

An den Zielen vorbeireguliert – Zur Überregulierung des brasilianischen Windenergiemarkts

JOHANNES KISSEL

Die brasilianische Stromproduktion basiert seit Jahrzehnten auf der Großwasserkraft (siehe Tab.1). Unzureichende Investitionen in den Kraftwerkspark in den 90er Jahren und eine Trockenperiode führten im Jahr 2001 zu einer Energiekrise, die ein Umdenken der brasilianischen Politik einleitete. Ein Hauptziel der brasilianischen Energiepolitik ist seitdem die Diversifizierung der Stromproduktion zur Erhöhung der Versorgungssicherheit.

Die brasilianische Regierung hat bei der Umsetzung der neuen Zielvorgaben keine Präferenzen für fossile oder erneuerbare Energieträger gezeigt. Neben einem Programm zur Erdgasverstromung wurde im Jahr 2002 das PROINFA, ein Programm zur Förderung alternativer Energien, verabschiedet, in dessen Rahmen insgesamt 3.300 MW Kraftwerksleistung auf Basis der Kleinwasserkraft, Biomasse und Windkraft bis ursprünglich zum 31. Dezember 2006 ans Netz gehen sollten.

Während in Brasilien sowohl die Biomasseverstromung als auch die Kleinwasserkraft etablierte Technologien sind, ist die Windkraft mit einer bisher installierten Leistung von unter 30 MW noch eine neue Technologie und wird damit bei der Finanzierung mit einem höheren Risiko eingestuft. Dies betrifft nicht so sehr die Anlagen, die z.B. im Fall der Wobben Windpower, eine Tochter der Enercon GmbH, weltweit schon tausendfach installiert wurden, sondern vielmehr den Netzanschluss und mögliche Infrastrukturdefizite vor Ort. Deshalb braucht die Windenergie, deren Entwicklung aufgrund der höheren Erzeugungskosten in

Brasilien vom PROINFA abhängig ist, bei der Markteinführung adäquate Rahmenbedingungen, die ein hohes Maß an Investitionssicherheit gewährleisten.

Die Förderbedingungen des PROINFA

Das PROINFA ist von der Grundkonzeption dem EEG ähnlich: Einspeisevergütungen und eine langfristige Stromabnahmegarantie von 20 Jahren stellen auch beim PROINFA die Hauptinstrumente dar. Preismechanismen wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) haben sich in der Praxis als die effektivste Variante der Markteinführung Erneuerbarer Energien herausgestellt. Besonderer Vorteil dieser Preissysteme, im Vergleich z.B. mit Quotenmodellen oder dem Emissionshandel, sind die geringen Transaktionskosten bei gleichzeitiger hoher Investitionssicherheit. Allerdings ist das PROINFA durch eine Reihe von Zusatzreglementierungen belastet, welche die Umsetzung eines großen Teils der im Rahmen des PROINFA ausgewählten Projekte in Frage stellt. Die einzelnen Zusatzreglementierungen und deren Auswirkungen werden im Folgenden kurz erläutert:

„Der doppelte Deckel“

Begrenzung der Gesamtkapazität

Die erste Phase des PROINFA ist auf eine Produktionskapazität von 3.300 MW begrenzt. Jeder der

drei berücksichtigten Energiequellen sollte ursprünglich einen Anteil von 1.100 MW erhalten, wobei der Windenergieanteil aufgrund mangelnder Projekte zur Biomasseverstromung nachträglich auf 1.423 MW erhöht worden ist.

Die im Rahmen des Programms ausgewählten Anlagen sollten bis zum 31.12.2006 ihren kommerziellen Betrieb beginnen. Bei mindestens 45 (1.123 MW) der 54 (1.423 MW) PROINFA-Windprojekte wurde jedoch bereits eine Verlegung des Betriebsbeginns bis spätestens 31. Dezember 2008 genehmigt.

Nach Abschluss des Programms soll in einer bisher nicht näher definierten zweiten Phase des PROINFA mittels Stromauktionen von nicht definiertem

Umfang die geförderten Technologien weiter berücksichtigt werden. Formuliertes Ziel ist ein Anstieg der Stromproduktion aus den drei genannten Quellen auf 10 % des nationalen Verbrauchs bis zum Jahr 2022. Diese vagen Festlegungen der zweiten Phase des PROINFA sind eine Erklärung für die mangelnde Investitionsbereitschaft der Windbranche in neue Produktionsstätten in Brasilien.

