



AUSGABE 108
September 2012

ANALYSEN & ARGUMENTE

Ordnungspolitische Perspektiven zur Bezahlbarkeit der Energiewende

Christian Hübner

Deutschland hat sich mit der Energiewende eine umfassende energetische Transformation verordnet, die weite Teile der Gesellschaft betrifft. In der gegenwärtigen öffentlichen Debatte um ihr Gelingen stehen dabei vor allem ihre Kosten im Mittelpunkt. In der Strompreisbildung zeigt sich dieser Umstand z. B. in Form des großen Anteils von Steuern und Abgaben. Diesen Staatseinfluss gilt es zu verringern. Ein Bestandteil des Strompreises sind auch die auf den Verbraucher umgelegten Subventionen für Erneuerbare Energien (EE). Das auf Mindestabnahmepreisen beruhende Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gibt dafür den Ausschlag. Eine Alternative wäre das Quoten-System, bei dem der Staat sich ausschließlich auf die Menge an EE am Strommix konzentrieren würde und keine Eingriffe im Preissystem vornähme. In Bezug auf mögliche Stromangebotsengpässe in der Zukunft wird zudem die Einführung von Kapazitätsmechanismen zur Sicherung eines ausreichenden Stromangebotes diskutiert. Die Möglichkeiten, die sich durch Stromimporte in der EU ergeben, werden dabei leider fast vollständig ausgeblendet. Insgesamt zeigt sich, dass die Energiewende eine stringente am Allgemeinwohl orientierte Ordnungspolitik erfordert. Ziel muss es sein, einen Rahmen zu setzen, der den Einfluss des Staates auf den Energiemarkt reduziert und mehr Wettbewerb schafft. Gleichzeitig dürfen keine neuen Pfadabhängigkeiten geschaffen werden. Die Energiewende kann langfristig nur erfolgreich sein, wenn EE im Vergleich zu fossilen Energieträgern konkurrenzfähig sind.

Ansprechpartner

Dr. Christian Hübner
Koordinator Umwelt, Klima, Energie
Hauptabteilung Europäische und Internationale Zusammenarbeit
Telefon: +49(0)30 2 69 96-35 74
E-Mail: christian.huebner@kas.de

Postanschrift

Konrad-Adenauer-Stiftung, 10907 Berlin

www.kas.de
publikationen@kas.de

ISBN 978-3-944015-07-1



Konrad
Adenauer
Stiftung



INHALT

3 | EINLEITUNG

3 | STROMPREISE UND STROMERZEUGUNGSKOSTEN

4 | FÖRDERREGIME UND STROMMARKT

7 | STROMANGEBOT UND KAPAZITÄTSMCHANISMEN

8 | SCHLUSS

8 | LITERATUR



EINLEITUNG

Schon über ein Jahr ist es her, dass die Bundesregierung den vorgezogenen Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022 beschlossen und damit die Energiewende auf eine neue Grundlage gestellt hat. Im Verlauf der letzten Monate wurden dazu kontroverse Debatten geführt. Vor allem mit Blick auf den Winter 2011 schien oftmals die latente Hoffnung mitzuschwingen, dass doch ein Stromausfall eintreten möge, um der Energiewende-Euphorie einen Dämpfer zu geben. Auch wenn es manchmal knapp war, trat ein *Black Out* nicht ein. Deutschland sah sich sogar in der Lage, trotz der Abschaltung der Kernkraftwerke, Strom zu exportieren. In der aktuellen Diskussion steht indes die Frage über die Kosten der Energiewende im Vordergrund. Neben den zusätzlichen finanziellen Belastungen, die für den notwendigen Netzausbau zu erwarten sind, kreist die öffentliche Aufmerksamkeit dabei vor allem um die rasant steigenden Kosten des Ausbaus der EE, die auf den Strompreis für Verbraucher umgelegt werden. Sie stehen mittlerweile sinnbildlich für die Bezahlbarkeit der „Energiewende“ als Ganzes.

Für die Politik entsteht daraus die Herausforderung, die Kosten des Generationenprojekts „Energiewende“ auf einem gesellschaftlich akzeptablen Niveau zu halten. Aus der ordnungspolitischen Perspektive bieten sich dafür eine Vielzahl von Möglichkeiten an, die vor dem Hintergrund der gewaltigen Dimensionen der Energiewende jedoch sehr grundsätzliche Fragen zur Nutzung des Wettbewerbs als Instrument zur Kostenreduktion aufwerfen. Gleichzeitig beinhalten staatliche Eingriffe, die vor dem Hintergrund eines Marktversagens ihre Legitimation erhalten, auch die Gefahr des Missbrauchs, indem einseitige Interessen zu einseitigen Belastungen führen. Die Energiewende erfordert von Entscheidungsträgern die Umsetzung einer intelligenten und langfristig gedachten Ordnungspolitik. Auf Erfahrungswerte können sie dabei aber nur bedingt zurückgreifen.

