

Spanische Marktprämien und Kapazitätszahlungen

Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksprojekten auf der iberischen Halbinsel

Der einst liberalisierte Energiemarkt wird vermehrt durch umfangreiche, kontinuierlich angepasste Regelwerke bestimmt, was Marktakteuren die Sicherheit nimmt. Das spanische Regime hat dem deutschen an einigen Stellen etwas voraus und bereits vor Jahren Marktprämien und Kapazitätszahlungen eingeführt.

VON PROF. DR. MICHAEL KURRAT, JOHANNES H. DIEDRICH UND BENJAMIN MUNZEL

Die Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments legte als nationales Gesamtziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Spanien einen Zielwert von 20 Prozent im Jahr 2020 fest (zum Vergleich Deutschland: 18 %). Entsprechend hat sich das Land das Ziel gesteckt, die Stromerzeugung bis dahin zu 40 Prozent erneuerbar zu gestalten (Deutschland: 35 %). Durch die implementierten, hybriden Fördermechanismen wird Spanien dabei, wie Deutschland auch, eine Vorreiterrolle zugeschrieben. Ende 2011 setzte Ernst & Young Spanien im „Renewable Energy Attractiveness Index“ auf Rang 9 (Deutschland: Rang 3).

Fördermechanismen für die spanische Energieerzeugung

2010 wurden in Spanien 289 Mrd. kWh erzeugt (Deutschland: 628 Mrd. kWh), wobei etwa 35 Prozent der Erzeugung auf regenerative Energien entfielen (Deutschland: 16 %). In Abbildung 1 ist dargestellt, wie sich der spanische Energiemix bis zum Jahr 2020 entwickeln soll. Es wird deutlich, dass die Hälfte des regenerativen Beitrags durch Windkraft geleistet wird, gefolgt von Wasser- und Solarenergie, während

Biomasse, Geothermie sowie die Meeresenergie eine weniger wichtige Rolle spielen.

Tageszeitabhängige Einspeisetarife, Marktprämien und Deckelung

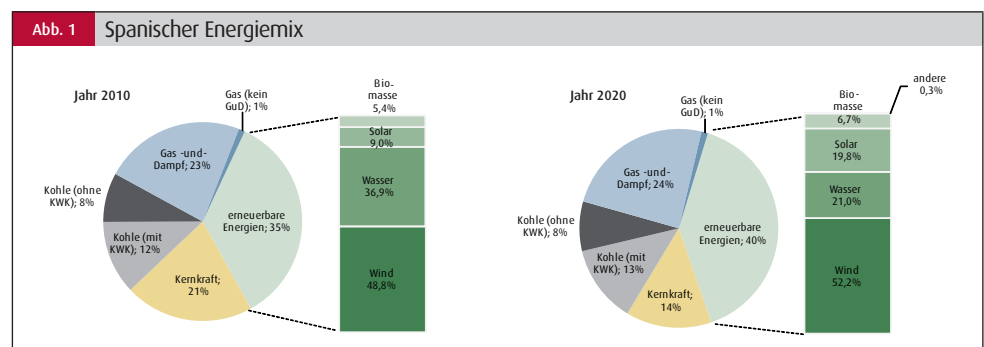
In der Gesetzgebung fallen die erneuerbaren Energien seit 2007 in eine sogenannte Sonderregelung (Régimen Especial de energía), die ausdrücklich für die Förderung einer nachhaltigen Energieentwicklung angelegt ist. Die Förderung erfolgt unter anderem in Form einer Preisregelung, wobei der Anlagenbetreiber zwischen zwei Optionen auswählen kann, sich mit seiner Wahl dabei aber für ein Jahr bindet.

Einerseits kann eine feste Einspeisevergütung gewählt werden, wie es in Deutschland seit dem EEG 2000 Praxis ist. Zum anderen kann jedoch der regenerativ erzeugte Strom auch direkt am iberischen Elektrizitätsmarkt (Mercado Ibérico de la Electricidad) abgesetzt werden. Dabei wird zusätzlich zum erzielten Marktpreis eine Prämie je eingespeister Strommenge ausgeschüttet,

wie es in Deutschland seit Januar durch das EEG 2012 ebenfalls möglich ist. Die Marktprämie ist dabei eine Funktion des Marktpreises und entfällt, sobald der Marktpreis über einen oberen Grenzwert hinaus ansteigt.