220 MW- Deckel pro Bundesstaat

In keinem Bundesstaat sollten mehr als 220 MW an Windkraftleistung aufgebaut werden. Mit dieser Maßnahme sollte gewährleistet werden, dass die z.T. dürftige Netzinfrastruktur nicht überlastet und die neue Technologie in möglichst vielen Bundes-

Kraftwerkstyp	Installierte Leistung		%	Kraftwerkstyp (detailliert)	Installierte Leistung		%
	Anzahl der Kraftwerke	(MW)			Anzahl der Kraftwerke	(MW)	
Wasserkraft	608	72.304,8	70,29	Kleinwasserkraft (<= 1 MW)	193	102,3	0,10
				Kleinwasserkraft (> 1 - 30 MW)	264	1.362,2	1,32
				Großwasserkraft (> 30 MW)	151	70.840,4	68,87
Biomassekraftwerke	267	3.366,3	3,27	Zuckerrohr-Bagasse	225	2.344,4	2,28
				Black liquor (Abfallprodukt der Papierindustrie)	13	782,6	0,76
				Holz	25	212,8	0,21
				Biogas	2	20,0	0,02
				Reishülsen	2	6,4	0,01
Windparks	10	28,6	0,03	Wind	10	28,6	0,03
Netzintegrierte Photovoltaik	1	0,0	0	Solarstrahlung	1	0,0	0,00
Gaskraftwerke	99	10.815,6	10,51	Erdgas	73	9.889,8	9,61
				Prozessgas	26	925,7	0,90
Ölkraftwerke	546	4.757,2	4,62	Diesel	528	3.593,2	3,49
				Residualöle	18	1.164,0	1,13
Atomkraftwerke	2	2.007,0	1,95	Uran	2	2.007,0	1,95
Kohlekraftwerke	7	1.415,0	1,38	Steinkohle	7	1.415,0	1,38
				Importland			
Import		8.170,0	7,94	Paraguay		5.650,0	5,49
				Argentinien		2.250,0	2,19
				Venezuela		200,0	0,19
				Uruguay		70,0	0,07
Total	1.539	102.864,4	100		1.539	102.864,4	100

Tab.1: Kraftwerkskapazität in Brasilien, (ANEEL 2006)

staaten eingesetzt wird. In den trockenen Bundesstaaten im Nordosten führte diese Regelung zu Protesten, denn gerade in dieser Region wird aufgrund der hervorragenden Windverhältnisse der Windkraft ein großes Potential eingeräumt. Und ein Großteil der Projekte, die an der Ausschreibung teilnahmen, hat ihren Standort im Nordosten Brasiliens. Im Nachhinein wurden im Umfang der nicht vergebenen Biomassekraftwerke von 323 MW Windprojekte im Nordosten ausgewählt bzw. erweitert. Dabei wurde im Bundesstaat Ceará mit 500 MW deutlich der Bundesstaatendeckel überschritten.

Wegen des Überangebots an Projekten machte der „doppelte Deckel“ eine Projekt-Selektion notwendig. Insgesamt nahmen 92 Windprojekte mit einer Gesamtkapazität von 3.427 MW an der Ausschreibung teil. Die ursprünglich ausgeschriebene Kapazität von 1.100 MW wurde also rund dreifach übertroffen.

Selektion der Projekte

Die Auswahl der Projekte erfolgte über das Kriterium „Datum der Erteilung der Umweltlizenz (LI)“, beginnend beim Projekt mit der ältesten Umweltlizenz. Neben der inhaltlichen Relevanz des Auswahlkriteriums „Datum der Umweltlizenz“ wurde auch die Gerechtigkeit dieses Kriteriums in Frage gestellt, da die Umweltlizenzen (LI) von den Bundesstaaten bearbeitet worden waren und somit ungleiche Rahmenbedingungen herrschten. Nach Rechtsklagen und dem Rückzug einiger Projekte sowie drei Reklassifikationen, konnten ca. drei Jahre nach Verabschiedung des PROINFA die Verträge zwischen der Elektrobrás, dem für das PROINFA zuständigen staatlich kontrolliertem Stromkonzern, und den Projektverantwortlichen unterzeichnet werden.

Vergütung des Windstroms

Die Höhe der Vergütung des eingespeisten Stroms ist von dem Kapazitätsfaktor eines Windparks

abhängig. Vereinfacht ausgedrückt gibt der Kapazitätsfaktor das Verhältnis zwischen der erwarteten Stromerzeugung eines Windparks und dessen Nennleistung wieder (Der Kapazitätsfaktor ist das Ergebnis der Division aus der kalkulierten Referenzenergie des Windparks pro Jahr minus Energieverluste und der Nominalleistung/-kapazität des Windparks multipliziert mit 8760, der Anzahl der Stunden pro Jahr).