STROMPREISE UND STROMERZEUGUNGSKOSTEN

Der steigende Einfluss des Staates auf den Strompreis und deren Zusammensetzung u. a. in Form von Steuern oder Abgaben gefährdet langfristig den marktwirtschaftlichen Erfolg von Erneuerbaren Energien.

Strompreise

In Deutschland setzt sich der Strompreis aus einer Vielzahl unterschiedlichster Komponenten zusammen. Ausgehend von der Stromerzeugung unterscheiden sich die Kostenbestandteile dabei zunächst nach der Art der Stromerzeugung. So ergeben sich beispielsweise Kosten durch den Erwerb von Brennstoffen wie Kohle, Gas oder Öl, deren Preise sich wiederum anhand ihrer nationalen und internationalen

Verfügbarkeit und Nachfrage bestimmen. Für die lokale Nutzung von EE wie Sonne oder Wind fallen diese Kosten hingegen nicht an. Im Fall der Nutzung von Biomasse wie z. B. Holz oder Mais können jedoch auch hier Brennstoffkosten entstehen. Bei der Stromerzeugung selbst fallen dann Investitions- und Betriebskosten durch die entsprechenden Kraftwerke an. Im Falle der Nutzung von fossilen Energieträgern zur Stromerzeugung müssen in Europa noch Emissionszertifikate erstanden werden, da die Freisetzung von klimaschädlichen Treibhausgasen durch das europäische Emissionshandelssystem limitiert ist. Hinzu kommen Kosten für den Vertrieb und die Verwaltung. Damit der Strom dort hingeleitet wird, wo er verbraucht wird, müssen in Deutschland zudem Transportkosten (Netznutzungsentgelte) an die Netzbetreiber bezahlt werden. Teilweise verlangen Kommunen zusätzlich Konzessionen, wenn der Strom durch ihre Gebiete geleitet wird. Für die Nutzung von EE und der Kraft-Wärme-Kopplung¹ werden zudem indirekt Subventionen gewährt, die ebenfalls als zusätzliche Kosten auf den Strompreis umgelegt werden. Darüber hinaus sind Strom- und Energieträgersteuern zu entrichten, die oft unter dem Begriff „Ökosteuer“ zusammengefasst werden. Abschließend verlangt der Staat noch eine Mehrwertsteuer auf alle Bestandteile der Stromkosten.

Die Zusammenstellung der Kostenbestandteile zeigt, dass der Staat einen starken Einfluss auf die Höhe der Strompreise hat. Eine pauschale Aufschlüsselung der gegenwärtigen Strompreise beziffert den Staatseinfluss in Form von Steuern und Abgaben auf mittlerweile ca. 46 Prozent des Gesamtstrompreises.² Die aktuelle Entwicklung der Strompreise zeigt schon heute, dass der zunehmende Staatseinfluss auf die Strompreise zu einem Gesamtanstieg desselben führt. Die Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende werden diesen Anteil bei den gegenwärtigen Rahmenbedingungen vermutlich weiter erhöhen. Für Deutschland heißt das, dass die heimischen Stromkosten, die im europäischen Vergleich schon relativ hoch sind, noch einmal steigen werden. Mit Blick auf den Industriestandort Deutschland könnten sich daraus ernsthafte Konsequenzen für die Industrie ergeben.

Stromerzeugungskosten

Eine günstige Form der Strombereitstellung in Deutschland ist gegenwärtig durch die Nutzung von Kernkraftwerken gegeben, da diese bestimmte Kosten wie z. B. den Erwerb von Emissionsrechten nicht beinhalten und sie aus betriebswirtschaftlicher Sicht abgeschrieben sind. Erst danach folgen Kohle- und anschließend Gaskraftwerke. Ein Vergleich der Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern mit denen aus EE zeigt, dass durchaus eine Annäherung zu beobachten ist. Vor allem die Kosten der Stromerzeugung aus EE haben sich stark verringert. Hierbei ist insbesondere die Entwicklung der Stromerzeugungskosten der Windkraft



an Land (*Onshore*) zu nennen. Im Vergleich zu neuen Gaskraftwerken können sie unter bestimmten Umständen identisch sein. Eine Entwicklung, die Mut macht und zeigt, dass das Ziel der wirtschaftlichen Erschließung von EE nicht allzu weit entfernt liegt. Ausschlaggebend für diese Entwicklung sind mit Blick auf die Kosten der Energieausbeute zunehmend effizientere Windkraftanlagen. Eine vergleichbare Entwicklung ist auch bei Photovoltaikanlagen zu beobachten, obwohl diese Technologie unter den EE eine sehr teure Variante darstellt und im Vergleich zu den fossilen und nuklearen Energieträgern noch weit von der Konkurrenzfähigkeit entfernt ist.