Tabelle 1 gibt einen Einblick in die Regelungen für die Förderung von Strom aus Solar- und Windenergie nach den königlichen Dekreten 661/2007 und 1578/2008. Generell werden die Erneuerbaren in Kategorien, Gruppen und Subgruppen unterteilt, innerhalb derer die Vergütung bzw. Prämie je nach installierter Leistung variiert. Die Förderung gilt gleichbleibend über einen Zeitraum von 15 bis 25 Jahren in Abhängigkeit der eingesetzten Energiequelle. Anschließend fällt sie auf einen niedrigeren, aber konstanten Wert für die Restlaufzeit der Anlage.

Für Photovoltaik ergeben sich besondere, abweichende Bestimmungen, um einen



Tab. 1 Einspeisevergütungen nach den königlichen Dekreten 661/2007 und 1578/2008

Gruppe	Subgruppe		Installierte Leistung P (MW)	Zeitraum T (Jahre seit Inbetriebnahme)	Einspeisetarif (ct/kWh)	Referenzprämie (ct/kWh)**
Solar-energie	Photo-voltaik	Dach- und Fassadenanlagen	$P \leq 0,2$	$T \leq 25$	34,0000*	-
			$0,2 < P \leq 2$	$T \leq 25$	32,0000*	
		sonstige Anlagen		$P \leq 10$	$T \leq 25$	32,0000*
	solarthermische Kraftwerke		keine Vorgaben	$T \leq 25$	26,9375	25,4000
		$T > 25$		21,5498	20,3200	
Wind-energie	onshore		keine Vorgaben	$T \leq 20$	7,3228	2,9291
				$T > 20$	6,1200	0,0000
	offshore		keine Regelung			

* Angaben gelten nur für die erste Ausschreibungsrunde ** Die Marktprämie ist eine Funktion des Marktpreises

kontrollierten Zuwachs von Photovoltaikanlagen zu gewährleisten, wie es auch in Deutschland aktuell häufig gefordert wird. Wegen des rapiden Zuwachses von Photovoltaikanlagen und der Überschreitung vorgegebener Leistungsziele innerhalb weniger Monate kam es in Spanien bereits ein Jahr nach Inkrafttreten des königlichen Dekrets 661/2007 zu einer Neuregelung. Der Zubau wird seitdem durch quartalsweise ausgeschriebene Leistungskontingente kontrolliert. Die festen Einspeisevergütungen, die einem Betreiber dann für 25 Jahre zustehen, nehmen je Ausschreibung ab. So werden die Kosten eingedämmt.

Für Wasserkraft und Biomasse besteht außerdem die Möglichkeit, an einer tageszeitabhängigen Vergütung teilzunehmen. Die Einspeisevergütungen fallen dann während der Spitzenzeit (Punta) höher und während des Nachfragetals (Valle) niedriger aus als die normale Einspeisevergütung.

Spanischer Kapazitätsmarkt

Nicht nur die hybriden Fördermechanismen haben der deutschen Gesetzgebung etwas voraus. Auf der iberischen Halbinsel hat man vor Jahren erkannt, dass die Förderung erneuerbarer Energien konventionelle fossil-thermische Kraftwerke

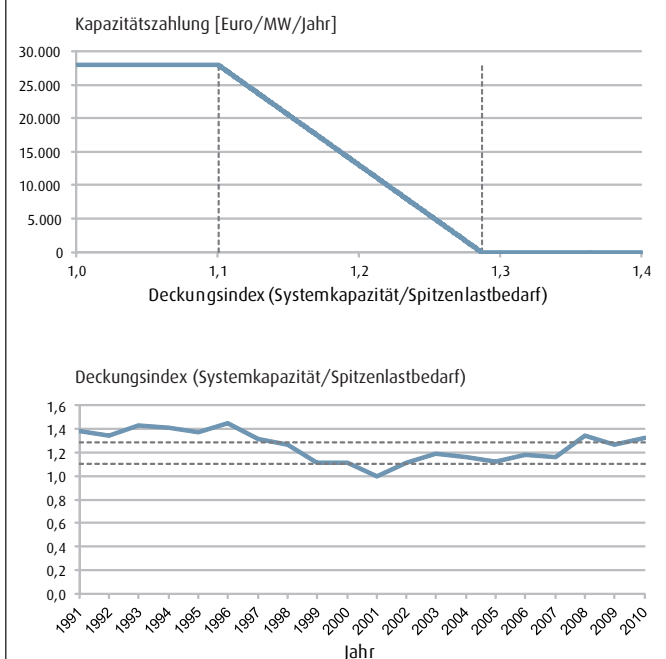
aus dem Elektrizitätsmarkt verdrängt. Die abnehmende Auslastung konventioneller Kraftwerke durch die erhöhte Einspeisung aus erneuerbaren Energien gefährdet die Wirtschaftlichkeit von Kohle- und Gaskraftwerken (zur Problematik und der Diskussion über einen deutschen Kapazitätsmarkt s. u.).