Bei einem Kapazitätsfaktor von 0,324 oder geringer wird der höchste Vergütungssatz von 204,35 R\$/MWh gezahlt. Bei einem höheren Kapazitätsfaktor fällt die Vergütung geringer aus (siehe Tab. 2). Durch diese gestaffelten Preise soll eine Überförderung verhindert werden. Über 80 % der ausgewählten Windparks haben jedoch einen kalkulierten Kapazitätsfaktor unterhalb des Grenzwerts 0,324, erhalten demnach den höchsten vorgesehenen Vergütungssatz.

Aufgrund der Ungewissheit über den Ausgang der Ausschreibung versuchten die Projektentwickler die Projektkosten vor dem Auswahlverfahren möglichst gering zu halten. Dies hatte auch Einfluss auf die Genauigkeit der gemessenen Winddaten. Eine mögliche Überbewertung des Windstandorts, also ein zu hoch kalkulierter Kapazitätsfaktor, kann im Nachhinein zu Problemen bei der Projektfinanzierung führen, da bei jedem Kapazitätsfaktor unter 0,324 derselbe Einspeisetarif von R\$ 204,35 gezahlt wird. Ein niedrigerer Kapazitätsfaktor schlägt sich also zu 100 % auf der Einnahmenseite nieder und verringert die Rentabilität des Windprojekts. Die Banken kalkulieren zur Risikominimierung mit einem nochmals niedrigeren Kapazitätsfaktor und infolgedessen gerät die Projektfinanzierung in Gefahr.

Jährliche Inflationsanpassung der Windstromvergütung

Ein Hauptproblem bei der Realisierung von Langzeitinvestitionen in Brasilien sind instabilen makroökonomischen Rahmenbedingungen mit einer

hohen Inflationsrate und den weltweit höchsten Leitzinsen von derzeit 15,75 % (Banco do Brasil 2006). Ein vertraglich gesicherter Inflationsausgleich nach einem Preisindikator ist deshalb auch im Energiesektor ein übliches Instrument. Dass jedoch ein hundertprozentiger Inflationsausgleich über 20 Jahre ein wenig effizientes Mittel ist bei der Realisierung einer kostengerechten Vergütung, verdeutlicht Abbildung 1, in welcher der relative Realkosten- dem relativen Realvergütungsverlauf gegenübergestellt wird.

Mehr als 50% der Kosten entstehen im Jahr der Errichtung des Windparks (in Abb. 1 das Jahr 2006). In den darauf folgenden Jahren liegen die Betriebskosten- und Wartungskosten sowohl in Brasilien als auch in der BRD um 2 % der Gesamtkosten. Ein Großteil der Investitionskosten ist kreditfinanziert, so dass in den ersten Jahren nach der Inbetriebnahme des Windparks die Kredittilgung, die in den Kostenverläufen nicht berücksichtigt wurde, den bedeutendsten Kostenfaktor darstellt. Eine höhere Vergütung in den ersten Jahren führt zu einer Anpassung der Vergütung an die Kostenkurve (siehe Vergütungsverlauf in der BRD). Die Mehrausgaben in den ersten Jahren können durch den Verzicht eines hundertprozentigen Inflationsausgleiches ausgeglichen werden, und die Vergütung wird dadurch insgesamt effizienter. Gerade in Hochzinsländern wie Brasilien ist dies von besonderer Bedeutung, da die Rückzahlung der hohen Zinsen in den ersten Jahren die Hauptbarriere bei der Umsetzung von Langzeitinvestitionen darstellt (Finanzierung: siehe Kasten).

Finanzierung der PROINFA-Projekte

Die brasilianische Entwicklungsbank BNDES hat zur Finanzierung der PROINFA-Projekte ein eigenes Finanzierungsprogramm aufgelegt, das bis zu 80 % der Investitionskosten abdeckt. Die Gewährung des Kredits, der mit einer zwölfjährigen Tilgungsfrist und einer Verzinsung von derzeit 11,65 % (spezieller Langzeit-Zinssatz von 8,15 % + Gebühr der BNDES von 3,5 %) gute Konditionen bietet, ist ein essentieller Bestandteil der Finanzierung der Projekte. Allerdings wird der Finanzierungsanteil von 80 % de facto nicht erreicht, da nur in Brasilien produziertes Equipment zu den genannten Konditionen finanziert werden kann und einige Bestandteile der Windanlagen nur im Ausland produziert werden. Ein maximaler Anteil der BNDES-Mittel von ca. 65 % an den gesamten Investitionen ist realistisch.