Aus der aktuellen Entwicklung der Stromerzeugungskosten und den Strompreisen ergibt sich die Schlussfolgerung, dass Strom aus EE durchaus marktfähig sein kann. Die entscheidende Frage ist deshalb, was geschehen kann, damit vergleichbare Entwicklungen bei den anderen EE ebenfalls eintreten. Grundsätzlich ist mit Ausnahme der Wasserkraft bei fast allen EE eine Reduktion der Stromerzeugungskosten zu beobachten. Allerdings war auch zu erkennen, dass es in den einzelnen Branchen durchaus unterschiedliche Bereitschaften gab, in Forschung und Entwicklung zu investieren. Die jüngsten Einbrüche in der Solarindustrie zeigen dabei, dass Unternehmen sich sehr unterschiedlich auf staatliche Unterstützung einstellen bzw. sich in Abhängigkeiten begeben. Für den Staat folgt daraus, dass bei der gegenwärtigen Förderung von EE zwischen der Notwendigkeit einer langfristigen Planungssicherheit für Unternehmen und den aktuellen Kostenentwicklungen im In- und Ausland bei der Bereitstellung von EE genau abgewogen werden muss, damit keine Fehlentwicklungen entstehen. Auf der anderen Seite ist es aber auch denkbar, dass die Effizienz und die Effektivität von Kohle- und Gaskraftwerken noch gesteigert werden kann, sodass deren Stromerzeugungskosten sinken und die Klimaverträglichkeit steigen könnte. In Deutschland spielen neue Kohle- und Gaskraftwerke für die verarbeitende Industrie aber nur noch eine untergeordnete Rolle, da für sie langfristig aufgrund der Ziele der Energiewende keine Perspektive existiert. Ein Umstand, der mit Blick auf die Sicherung der Energieversorgung für den Übergang in das Zeitalter der EE für großen Unmut sorgt. Kohle- und Gaskraftwerke werden in dieser Zeit nämlich eine wichtige Brückenfunktion zur Sicherung der deutschen Stromversorgung einnehmen müssen.

Die Stromerzeugungskosten von EE und aus fossilen Energieträgern sind in Deutschland aber auch durch Unsicherheiten geprägt. EE im Bereich der Windkraft und der Sonnenenergie sind nur unregelmäßig verfügbar, eine effiziente, langfristige Speicherung ist noch nicht möglich. Fossile Energieträger sind hingegen langfristig speicherbar und damit ständig verfügbar. Allerdings unterliegt ihre Verfügbarkeit bei der Beschaffung als Brennstoff volatilen Marktpreisen,

und die langfristige Entwicklung der Preise ist gegenwärtig kaum absehbar. Neue technologische Fördermöglichkeiten für Schiefergas, die in einem umfassenden Maße in den USA, aber auch in Europa vorhanden sind, lassen eine Renaissance der Gas-Nutzung zur Stromerzeugung vermuten. Inwiefern diese in Europa aber genutzt werden kann, ist vor dem Hintergrund der damit verbundenen Umweltbeeinträchtigungen zweifelhaft. Fossile Energieträger verursachen bei der Stromerzeugung aber auch klimaschädliche CO₂-Emissionen. In Europa müssen dafür CO₂-Emissionszertifikate gekauft werden, die ihre Nutzung für die Stromgestehung wiederum verteuern. Eine Alternative, die in diesem Zusammenhang diskutiert wird, ist die Abtrennung von klimaschädlichen CO₂-Emissionen bei der Nutzung fossiler Energieträger (*Carbon Dioxide Capture and Storage, CCS*). Aus Sicht des Klimaschutzes ist das sicherlich ein sinnvoller Ansatz. Allerdings würden die Kosten dadurch noch einmal erheblich steigen. Außerdem ist nicht klar, was mit den abgetrennten CO₂-Emissionen geschehen soll. In der Diskussion und bereits in der praktischen Erprobung sind Einlagerungen von CO₂-Emissionen in tiefe Erdschichten. Problematisch daran ist die mangelnde öffentliche Akzeptanz einer solchen Maßnahme. Es besteht die Angst, dass nicht absehbar ist, welche langfristigen Konsequenzen die eingelagerten Emissionen für die Region haben.

Mit Blick auf die Strompreise zeigt sich, dass die Kostenreduktion bei den EE und fossilen Energieträgern allein nicht reicht, um die Energiewende bezahlbar zu gestalten. Steuern, Abgaben und Umlagen dominieren zunehmend die Strompreise und gefährden damit die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandortes Deutschland. Deshalb muss auch darüber nachgedacht werden, inwiefern der Staatseinfluss auf den Strompreis und seine Zusammensetzung im Zuge der Energiewende systematisch reduziert werden kann, damit sich mehr Wettbewerb in der Strombereitstellung herauskristallisiert. Ziel muss es sein, dass Deutschland sich im internationalen Vergleich langfristig behaupten kann. Dies gelingt nur, wenn die EE in eine echte wirtschaftliche Konkurrenz zu fossilen Energieträgern treten können.

