

## **Wechsel ja, Systemsprung nein – Weiterentwicklungsbedarf beim EEG**

Sven Bode und Helmuth Groscurth  
Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg  
www.arrhenius.de

erstellt für: Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?  
Reader zur Fachtagung der Agora-Energiewende, Berlin, 13.2.2013

### **Teil A: Effizienz und Effektivität des EEG**

#### 1) Rückblick und Ausblick

Das EEG steht unter Beschuss. Ineffektiv, ineffizient, teuer usw. heißen die Vorwürfe. Bevor auf diese Punkte eingegangen wird, seien die letzten 20 Jahre rückblickend zunächst noch einmal gewürdigt. Das EEG und sein Vorläufer, das Stromeinspeisegesetz, haben in den letzten 20 Jahren eine seiner Zeit wohl kaum für möglich erachtete Entwicklung bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geleistet. Rückblickend lässt sich auch sagen, dass dieses Instrument erfolgreicher als die Alternativen wie z.B. Quotenmodelle war. Ohne diesen Erfolg würden wir heute vermutlich weniger ernsthaft über eine Energiewende hin zu 80% oder mehr Strom aus erneuerbaren Energien (EE) diskutieren. Durch den Erfolg des EEG ist dies erst zu einer echten Option geworden. Allein es wäre falsch, aus dieser erfolgreichen Entwicklung der letzten 20 Jahre den Rückschluss zu ziehen, man müsse die nächsten 20 Jahre so weiter machen. Vielmehr gibt es verschiedene Gründe, die für eine rasche Anpassung sprechen.

Wenn im Kontext der Bewertung des EEG und eines möglichen Anpassungsbedarfs die Frage nach Effizienz und Effektivität aufkommt, so ist im gleichen Atemzug nach dem Ziel bzw. den Zielen zu fragen, an dem dies gemessen werden soll. Dabei werden möglicher Weise bereits Zielkonflikte deutlich, die die Frage nach Effizienz und Effektivität gleichsam schwerer beantworten lässt oder gar eine Antwort unmöglich macht. Ein Beispiel: Für Energieökonomien ist die Frage nach einer kostenminimalen Lösung unter gegebenen Randbedingungen natürlicher Ausgangspunkt ihrer Überlegungen. Daneben stehen andere mit Präferenzen für eine möglichst dezentrale Erzeugungsstruktur. Unter dem Motto „small is beautiful“ lehnen sie z.B. große (offshore) Windparks ab. Ein anderes Beispiel: Manche kritisieren das EEG, zielen aber weniger auf das Instrument selbst sondern vielmehr auf Ausbauziele der Bundesregierung - mit dem Verweis auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands.

Über Präferenzen lässt sich schlecht streiten, gleichwohl hilft die Kenntnis von Präferenzen manchmal besser zu verstehen, warum bzw. worüber man streitet.

#### 2) Investitionsanreize für Erneuerbare erforderlich

Wer eine Stromerzeugung von 80% aus erneuerbaren Energien haben will, muss dafür sorgen, dass entsprechende Anlagen gebaut werden. Bei der heutigen Organisation des Strommarktes in Deutschland bzw. der EU bedeutet dies, dass private Investoren Geld zur Finanzierung der entsprechenden Anlagen bereitstellen müssen. Nur wenn entsprechende Rückflüsse aus der Investition zu erwarten sind, werden diese – abhängig u.a. von ihrer Risikoneigung – entsprechende