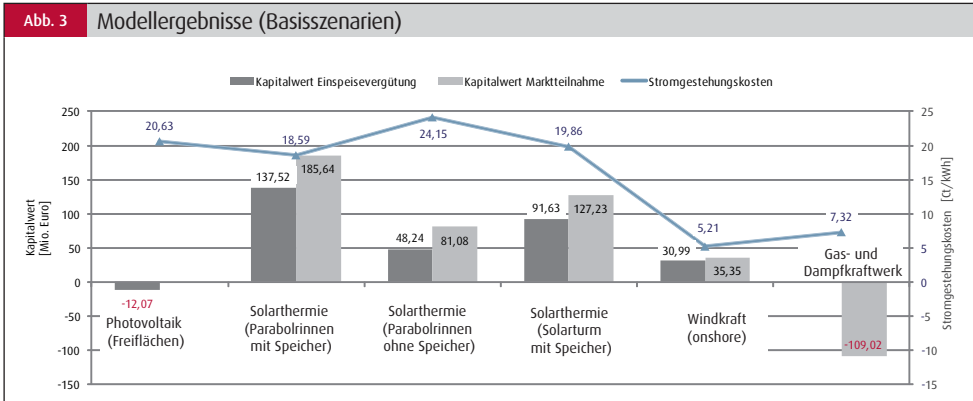
Um Investitionen und die Systemstabilität bei zunehmender Integration fluktuierender, erneuerbarer Energien sicherzustellen, wurden in Spanien bereits 2007 Kapazitätsmechanismen eingeführt. Dabei wird zwischen dem Verfügbarkeitsdienst zur mittelfristigen Kapazitätssicherung und dem Investitionsanreiz für die langfristige Sicherung unterschieden. Anlagen im Verfügbarkeitsdienst werden mit festgelegten Vergütungen entschädigt, wodurch Reserveleistungen für Spitzenlastzeiten geschaffen werden sollen. Es ist jedoch noch nicht endgültig festgelegt, welche Technologien diese Fördermaßnahme zu welchen Bedingungen beanspruchen können.

Die langfristige Sicherung bietet hingegen aus-

gereifte Anreize, die die Amortisation einer Investition beschleunigen und so vor allem den Neubau von Erzeugungsanlagen mit einer Leistung über 50 MW fördern. Die über zehn Jahre gewährten Kapazitätssicherungen folgen einer abnehmenden Funktion in Abhängigkeit des sogenannten Deckungsindex, der die verfügbare Kapazität mit dem Spitzenlastbedarf in Verhältnis setzt und zum Zeitpunkt der Geneh-

Abb. 2 Investitionsanreiz und Verlauf des Deckungsindex





migung der Anlage festgelegt wird. Abbildung 2 stellt den Verlauf dieser Funktion sowie die jährlichen Werte des Deckungsindex über 20 Jahre dar.