FÖRDERREGIME UND STROMMARKT

Die Ziele der Energiewende verlangen einen überlegten Wechsel des gegenwärtigen Förderregimes für Erneuerbare Energien hin zu mehr Wettbewerb.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Strommarkt

In Deutschland nimmt der Staat durch die Privilegierung von EE und der einseitigen Verteilung dieser Kosten auf die Stromverbraucher erhebliche Eingriffe in das Marktgeschehen vor, die sich sehr unterschiedlich auf den Strompreis auswirken.



Für EE herrscht in Deutschland ein Einspeisevorrang, der durch das EEG geregelt ist. Darin sind auch die garantierten Mindestabnahmepreise für die verschiedenen EE wie Strom aus Windkraft, Sonnenenergie oder Biomasse enthalten. Diese sind im Zeitverlauf degressiv angelegt, das heißt, sie nehmen über die Jahre hinweg langsam ab. Da die Kosten für bestimmte EE über den Kosten der Bereitstellung von Strom durch andere, z. B. fossil befeuerte Kraftwerke liegen, müssen sie subventioniert werden. Dieser Subventionsbetrag stellt einen Teil der Kosten dar, der dem Ausbau der EE geschuldet ist. Die Finanzierung dieser Subventionen erfolgt durch eine Umlage auf den Stromverbraucher und stellt damit einen Kostenfaktor dar, der den Strompreis prägt. Allerdings gibt es dabei Ausnahmen, z. B. fällt die Umlage für stromintensive Industrien viel geringer aus. Hintergrund dafür ist die Berücksichtigung von Industrien, die in einem hohen internationalen Wettbewerb stehen und deshalb keiner zusätzlichen Belastung ausgesetzt werden sollen. Außerdem nehmen sie wesentlich mehr Strom als andere Verbraucher ab, so dass eine hohe Umlage für sie schnell zu außerordentlichen Kosten führen könnte. Energieintensive Industrien besitzen aus diesem Grund auch viele weitere Privilegien in Form von Ausnahmeregelungen und Begünstigungen innerhalb der „Ökosteuern“. Die Sonderregelungen der energieintensiven Industrien sind aber auch nicht unproblematisch. Durch diese Ausnahmen verringert sich die Gruppe derer, die durch den Ausbau der EE anfallende Subventionen bezahlen muss. Insbesondere private Stromverbraucher und kleinere bis mittelständische Unternehmen erfahren dadurch deutliche Mehrbelastungen.

Verbraucher (Industrie und Privathaushalte) beziehen ihren Strom in Deutschland über einen Stromanbieter ihrer Wahl, der den Strom wiederum an der Leipziger Strombörse EEX einkauft. Das gesamte Stromangebot setzt sich als Summe aus allen Kraftwerken zusammen, die Strom anbieten (Leistungskapazitäten). Die Reihenfolge dieser Kraftwerke ergibt sich dann aus der Höhe der Kosten der Bereitstellung von Strom für die Energieunternehmen (*Merit Order*). Angefangen wird mit dem Kraftwerk, das die geringsten Kosten für die Bereitstellung von Strom aufweist. In der Praxis nehmen dabei Kern- und Braunkohlekraftwerke den ersten Platz ein, gefolgt von Steinkohle- und Gaskraftwerken. Der endgültige Strompreis, zu dem der Strom gekauft werden kann, entspricht dann den Kosten des letzten Kraftwerkes, das gerade noch zugeschaltet werden muss, um die gesamte Stromnachfrage zu bedienen. In der Folge machen Kraftwerke, die besonders günstig Strom anbieten (z. B. Kernkraftwerke), sehr hohe Gewinne.

In Deutschland kommen noch die Erneuerbaren Energien hinzu. Sie genießen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gegenüber den fossilen und nuklearen Energieträgern

einen Einspeisevorrang. Sie sollen bei der Nachfrage nach Strom als erstes verwendet werden. Infolgedessen steigt das Angebot an Strom durch die zusätzlichen EE insgesamt, was wiederum dazu führt, dass nicht mehr alle Kraftwerke für die Strombereitstellung gebraucht werden. Die Stromnachfrage wird durch das bestehende Stromangebot übertraffen. Als erstes fallen dann die teuersten Kraftwerke (z. B. Gaskraftwerke) vom Anbietermarkt und, je nach Menge an eingespeister EE, auch die zweitteuersten. Da das teuerste, gerade noch den Bedarf deckende Kraftwerk aber auch den Strompreis bestimmt, führt die Einspeisung von EE, die die teuersten Kraftwerke aus dem Markt drängen, auch dazu, dass der Strompreis insgesamt sinkt. Der Strompreis an der Börse sinkt also kurzfristig, wenn an sonnen- und windreichen Tagen viele EE eingespeist werden. Dieser Vorgang wird auch *Merit-Order*-Effekt genannt. Dieser Effekt kann, sofern die Stromnachfrage sehr gering ist und gleichzeitig sehr viel Strom aus EE eingespeist wird, zu der paradoxen Situation führen, dass Strom nichts kostet und der Stromkäufer sogar für die Stromabnahme bezahlt wird. Es entstehen also negative Strompreise.