Projekte angehen. In der Vergangenheit schuf das EEG die Rahmenbedingungen für die neuen Technologien, die teurer als konventionelle Anlagen und damit am Markt unwirtschaftlich waren. Für die Zukunft zeichnet sich ein anderes Bild ab. Auch wenn die Stromgestehungskosten der Erneuerbaren geringer als die konventioneller Anlagen sind, ergibt sich beim derzeitigen Marktdesign und dem gewünschten hohen Anteil an Erneuerbaren ein Erlösproblem: Immer wenn der Wind weht und die Sonne scheint, sinkt der Großhandelspreis für Strom systematisch. Während der Preis immer häufiger Null ist, wenn die EE-Anlagen produzieren, steigt er an, wenn der Wind nicht weht. Das erhöht zwar die Erlöschancen, nur produzieren in diesen Zeiten auch immer weniger EE-Anlagen, die dann von dem höheren Strompreis profitieren können. Es ist schlicht eine Frage der Annahmen über das Niveau des Strompreises in diesen Stunden, ob das Gesamtvolumen ausreichend ist, um die Kosten für die EE-Anlagen zu decken. Wer hohe Erdgaspreise unterstellt, kann diese Frage mit ja beantworten, bei geringeren Preisen fällt die Antwort negativ aus. Dabei lässt sich zum einen feststellen, dass die Preise für fossile Energien zurzeit nicht so hoch liegen, wie in der Vergangenheit unterstellt. Das Beispiel Erdgaspreis in den USA zeigt uns sogar, wie weit wir mit unseren Prognosen daneben liegen können. Ob ausreichend hohe Gesamterlöse am Markt für die Erneuerbaren erzielt werden können, ist somit offen. Außerdem ist festzuhalten, dass selbst wenn die gesamten Erlöse ausreichen, um die EE-Anlagen in Summe zu finanzieren, mit einer stark unterschiedlichen Verteilung zu rechnen ist. Wohl mögen beispielsweise die Erlöse für Windkraftanlagen an windstarken Standorten ausreichen, um eine marktfinanzierte Investition zu erlauben, für windschwache Standorte gilt dies nicht. Um den gewünschten Anteil von 80% zu ermöglichen, werden aber auch letztere gebraucht. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der EE verschlechtert sich weiter, wenn Speicher in die Analyse miteinbezogen werden.

Aus Sicht der Autoren sprechen daher mehr Argumente dagegen, dass es in einem Markt mit heutigem Design und angestrebten Anteilen von 80% ausreichend Investitionsanreize für erneuerbare Energien gibt. Somit brauchen wir heute und in Zukunft Investitionsanreize. Offen ist nun, wie diese Investitionsanreize ausgestaltet werden können.

### 3) Mengensteuerung erforderlich

Das EEG in seiner heutigen Form schafft Investitionsanreize über eine technologie-spezifische Vergütung. Abgesehen von Photovoltaik kann dabei für jede Technologie zunächst einmal unbegrenzt zugebaut werden. Für die PV gilt dies (vermeintlich) nicht. Zum einen gibt es einen atmenden Deckel, der die Vergütung als Funktion des Zubaus anpasst, der sich aber in der Vergangenheit regelmäßig als ineffektiv erwiesen hat. Darüber hinaus gibt es seit Sommer 2012 ein absolutes Ausbauziel von 52 GW, nach dessen Erreichung die Vergütung für Neuanlagen auf null Euro sinkt. Die Formulierung des § 65 a

*„Im Hinblick auf § 20b Absatz 9a über den erreichten und den weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie legt die Bundesregierung rechtzeitig vor Erreichung des Gesamtausbauziels einen Vorschlag für eine Neugestaltung der bisherigen Regelung vor.“*

lässt Zweifel an der Ernsthaftigkeit einer dauerhaften Deckelung zu.

Denkt man die Energiewende jedoch vom Ende her, so lässt sich folgendes feststellen: Sollen 80 % des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt werden, so lässt sich die dazu erforderliche Strommenge leicht abschätzen. Bei einem angenommenen Nettostromverbrauch von 500 TWh pro Jahr entsprechen 80 % einer Grünstrommenge von 400 TWh. (Von dieser Menge werden knapp 30% bereits heute von bestehenden Anlagen produziert.) Dieselbe Rechnung lässt sich selbstverständlich auch für andere Anteile berechnen, die früher oder später als 2050 erreicht werden sollen. Eines ist aber klar: in diesem Beispiel stellen die 400 TWh Strom die Obergrenze für die Strommenge aus allen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien dar. 400 TWh Gesamtmenge können also nicht bedeuten: 400 TWh aus Windenergie onshore, 400 TWh aus Windenergie offshore, 400 TWh aus PV etc. Das derzeitige EEG sieht an dieser Stelle keinerlei (glaubhaften) Mechanismus für eine Steuerung vor. Die Frage war zum Zeitpunkt seiner Einführung auch noch nicht relevant. Nach dem starken Wachstum von Windenergie, Bioenergien und Photovoltaik in den letzten Jahren ist es jedoch jetzt an der Zeit, diese Frage zu stellen. Das EEG in seiner heutigen Form ohne Obergrenzen (Caps) wird zu erheblichen Überkapazitäten und einer ineffizienten Aufteilung der Kapazitäten führen. Das verursacht hohe Kosten, was nicht im Interesse auch der stärksten Befürworter der Energiewende sein dürfte.

