneração dos recursos do Fundo de Participação PIS-PASEP, do Fundo de Amparo ao Trabalhador e do Fundo da Marinha Mercante. 12. Februar 2001, Brasília*
- [7.97] BNDES 2006. *Infra-estrutura - Programa de apoio financeiro a investimentos em fontes alternativas de energia elétrica no âmbito do PROINFA. http://www.bndes.gov.br/programas/infra/fontes_alternativas.asp (Zugriff: 18.06.2006)*
- [7.98] BNDES 2007. *Evolução da TJLP - de 1995 a 2005. http://www.bndes.gov.br/produtos/download/tjlp_evolucao.xls (Zugriff: 05.10.2007)*
- [7.99] N. SIFFERT, M. MITERHOF, E. CHAGAS 2005. *A expansão do setor elétrico nacional. In: [7.113], S. 200-207*

- [7.100] BNDES 2006. *BNDES aprova project finance para infra-estrutura. Medida impulsionará investimentos privados que atenuarão gargalos*. 22.05.2006, http://www.bndes.gov.br/noticias/not069_06.asp
- [7.101] BNDES 2006. *Project Finance*. http://www.bndes.gov.br/linhas/project_finance.asp (Zugriff: 05.10.2007)
- [7.102] BNDES 2006. *Investimento total do projeto Rio do Fogo será de R\$ 209 milhões Investimento total do projeto Rio do Fogo será de R\$ 209 milhões*. 23.01.06, Rio de Janeiro
- [7.103] CANALENERGIA 2005. *BNDES assina contrato de R\$ 465 milhões para instalação de parques eólicos no RS. Crédito do banco para o empreendimento, realizado no âmbito do Proinfa, corresponde a 69% do valor total do investimento*. Agência CanalEnergia, Expansão, 04.10.2005, Rio de Janeiro
- [7.104] CANALENERGIA 2006. *BNDES financia R\$ 20,5 milhões para implantação de parque eólico SC. Projeto, incluído no Proinfa, está previsto para iniciar operação comercial até o final do ano*. Agência CanalEnergia, Expansão, 20.04.2006, Rio de Janeiro
- [7.105] BNDES 2007. *Apoio financeiro. Financiamento a Empreendimentos. FINEM - Financiamento a Empreendimentos*. <http://www.bndes.gov.br/linhas/linhas.asp> (Zugriff: 05.10.2007)
- [7.106] BNDES 2007. *FINEM. Condições financeiras aplicáveis de acordo com as linhas de financiamento*. <http://www.bndes.gov.br/linhas/condicoes.asp> (Zugriff: 05.10.2007)
- [7.107] BNDES 2007. *Empresa*. <http://www.bndes.gov.br/empresa/default.asp> (Zugriff: 10.10.2007)
- [7.108] BNDES 2007. *Empreendimentos e projetos financiáveis, itens financiáveis e não passíveis de apoio*. http://www.bndes.gov.br/linhas/itens_apoio.asp (Zugriff: 05.10.2007)
- [7.109] ANEEL 2007. *Banco de Informações de Geração*. <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2> (Zugriff: 28.09.2007)
- [7.110] F. GUALDONI 2007. *Siete países fundan el Banco del Sur. Venezuela concreta su plan de crear una entidad suramericana de créditos al desarrollo*. EL PAÍS, 10.10.2007, S. 8
- [7.111] F. COUTO 2004. *Innovent pretende divulgar estrutura de financiamento de parque eólico no final do ano Investimento no projeto de Tramandaí (RS), cujas obras estão previstas para começar no segundo semestre de 2005, está estimado em US\$ 90 milhões*. CanalEnergia, Negócios, 20.09.2004, Rio de Janeiro
- [7.112] E. LANDAU 2006. *Regulação jurídica do setor elétrico*. Rio de Janeiro, S. 534
- [7.113] CANALENERGIA 2005. *Setor elétrico Brasileiro: passado e futuro – 10 anos*. Rio de Janeiro

Literatur zu Kapitel 8:

- [8.1] L. PORTO 2007. *Política pública de energia renovável*. Seminario Internacional de Alto Nivel: Visión Estratégica de las Energías Sostenibles en América Latina y El Caribe, 26. Juni 2007, Santiago, Chile
- [8.2] EPE 2007. *PDEE – Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016. Capítulo III. Oferta de Energia Elétrica. Parte 1 – Geração de Energia Elétrica*. S. 117-197