Die Kosten des EEG als Bestandteil des Strompreises ziehen auch Wechselwirkungen mit dem Strompreis an der Börse nach sich. So führt ein hoher Strompreis an der Börse zu einer geringeren EEG-Umlage. Dieser Umstand ergibt sich daraus, dass der eingespeiste Strom aus EE wie der Strom aus fossilen Energieträgern zum aktuellen Börsenpreis vergütet wird. Erfolgt der Verkauf von Strom aus EE bei einem hohen Börsenpreis, dann kann auch ein Teil der EEG-Kosten, der sonst auf den Stromverbraucher umgelegt worden wäre, dadurch kompensiert werden. Andererseits führt ein niedriger Strompreis dann aber auch zu höheren EEG-Kosten, die den Stromverbrauch via Umlage belasten.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das EEG einen umfassenden Einfluss auf den Strommarkt in Deutschland besitzt. Es sorgt zunächst dafür, dass EE überhaupt für die Stromerzeugung verwendet werden. Zudem sind kurzfristig durchaus positive Effekte zu beobachten, wie etwa hohe Strompreise, die zu einer Verringerung der EEG-Umlage führen. Allerdings stellt das EEG auch einen Eingriff in das Preissystem eines Marktes dar, was dazu führt, dass Strom aus EE nicht unter Wettbewerbsbedingungen angeboten wird. Die gegenwärtigen Kosten der EE könnten unter marktwirtschaftlichen Bedingungen vermutlich viel geringer sein – wenn sie denn wettbewerbsfähig wären. Ein zweites großes Problem stellt die technologische Restriktion des EEG dar. Es fördert im Vorhinein festgelegte Technologien zur Nutzung von EE, sodass dem Markt als Entdeckungsverfahren für günstigere Technologien kein Raum für Innovation gegeben wird. Es wäre durchaus denkbar, dass es noch Technologien zur Nutzung von EE gibt, die wir noch nicht



kennen. Somit berauben wir uns selbst um etwaige kostengünstigere Alternativen. Das Kernproblem am EEG liegt aber wohl darin, dass es trotz starker Reduktion der Mindestabnahmepreise für EE nicht gelungen ist, die Gesamtkosten zu reduzieren.

Quoten-System

Eine Alternative zum EEG ist das Quotenmodell. Wie der Name bereits andeutet, wird dabei eine verpflichtende, staatliche Quote für die Nutzung von EE zur Stromerzeugung angesetzt. Mit Blick auf die Energiewende könnte sich diese Quote dann an deren Zielen orientieren. Der Unterschied zum EEG ist, dass der Staat dabei nicht in den Preismechanismus eingreift, sondern nur ein ökologisches Ziel, z. B. den Anteil der EE am Stromangebot, vorgibt. Die Quote müsste dann auf die entsprechenden Stromakteure (z. B. Stromanbieter, Stromversorger, Verkäufer oder Verbraucher) heruntergerechnet werden. Gegenwärtig hätten Anbieter von EE höhere Stromerzeugungskosten auf einem Markt, auf dem auch Strom aus fossilen Energieträgern angeboten wird, sodass sie vermutlich keine Abnehmer für ihren teuren Strom finden würden. Das Quotenmodell sieht deshalb noch ein Zertifikate-Element vor. Anbieter von Strom aus EE würden dann für eine bestimmte Menge Strom aus EE Zertifikate erhalten. Diese Zertifikate sind zum einen eine Kontrollinstanz für die Einhaltung der Quote durch den Staat – der Staat prüft in regelmäßigen Abständen, ob die Zertifikate vorhanden sind. Wenn nicht, müssten z. B. Stromversorger, sofern sie die Zertifikate nachweisen müssen, Strafzahlungen leisten. Zum anderen erhält der Anbieter von EE eine neue Einnahmequelle durch den Verkauf dieser Zertifikate an die anderen Stromakteure, die ebenfalls Zertifikate nachweisen müssen. In der Konsequenz würden sich im Quotenmodell diejenigen Anbieter von Strom aus EE am Markt durchsetzen, die ihn zu den geringeren Kosten bereitstellen können. Es käme auch nicht mehr zu einer einseitigen Förderung von bestimmten EE wie z. B. Wind, Biomasse oder Photovoltaik. Vermutlich würden sich diejenigen EE durchsetzen, die die geringsten Stromerzeugungskosten aufweisen. Diese würden sich dann wiederum in geringen Strompreisen für den Verbraucher niederschlagen. In Europa gibt es bereits einige Beispiele für Quoten-Systeme, wobei Schweden dem Idealmodell vermutlich am nächsten kommt.