Die Einführung verlässlicher, technologiespezifischer Grenzen sowie für jede Technologie (sofern bestimmte Technologien gewünscht werden) ist geboten. Langfristige Bandbreiten sollten dabei kurzfristig in absolute Obergrenzen für den jährlichen Zubau überführt werden.

#### 4) Das Instrument zur Steuerung

Ein Blick in den umweltökonomischen Werkzeugkasten sieht für das Ziel einer Mengensteuerung ein sog. Quotensystem vor. Nicht zuletzt die Bundesratsinitiative der sächsischen Landesregierung vom Januar 2013 zeigt, dass dieser Ansatz durchaus Unterstützung hat. Ferner sind derartige Quotensysteme in verschiedenen Ländern implementiert. Gleichwohl ist festzuhalten, dass diese Systeme in Märkten mit geringen Anteilen an erneuerbaren Energien existieren. Es fehlt der Nachweis, dass eine umfassende Transformation eines fossil-nuklear dominierten Energiesystems hin zu 80% oder mehr erneuerbaren Energien damit erreicht werden kann. Kritisch ist insbesondere, dass – wie oben gezeigt – die Erlöse aus dem Verkauf von Strom systematisch sinken werden. Damit bliebe der Erlös aus dem Verkauf von Grünstromzertifikaten zur Refinanzierung der Investition. Da aber zumindest für Windkraft- und PV-Anlagen die Grenzkosten der Zertifikatgenerierung ebenfalls null sind, bleibt offen, wie der Preisbildungsmechanismus hierfür aussehen wird.<sup>1</sup> Die Erfahrungen aus der Preisentwicklung im EU-Emissionshandel zeigen ferner, wie volatil (und von politischen Einflüssen abhängig) derartige Märkte sein können. Mitunter werden hier – nach dem Preisverfall der letzten Monate – sogar wieder Preisuntergrenzen (über den rechtlichen Weg einer Steuer) diskutiert, um Investitionsanreize für emissionsarme Technologien zu schaffen. Vom theoretischen Ansatz würde das Mengeninstrument „Quotenmodell“ damit ad absurdum geführt. Von der praktischen Seite her, scheint das Quotenmodell nicht die versprochenen Anreize zu liefern – oder es wurde schlecht entworfen. Ob unter derartigen Randbedingungen mit einem Grünstromzertifikate-System Investitionen mit einem Zeithorizont von 20 Jahren oder länger getätigt werden, ist extrem

---

<sup>1</sup> Siehe hierzu auch Bode & Groscurth (2008) Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Förderungsinstrumenten, arrhenius Discussion Paper 1, Hamburg, März 2008

unsicher. Bei einem sofortigen Umstieg vom derzeitigen EEG zu einem Quotensystem wäre mit einer deutlichen Verlangsamung bei der Energiewende zu rechnen. Auch ist denkbar, dass die von Investoren zu erwartenden Risikoaufschläge zu höheren Kosten bei Zielerreichung führen.

Als Alternative bliebe z.B. das vom Arrhenius Institut vorgeschlagene Markt-Mengen-Modell.<sup>2</sup> Im Kern geht es darum, die Mengenvorgaben über Ausschreibungen zu realisieren. Investoren bieten für eine bestimmte Ausschreibung mit den Kosten pro erzeugter Kilowattstunde, die sie dann über einen längeren Zeitraum bekommen. Die Länge des Zeitraums sollte nicht kalendarisch, sondern über eine zu liefernde Energiemenge bestimmt werden, um den wirtschaftlichen Schaden von Abregelungen zu begrenzen. Die heute bestehende Vergütung auch im Falle der nicht Einspeisung von Strom würde aufgehoben.