Für brasilianische Unternehmen erweist sich die Restfinanzierung als äußerst problematisch, da nationale Kreditinstitute marktübliche Zinssätze von ca. 30 % verlangen. Ausländische Entwicklungsbanken und die Weltbank, die bereits ein Projekt im Nordosten Brasiliens kofinanziert, kommen als Partner in Frage. Brasilianische Tochterunternehmen von großen europäischen Energiekonzernen können die Restfinanzierung durch eigene Finanzmittel oder preiswertere Kredite im Stammland umsetzen, auch wenn das Wechselkursrisiko bei derartigen Krediten nicht unterschätzt werden darf.

Kapazitätsfaktor	0,419347	0,4	0,38	0,36	0,34	0,324041
Vergütung (R\$/MWh) März 2004	180,18	185,09	190,16	195,23	200,30	204,35
Vergütung (R\$/MWh) Juni 2006 (nach Inflationsausgleich)	200,85	206,32	211,98	217,63	223,28	227,79
Vergütung (EUR/MWh) Juni 2006 (1 € = 2,95 R\$)*	68,08	69,94	71,86	73,77	75,69	77,22

Tab. 2: Verhältnis zwischen Kapazitätsfaktor und Vergütung nach Festlegung des Ministeriums für Bergbau und Energie (MME 2004), *Wechselkurs vom 31. Mai 2006

■ ZUR ÜBERREGULIERUNG DES BRASILIANISCHEN WINDENERGIEMARKTS

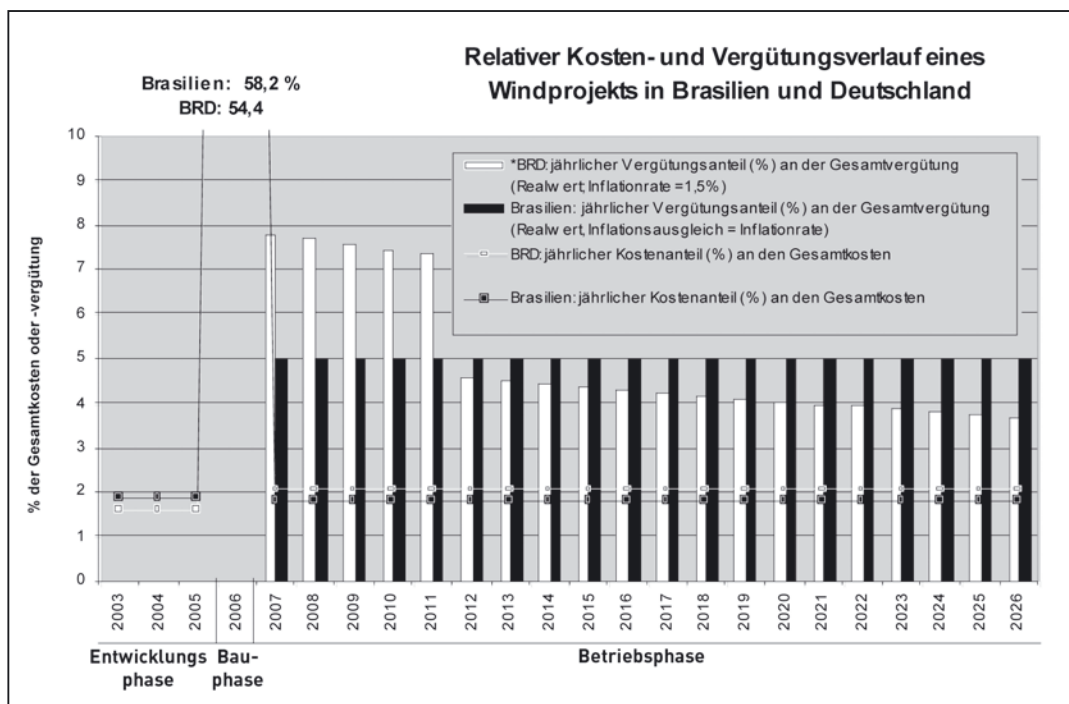


Abb. 1: Gegenüberstellung von Kosten (ohne Kredittilgung) und Vergütung in den verschiedenen Lebenszyklen von Windprojekten* in Brasilien und Deutschland (Molly 2003, Molly 2004, EEG 2004, MME 2004) (eigene Darstellung).
(*BRD: Vergütungsverlauf für eine Anlage mit einem Referenzertrag von ≥ 150 und 60 Monaten erhöhter Anfangsvergütung)