Mit Blick auf die deutsche Energiewende würden die Kosten des Quotenmodells für den Stromverbraucher aufgrund des stärkeren Wettbewerbs vermutlich sinken. Zwar fänden sich die Kosten aus der Quote in den Strompreisen wieder, da die Stromakteure sie einpreisen würden, eine Umlage, wie sie im EEG zu finden ist, wäre aber nicht mehr notwendig. Mit Blick auf eine steigende Quote, die sich beispielsweise an den Zielen der Energiewende orientiert, wären aber auch

hier vermutlich Stromkostensteigerungen für den Verbraucher zu erwarten. Allerdings könnten die größeren Freiheitsgrade am Markt zu Innovationen anhalten und zu einer wesentlich schnelleren Kostenreduktion führen. Ein marktverzerrender Staatseingriff bliebe die Quote dennoch. Die Adressierung der Quote ist eines der schwierigsten Elemente in der politischen Umsetzung eines entsprechenden Modells. Nach dem Verursacherprinzip – Verursacher haften für Umweltschäden – müsste die EE-Quote den Stromverbrauchern aufgetragen werden. Sie nutzen heute Strom aus fossilen Quellen, der wiederum Klima- und Umweltschäden zur Folge hat. Gleichzeitig profitieren sie von einer intakten Umwelt. Die Quote wäre ein Äquivalent zu den Umweltschäden und ist deshalb den Stromverbrauchern anzutragen. In der Praxis wäre so etwas aber nicht umsetzbar, da die Stromversorger diese Aufgabe übernehmen müssten. Ein Blick auf die mögliche Verteilung der Kosten ist schwer abzusehen. Allerdings scheint es plausibel, dass energieintensiven Industrien auch hier Ausnahmen zugesichert werden. Wie das geschehen könnte, hinge dann maßgeblich von der Ausgestaltung eines möglichen Quoten-Systems ab.

Ein unmittelbarer Vergleich der Instrumente zeigt, dass es aus ordnungspolitischer Sicht sicherlich sinnvoller wäre, mittel- bis langfristig ein anderes Förderregime für EE zu nutzen. Um mehr Wettbewerb und Innovation zu ermöglichen, könnte das Quoten-Modell dafür in Frage kommen. Der Staat würde sich dabei lediglich auf eine verpflichtende Quote von EE am Stromverbrauch konzentrieren und den Rest dem Markt überlassen. Mit Blick auf die gegebenen Umstände scheint es aber nicht verwunderlich, dass sich das EEG in Deutschland durchgesetzt hat. Die Gefahr eines Quoten-Modells liegt vor allem darin, dass sich eine bestimmte EE aufgrund von Kostenvorteilen so stark durchsetzt, dass andere Varianten keine Chance erhalten. EE haben insbesondere in Deutschland umfassende kulturlandschaftliche Auswirkungen, wie die *Verspargelung* mit Windmühlen oder der monokulturelle Anbau von Energiepflanzen zeigen. Ein einseitiger Ausbau würde die Akzeptanz für EE stark einschränken. Andererseits hat sich Deutschland mit der Energiewende ein langfristiges Ziel gesetzt, das den EE die Zukunft einräumt. Es geht dann nicht mehr nur darum, EE-Anteile von zehn Prozent zu erreichen. Über 50 Prozent sollen es in der Zukunft sein. Hier stellt sich dann durchaus die Frage, ob das EEG noch als Rahmen geeignet ist. Die Kosten sind trotz starker Reduktionen der Mindestabnahmepreise im EEG gestiegen. Ein Weg zur Kostenreduzierung wäre mehr Wettbewerb, der im Quoten-Modell stärker zur Geltung käme. Ein Übergang vom EEG auf ein anderes Förderregime, wie z. B. dem Quoten-System, darf aber nicht übereilt erfolgen. Er sollte wohlgedacht sein und den langfristigen Herausforderungen entsprechen.



STROMANGEBOT UND KAPAZITÄTSMECHANISMEN

Der Debatte zur Einführung von Kapazitätsmechanismen zur Sicherung eines ausreichenden Stromangebotes sollte eine umfassende Debatte über deren Notwendigkeit und mögliche Alternativen vorangestellt sein.