- [8.3] M. TOLMASQUIM 2007. *Plano Nacional de Energia 2030*. Präsentation vor dem CNPE, Brasília, S.40
- [8.4] ANEEL 2007. *Banco de Informações de Geração*.
<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2> (Zugriff: 05.01.2007)
- [8.5] C. BERMANN, J.R. CAMPOS DA VEIGA, G.S. ROCHA 2004. *A repotenciação de usina hidroelétricas como alternativa para o aumento da oferta de energia no Brasil com proteção ambiental*. Grupo de Estudos de Política Energética WWF.
<http://assets.panda.org/downloads/repotenciacaouheportugues.pdf> (Zugriff: 22.10.2007)
- [8.6] A.K. SCHNEIDER, R. RICHTER 2007. *Rückkehr der Giganten. Großstaudämme zur Energieversorgung liegen erneut im Trend*. Informationszentrum 3. welt (iz3w), Nr. 298, Jan./Feb. 2007, S. 42-43
- [8.7] GOVERNO FEDERAL 2007. *Programa de Aceleração do Crescimento (PAC)*.
<http://www.brasil.gov.br/pac/> (Zugriff: 23.11.2007)
- [8.8] B. SCHRÖDER 2007. *Lissabonner Staumeldung. Portugal hat den Bau von zehn neuen Staudämmen für die Stromerzeugung angekündigt*. Telopolis, 27.10.2007,
<http://www.heise.de/tp/r4/artikel/26/26471/1.html> (Zugriff: 30.10.2007)
- [8.9] F. ZANDER 2006. *New opportunities and challenges for pumped hydro storage in the liberalised energy market*. Société Electrique de l'Our, First International Renewable Energy Storage Conference (IRES I), 30.11.2006, Science Park Gelsenkirchen, Gelsenkirchen
- [8.10] IAEA 2007. *Power Reactor Information System*.
<http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html> (Zugriff: 16.10.2007)
- [8.11] F. COUTO 2007. *Equilíbrio entre oferta e demanda pode estar cada vez mais próximo, avalia mercado. Resultado de leilão A-3, com contratação feita apenas por usinas térmicas a óleo, sinaliza redução de espaço da geração de base, avaliam agentes*. Agência Cana-I Energia, 03.08.2007, Rio de Janeiro
- [8.12] D. NOGUEIRA, R. ORDOÑEZ 2007. *O Gargalo é nosso. Setor privado vê risco de racionamento de 8% em 2009*. O Globo, 11.11.2007, São Paulo
- [8.13] EPE 2007. *Leilão de Fontes Alternativas. 1º Leilão de Energia de Fontes Alternativas agrega 638,64 MW ao SIN*. Informe à Imprensa, 18.06.2007, Rio de Janeiro
- [8.14] J.A. GONÇALVES 2007. *Contagem regressiva. O governo tem pouco tempo para provar que as últimas medidas para atrair investimentos nas usinas eólicas do Proinfa garantirão a meta de gerar 3.300 MW em energias alternativas até o final de 2008*. Juli 2007,
<http://www.pagina22.com.br/index.cfm?fuseaction=reportagem&id=67> (Zugriff: 01.11.2007)
- [8.15] A. KLEIN, A. HELD, M. RAGWITZ, G. RESCH, T. FABER 2006. *Evaluation of different feed-in tariff design options – best practice paper for the International Feed-in Cooperation*.
http://www.feed-in-cooperation.org/images/files/best_practice_paper_final.pdf (Zugriff: 18.08.2007)
- [8.16] EEG 2004. *Gesetz zur Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich*. Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2004, Teil I, Nr. 40, 31. Juli 2004, S. 1918-1930
- [8.17] IPEA 2007. *Dados macroeconômicos e regionais*.
<http://www.ipeadata.gov.br/ipeaweb.dll/ipeadata?> (Zugriff: 29.07.2007)

- [8.18] O. MACHADO 2005. *MME confirma IPCA como indexador dos contratos de geração e transmissão. Leilões de transmissão e de energia nova terão novo índice de correção, em lugar do IGP-M. Investidores se dizem apreensivos.* Agência CanalEnergia, Negócios, 11.08.2005, Rio de Janeiro

Verzeichnis der Experteninterviews

- [EI 1] A. LIMA 2004 (SeaWest do Brasil Projetos e Participações Ltda). Expertengespräch. 10.11.2004. Rio de Janeiro.
- [EI 2] P. YAZBEK (innoVent GmbH). Expertengespräch mit Informationen per E-Mail. 04.12.2004. Rio de Janeiro/Curitiba
- [EI 3] R. SZLEJF 2004 (EcoInvest). Fundo EcoEnergia. Expertengespräch. 18.11.2004. São Paulo
- [EI 4] A. DOBNER 2004 (Hypovereinsbank, Lateinamerika). Expertengespräch. 03.11.2004. Rio de Janeiro
- [EI 5] P. YAZBEK 2007 (innoVent GmbH). Expertengespräch und Informationen per E-Mail. 04.09.2007. Köln/Curitiba
- [EI 6] F. SIERRA 2005 (Gamesa). Expertengespräch. 16.02.2005. Rio de Janeiro
- [EI 7] C.H.BRASIL DE CARVALHO 2004 (MME). Assessor Econômico do Ministério de Minas e Energia. Experteninterview und Informationen per E-Mail. 17.07.2004. Rio de Janeiro/Brasília
- [EI 8] R. DUARTE 2007 (BNDES). Expertengespräch. 27.08.2007. Köln/Rio de Janeiro

Anhang

Der standardisierte Fragebogen und die Tabellendaten zu den Abbildungen können unter jo.kissel@gmx.net angefordert werden.