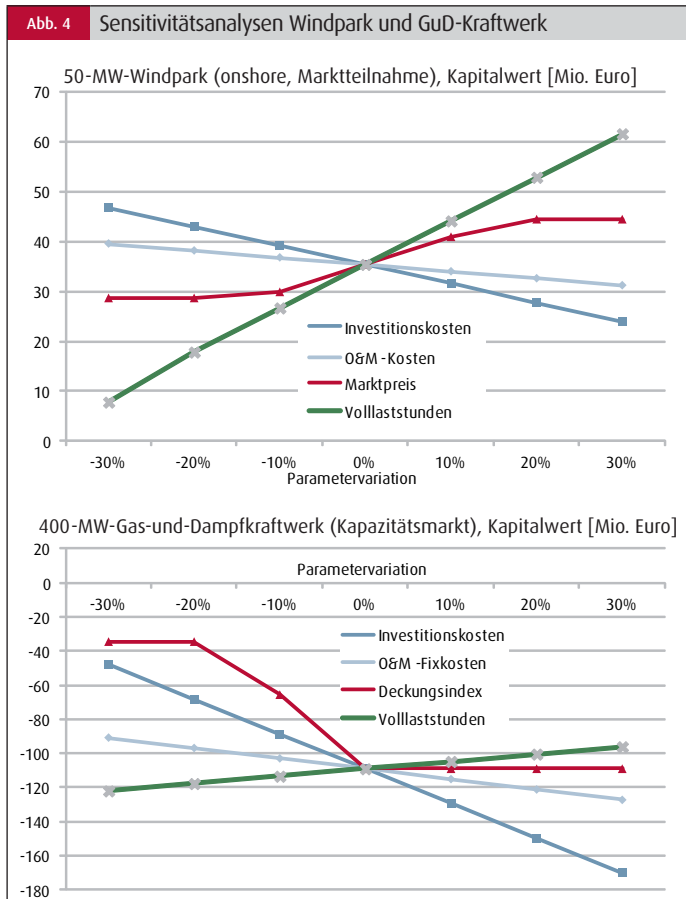
Exemplarisch können anhand der Funktion die Kapazitätzahlungen für ein neues 400-MW-Gas-und-Dampfkraftwerk ermittelt werden. Bei einem Deckungsindex von kleiner gleich 1,1 würde ein Anlagenbetreiber je installiertem Megawatt eine jährliche Vergü-

lung von 28.000 Euro erhalten. Mit der Kapazität des Kraftwerks multipliziert ergeben sich folglich Kapazitätzahlungen von 11,2 Mio. Euro pro Jahr, über zehn Jahre also insgesamt 112 Mio. Euro. Diese Subvention dürfte mehr als einem Drittel der gesamten Investitionssumme entsprechen.

Wirtschaftlichkeitsanalyse von Kraftwerksprojekten

Basierend auf den oben beschriebenen Rahmenbedingungen wurde ein techno-ökonomisches

thermische Kraftwerke mit und ohne Speicher, Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Windparks (onshore) sowie GuD-Kraftwerke in dem Modell abgebildet. Der Berechnungslogik liegen die Kapitalwertmethode und eine Projektfinanzierung zugrunde. Technische und monetäre Projektparameter basieren auf Auswertungen verschiedener Statistiken, Studien, Fachliteratur sowie Pressemeldungen. Insbesondere Daten des spanischen Übertragungsnetzbetreibers Red Eléctrica de España sowie Veröffentlichungen der International Energy Agency und der World Bank wurden verwendet. Dem Finanzierungsmodell wurde ein Eigenkapitalanteil von 25 Prozent bei einem inflationsbereinigten Kostensatz von acht Prozent unterstellt. Der Fremdkapitalzins für Investitionen in erneuerbare Energien liegt bei 4,5 Prozent. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die wichtigsten Eingangsparameter des Bewertungsmodells.



Bewertungsmodell entwickelt, das die Wirtschaftlichkeit verschiedener Technologien analysiert. Den Ausbauplänen entsprechend wurden solar-

Nur Solarthermie und Wind profitabel

Den Ergebnissen in Abbildung 3 ist zu entnehmen, dass solarthermische Kraftwerksprojekte sowie Windparks positive Kapitalwerte aufweisen, das heißt,

Tab. 2 Eingangsparameter des Bewertungsmodells (Basisszenarien)

Technologie	Installierte Leistung (MW)	Volllaststunden (h/a)
Photovoltaik (Freifläche)	10	1.752*
Solarthermie (Parabolrinnen mit Speicher)	50	3.006**
Solarthermie (Parabolrinnen ohne Speicher)	50	1.900*
Solarthermie (Solarturm mit Speicher)	20	5.528**
Windkraft (onshore)	50	2.628*
Gas-und-Dampfkraftwerk	400	3.942**

* an bevorzugten Standorten; ** im Zeitverlauf abnehmend; *** im Zeitverlauf zunehmend;

die geforderte Eigenkapitalrendite von acht Prozent übertreffen. Dabei ist die Wahl der Direktvermarktung den alternativen Einspeisevergütungen unter den gewählten Bedingungen vorzuziehen. In Abbildung 4 macht die Sensitivitätsanalyse des Windparkprojekts deutlich, wie bei sinkenden Marktpreisen die steigende Marktprämie den Verlust ausgleicht und andersherum die Prämie bei steigenden Marktpreisen und somit höheren Einnahmen sinkt.