Mit den Beschlüssen zur Energiewende hat auch die Debatte über die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen neue Nahrung erhalten. Kapazitätsmärkte für Strom können notwendig sein, wenn es der Markt allein nicht schafft, ein ausreichendes Stromangebot zu gewährleisten – ein Aspekt, der für ein energieintensives Industrieland wie Deutschland von besonderer Bedeutung ist. Ein mangelndes Stromangebot kann auftreten, wenn es für die Energieversorger in Deutschland keinen Anreiz gibt Strom anzubieten, es sich also für sie nicht lohnt, in Kraftwerke zu investieren. Solche Investitionszurückhaltungen sind tatsächlich schon heute insbesondere mit Blick auf die Ziele der Energiewende zu beobachten. Dort sind langfristig keine Perspektiven für fossile Energieträger vorgesehen. Für den Übergang sind aber gerade moderne, fossilbefeuerte Kraftwerke notwendig, um mögliche Stromangebotsengpässe zu verhindern. Es wäre natürlich fraglich, ob in Zukunft auch ein Kapazitätsmarkt notwendig ist, wenn ein Großteil der Stromversorgung auf den EE basiert. Bevor nämlich überhaupt über einen regulierenden Staatseingriff nachgedacht wird, sollte zunächst geprüft werden, welche Alternativen es dazu gibt. So erstaunt es doch, dass die Kapazitätsmechanismendebatte schon in einer besonders facetten- und detailreichen Art und Weise geführt wird. Europäische Möglichkeiten, die sich z. B. durch einen stärkeren Import von Strom ergeben könnten, sind fast gar nicht mehr im Gespräch. Eine kurzfristige Einführung wäre danach vielleicht gar nicht notwendig. Auch ist in der Diskussion nicht zu sehen, wie ein Kapazitätsmarkt unter den Rahmenbedingungen der Energiewende im Jahre 2050 langfristig aussehen muss. Hier sind weitere Überlegungen zwingend notwendig, bevor der Subventionstopf unter dem Credo der Energieversorgungssicherheit geöffnet wird.

Davon abgesehen sind aus der ökonomischen Perspektive heraus betrachtet zwei Varianten von Kapazitätsmechanismen denkbar. Zum einen käme ein preisbasierter Mechanismus in Frage. Danach würde der Staat zunächst die Menge an Stromerzeugungskapazitäten ermitteln, die notwendig wären, damit in einem Angebotsengpass Versorgungslücken ausgeglichen werden könnten. Anschließend würde er entweder selbst die entsprechenden Kapazitäten in Form von eigenen Kohle- oder Gaskraftwerken vorhalten und ggf. zuschalten oder privaten Unternehmen einen entsprechenden finanziellen Anreiz dafür liefern. In Spanien kommt beispielsweise ein preisbasierter Kapazitätsmechanismus zur Sicherung des Stromangebots zum Einsatz. Vereinfacht ausge-

drückt zahlt der Staat dort Betreibern von Kraftwerken mit besonders großen Kapazitäten für einen garantierten Zeitraum eine zusätzliche jährliche Prämie pro Megawatt. Damit wird ein Anreiz für das Vorhalten von Kapazitäten gegeben. Steigen aber die Gesamtkapazitäten z. B. durch Investitionen in neue Kraftwerke, sinken diese Zahlungen.

Eine andere Variante wäre ein mengenbasierter Mechanismus. Danach würde ebenfalls der Staat die notwendige Menge zur Überbrückung eines Stromengpasses ermitteln. Anschließend würde aber im Rahmen eines Wettbewerbs, etwa einer Auktion, ermittelt, wer diese Kapazitäten am günstigsten bereitstellen kann und daher den Zuschlag erhält. In der Praxis werden dann meist sogenannte Versorgungssicherheitsverträge abgeschlossen, die die sichere Lieferung von Strom garantieren. In Kolumbien ist ein klassisches Beispiel für das mengenbasierte Kapazitätssystem zu beobachten. Dort werden Optionskontrakte in einer Auktion veräußert, die für eine vertraglich gesicherte Energielieferung durch Kraftwerksbetreiber stehen. Die Auktionserlöse fließen als Optionsprämie an die Anlagenbetreiber. Sollte es nun zu einem Energieversorgungsengpass kommen, dann müssen an einen Optionskontrakt gebundene Anlagenbesitzer die entsprechende Energie bereitstellen. Die Optionskontrakte können zudem gehandelt werden.

Im Vergleich beider Ansätze zeigt sich zunächst der Nachteil eines preisbasierten Ansatzes: Er liegt darin, dass die staatlicherseits finanziell angereizte Kapazitätsmenge an Stromerzeugungskapazitäten zum Spielball der Politik werden könnte, um Strompreise zu beeinflussen. Eine politische Entscheidung für eine Ausweitung der vorgehaltenen Menge an Stromerzeugungskapazitäten würde sich beispielsweise unmittelbar auf das Angebot privater Stromanbieter auswirken. Sie bekämen staatliche Konkurrenz, der sie kaum etwas entgegensetzen könnten, so dass sie ihr Angebot zurückfahren müssten. In der Folge würden zwar die Strompreise sinken, gleichzeitig aber die Kosten der vorgehaltenen Stromerzeugungskapazitäten steigen, welche der Staat wiederum auf den Verbraucher umlegen oder über Ausgaben kompensieren könnte. Beim mengenbasierten Ansatz hingegen würde ein eigener Markt errichtet, auf dem sich ein bis dato nicht staatlich festgelegter Preis für die notwendige Menge vorgehaltener Stromerzeugungskapazitäten herausbilden könnte. Der Einfluss des Staates in die Preisbildung für Stromangebote wäre geringer. Wenn es um die praktische Machbarkeit geht, ist vor allem der preisbasierte Ansatz sehr verlockend, da er relativ schnell umsetzbar ist und mit Blick auf die Energiewende, die vermutlich zunächst nur für den Übergang einen Kapazitätsmechanismus braucht, auch schnell wieder absetzbar ist. Ein Kapazitätsmarkt hingegen ist wesentlich aufwendiger umzusetzen und schafft vermutlich umfassendere Pfadabhängigkeiten, die die Beantwortung der offenen Fragen zur Energiewende in der Zukunft stark ein-