Nationalisierungsgrad

Im Rahmen des PROINFA werden nur Projekte gefördert, bei denen mindestens 60 % des Equipments und der Dienstleistungen aus Brasilien stammen. Das politische Ziel dieser Maßnahme ist eine möglichst große Wertschöpfung im eigenen Land und die Förderung der einheimischen Industrie. Bei der Kleinwasserkraft und den Biomassekraftwerken stellte sich dieser Nationalisierungsgrad als relativ unproblematisch heraus, weil bereits vor dem PROINFA eine einheimische Industrie in den Sektoren existierte. Die brasilianische Windindustrie ist hingegen mit nur einem großen Hersteller, Wobben Windpower, unterentwickelt. Weitere Hersteller waren bisher nicht zu einem Aufbau von Produktionsstätten in Brasilien bereit, vor allem aufgrund des Mangels an Investitionssicherheit wegen der bisher nicht definierten politischen und legislativen Rahmenbedingungen nach Beendi-

gung der ersten Phase des PROINFA. Wobben Windpower ist somit quasi ein Monopolanbieter, denn ohne das Equipment von Wobben Windpower kann der vorgeschriebene Nationalisierungsgrad nicht erreicht werden. Die mangelnde Konkurrenz schlägt sich wiederum in den Preisen nieder. Ein Import von Equipment wird zudem durch Einfuhrzölle noch zusätzlich erschwert.

Stand der Umsetzung der Windprojekte im Rahmen des PROINFA

In Brasilien sind zurzeit zehn Windparks mit einer Leistung von 28,5 MW Leistung im Betrieb. Im Rahmen des PROINFA stehen fünf weitere Windparks mit einem Volumen von 208,3 MW vor der Fertigstellung, ca. 200 MW davon sind Investitionen der spanischen Konzerne Iberdrola und Elecnor. Bei über 80 % der PROINFA-Windprojekte ist der Operationsbeginn auf spätestens den

31. Dezember 2008 verschoben worden. Neben den genannten Gründen ist diese Verzögerung auch auf die z.T. mangelnde technische Befähigung einiger Projektentwickler zurückzuführen. Hier könnte eine Zulassung der Versorgungsunternehmen als Projektentwickler und -betreiber Abhilfe leisten.

Auf einem internationalen Seminar über Erneuerbare Energien in Brasilia im April 2006 schätzte Jens-Peter Molly, Präsident des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI), dass unter den jetzigen Bedingungen höchstens 400 MW, also nur ca. 28 % des gesamten Projektvolumens im Rahmen des PROINFA, umgesetzt werden. Deshalb schlägt Molly ein Vorziehen und die Definition der zweiten Phase des PROINFA zur Erhöhung der Investitionssicherheit vor, eine Absenkung des Nationalisierungsgrads, eine Abschaffung der Importzölle zur Behebung der Konkurrenz auf dem brasilianischen Windmarkt sowie die Senkung der Betriebskosten durch Abschaffung der Energietransportsteuern vor.

Fazit

Am Beispiel der Überregulierung des PROINFA wird deutlich, dass Markteinführungsprogramme nicht mit zu vielen politischen Zielen überfrachtet werden dürfen. Im Vordergrund muss die Markteinführung stehen. Im Fall des PROINFA führt der berechtigte Wunsch des Aufbaus einer nationalen Windindustrie bei gleichzeitiger Begrenzung des Ausbauvolumens, aus Angst vor steigenden Strompreisen, zur „Vorbeiregulierung“ am eigentlichen

Hauptziel: Die Diversifizierung der Stromproduktion zur Erhöhung der Versorgungssicherheit mittels der Windenergienutzung.

Diplom-Geograph Johannes Kissel arbeitet als wissenschaftlicher Mitarbeiter bei EUROSOLAR und dem Grüner Strom Label e.V. und promoviert an der TU Berlin zum Thema „Markteinführungsprogramme für Erneuerbare Energien in Schwellenländern“.

Literatur

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2006. Banco de Informações de Geração (BIG). <http://www.aneel.gov.br> (Zugriff: 29.05.2006).

Banco Central do Brasil, 2006. Histórico das taxas de juros fixadas pelo Copom e evolução da taxa Selic. <http://www.bcb.gov.br/?COPOMJUROS> (Zugriff: 29.05.2006).

Molly, J.P., 2003. Condições técnicas e econômicas da Energia Eólica no Brasil, DEWI. Juni 2003. Wilhelmshaven.

Molly, J.P., 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.

MME (Ministério de Minas e Energia), 2004. Portaria No. 45. 30/03/2004. www.eletrobras.com.br/EM_Programas_Proinfa/default.asp (Zugriff: 29.05.2006).