Als unwirtschaftlich stellen sich hingegen Photovoltaik- und GuD-Projekte unter den gewählten Rahmenbedingungen dar. Die Unvorteilhaftigkeit von Photovoltaik-Projekten ist recht eindeutig den unzulänglichen Einspeisetarifen zuzuschreiben, die in den letzten Ausschreibungsrunden stark gesenkt wurden. Ein GuD-Kraftwerk würde aktuell keine Kapazitätzahlungen erhalten, da die verfügbare Systemkapazität den Spitzenlastbedarf derzeit um über 30 Prozent übersteigt. Die Sensitivitätsanalyse in Abbildung 6 zeigt, dass sich der Kapitalwert eines solchen Projekts drastisch erhöht, wenn von einem geringeren Deckungsindex ausgegangen wird. Dennoch können selbst die maximal

möglichen Kapazitätzahlungen das Projekt allein nicht finanzieren.

Lehren für Deutschland

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse von neuen Gas- und Dampfkraftwerken auf dem spanischen Kapazitätsmarkt können dessen Funktionalität infrage stellen. Die Kapazitätzahlungen in einem Szenario,

in dem die Systemkapazität gerade dem Spitzenlastbedarf entspricht, bieten dem Zubau von Reservekapazitäten keinen ausreichenden Investitionsanreiz. Ohne zusätzlichen Anreiz werden Energiekonzerne jedoch kaum in unprofitable, wenn auch notwendige Kraftwerke investieren, was die Versorgungssicherheit gefährdet.

zur Person

Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat

- Jahrgang 1963
- seit 2001 Professur am Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen (elenia) der TU Braunschweig und 2005 Übernahme der Institutsleitung
- Wissenschaftlicher Beirat der Carbon-Scout KG

Johannes H. Diedrich

- Jahrgang 1982
- Diplom-Wirtschaftsingenieur, TU Braunschweig
- seit 2011 Geschäftsführer Unternehmensentwicklung der Carbon-Scout KG
- diedrich.johannes@carbon-scout.com

Benjamin Munzel

- Jahrgang 1984
- Diplom-Wirtschaftsingenieur der TU Braunschweig und Master of Business Administration (MBA) der University of Rhode Island, USA
- seit 2011 Geschäftsführer F&E der Carbon-Scout KG
- munzel.benjamin@carbon-scout.com

Bei der Ausgestaltung eines möglichen Kapazitätsmarktes in Deutschland kann aus diesen Ergebnissen gelernt werden. Die Kopplung der Kapazitätzahlungen an vorhandene Reservekapazitäten ist sicherlich sinnvoll. Eine Abschätzung der Auslastung von neuen Kraftwerken, die in Deutschland ähnlich niedrig wie in Spanien zu erwarten ist, muss dringend in die Festlegung der Kapazitätzahlungen einfließen.

Die spanische Photovoltaikindustrie sieht sich neben der Deckelung der Förderung drastisch sinkenden Einspeisevergütungen gegenüber. Photovoltaikanlagen stellen sich folglich als unattraktiv und unwirtschaftlich dar. Bei der aktuellen Diskussion in Deutschland sollten auch hier die Auswirkungen einer solchen Doppelbelastung berücksichtigt werden. ■

Bauzeit (a)	Nutzungsdauer (a)	Abschreibungszeitraum (a)	Investition (Mio. Euro)	Betrieb und Instandhaltung (Mio. Euro/a)	Einspeisetarif (Ct/kWh) *****	Marktpreis (Ct/kWh)	Marktprämie *****
1	25	13	40	0,22	13,03		-
3	30	15	300	4,08	26,94	5,18	25,04 Ct/kWh
3	30	15	275	1,12			
3	30	15	240	3,00			
1	25	13	60	1,58	7,32	4,78*****	2,93 Ct/kWh
2	30	15	236	fix: 5,52 Mio. Euro/a	-	5,18	0,00 Mio. Euro/a
				variabel: 35 Ct/kWh zzgl. Brennstoff- und CO ₂ -Kosten***			

*****unter der Annahme, dass im Vergleich vermehrt zu Baseloadpreisen (nachts) eingespeist wird; ***** im ersten Förderzeitraum; Deckungsindex: 1,31 (Durchschnittswert seit Einführung Kapazitätsmarkt)