engen könnten. Mit Blick auf die Ambitionen der EU, einen europäischen Energiebinnenmarkt zu schaffen, sollten jedoch unbedingt die europäischen Möglichkeiten in Betracht gezogen werden. Denkbar wäre dabei etwa ein gemeinsamer Kapazitätsmarkt.

SCHLUSS

Die steigenden Kosten des Ausbaus der EE werden zunehmend zu einem Hemmschuh für die Akzeptanz der Energiewende. Teile der deutschen Wirtschaft sehen sich durch die hohen Stromkosten im internationalen Wettbewerb benachteiligt und verlangen ein Eingreifen des Staates. Aus der ordnungspolitischen Perspektive gibt es eine Vielzahl von Möglichkeiten, die dem Staat für eine Kostenreduktion zur Verfügung stehen. Ein Ansatz ist es, den wachsenden Einfluss des Staates z. B. in Form von Steuern und Abgaben auf den Strompreis einzuschränken. Der langfristige marktwirtschaftliche Erfolg von EE, die durchaus schon teils erhebliche Kostenreduktionen bei der Stromerzeugung verzeichnen können, ist wettbewerblich kaum zu spüren. Eng damit verbunden ist auch die Frage, wie EE in Zukunft gefördert werden sollten. Das gegenwärtige System des EEG, das ihnen Mindestabnahmepreise garantiert, stößt an seine Grenzen. Und die im Rahmen der Energiewende anvisierten Ziele würden die Kosten darunter noch einmal in unkalkulierbare Höhen steigen lassen. Eine Alternative wäre das Quoten-System, bei dem der Staat sich ausschließlich auf die Menge an EE am Strommix konzentrierte und keine Eingriffe im Preissystem vornähme. In Bezug auf mögliche Stromversorgungsengpässe in der Zukunft wird zudem die Einführung von Kapazitätsmechanismen diskutiert. Möglichkeiten, die sich durch Stromimporte in der EU ergeben, werden dabei leider fast vollständig ausgeblendet. Aber selbst die Einführung von Kapazitätsmärkten, mithilfe derer Stromversorgungssicherheit wettbewerblich hergestellt werden soll, würde nur im europäischen Verbund wirklich effizient sein.

Für den Erfolg der Energiewende ist es wichtig, dass die Kosten in einem verträglichen Rahmen bleiben und die Belastungen insgesamt gerecht verteilt werden. Dem Staat stehen dafür eine Reihe von ordnungspolitischen Ansätzen und Instrumenten zur Verfügung. Grundsätzlich ist dabei aber eine gewisse Zurückhaltung anzuraten. Es wird nur darüber geredet, welche neuen Eingriffe der Staat vorzunehmen hat. Vielleicht wäre die Energiewende auch eine gute Gelegenheit, genau in die andere Richtung zu denken und dem Markt wieder mehr Spielraum zu gewähren.

LITERATUR

- *Bräuninger M. und Schulze S. (2012): Konsequenzen der Energiewende. Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI) und UniCredit (Hrsg.).*
<http://www.hwwi.org/fileadmin/hwwi/Publikationen/Studien/HWWI-Studie-Energiewende-2012.pdf>
- *Elberg C., Growitsch C., Höffler F., Richter J. und Wambach A. (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign – Endbericht (i. A. des BMWi). Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (Hrsg.).*
<http://www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/endbericht-untersuchungen-zu-einem-zukunftsfahigen-strommarktdesign,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>
- *Kost C., Schlegl T., Thomson J. und Mayer J. (2012): Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (Hrsg.). Renewable Energy Innovation Policy.*
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>
- *Mühlenhoff J. (2011): Kosten und Preise für Strom – Fossile, Atomstrom und Erneuerbare Energien im Vergleich. Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (Hrsg.).*
http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/52_Renews_Spezial_Kosten_und_Preise_online_01.pdf
- *Nicolosi M. (2012): Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland – Zwischenbericht. Umweltbundes Amt (UBA) und Ecofys (Hrsg.).*
<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/4221.pdf>

- 1| *Die Kraft-Wärme-Kopplung steigert den Grad der Energienutzung, indem bei der Stromerzeugung auch die ggf. anfallende Wärmeenergie z. B. für Heizzwecke genutzt wird.*
- 2| http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100311_PM_46_Prozent_des_Strompreises_sind_Steuern_und_Abgaben.