Über die Ausschreibungen lassen sich nicht nur Mengen sondern auch regionale Präferenzen abbilden. Über die Gebote kommt ein wettbewerbliches Element in das System. Ferner wird auch systematisch zwischen dargebots-abhängigen (Windkraft, PV) und dargebots-unabhängigen (Bioenergien) Technologien unterschieden – für beide werden separate Vergütungssysteme vorgeschlagen. Das Verfahren für dargebots-unabhängige Technologien eignet sich im Übrigen grundsätzlich auch für konventionelle Kraftwerke, so dass hier ein einheitliches Marktdesign möglich würde.

#### 5) Das Bund-Länder-Problem

Wenn man den obigen Ausführungen zur Notwendigkeit der Einführung einer Mengensteuerung folgt, stellt sich die Frage, wie die Mengen im Einzelnen festgelegt werden können. Wie eingangs erwähnt, ist die Frage nach einem kosteneffizienten Ansatz dabei einer von mehreren. Ein weiteres wichtiges Problem besteht darin, dass die Interessen von Bund und Ländern sowie zwischen den Ländern bei der Festlegung von Mengen und insbesondere deren regionaler Steuerung weit auseinander liegen. Die Länder haben das Interesse, ihre jeweiligen Energie- und Klimaschutzprogramme eigenständig zu erarbeiten. Das fängt bei der Zielfestlegung für den Anteil erneuerbarer Energien oder von CO<sub>2</sub>-Emissionen an und hört beim gewählten Bilanzierungsansatz für Treibhausgasemissionen auf. Das Ergebnis sind länderspezifische Programme, die in Summe nicht zwangsläufig ein sinnvolles Ganzes ergeben. Auch haben die Bundesländer nicht per-se ein Interesse an einem kosteneffizienten Ansatz auf Bundesebene (und damit an geringen Stromkosten), vielmehr geht es häufig darum, Arbeitsplätze und Steueraufkommen im eigenen Bundesland zu maximieren.

Wenn also Mengen (für einzelne Technologien) vorgegeben werden sollen, so bleibt abzuwarten, wie vor dem Hintergrund der oben beschriebenen Gemengelage der politische Prozess dazu aussehen könnte. Notwendig erscheinen ein Mechanismus bzw. Zuständigkeiten derart, dass ein verlässlicher Rahmen für Investitionsentscheidungen gebildet wird, der einigermaßen unabhängig vom politischen Geschäft ist. Das Verfahren zur Erarbeitung des Netzausbauplans könnte hier wertvolle Anregungen bieten.

---

<sup>2</sup> Für Details siehe Bode & Groscurth (2011) Elemente für ein zukunftsfähiges Strommarktdesign, in: Schütz, D., Klusmann, B. (Ed.) Die Zukunft des Strommarktes Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien, S. 59 - 84

## 6) Kosteneffizienter Ansatz

Wenn man Ausbauziel von 80% in 2050 sowie die Notwendigkeit der Mengensteuerung akzeptiert, so bietet sich die Frage nach einem kosteneffizienten Ansatz zur Bestimmung der Anteile einzelner Technologien an. Dabei ist zu beachten, dass die einzelnen Technologien nicht auf Basis ihrer „eigenständigen“ Stromgestehungskosten bewertet werden. Vielmehr sind ihre Kosten im Gesamtsystem zu berücksichtigen. Beispielsweise sind die rechnerischen Stromgestehungskosten einer Photovoltaikanlage irrelevant, wenn die erzeugbare Strommenge nicht vollständig genutzt werden kann. Wird beispielsweise eine Batterie als Speicher verwendet, so sind die daraus resultierenden Kosten mit in die Berechnung einzuziehen. In diesem Zusammenhang sei auch darauf hingewiesen, dass das einzelwirtschaftliche Optimierungskalkül (Stichwort „Eigenbrauch von Strom aus PV-Anlagen“) nicht zwangsläufig mit einem kosteneffizienten Gesamtsystem vereinbar ist. Die Beantwortung der Frage nach einem kosteneffizienten Ausbaupfad gehört somit zu einer der dringendsten Aufgaben, die zügig diskutiert werden muss. In den Vorschlägen zur Strompreisebremse, der Bundesumweltminister Ende Januar vorgestellt hat, wurde dieser Aspekt im Übrigen nicht genannt.

## 7) Zusammenfassung

Es besteht dringender Handlungsbedarf bei der „Weiterentwicklung“ des EEG. Ob das politische Umfeld zurzeit das passende ist bzw. ob die Entscheidungsträger auf Bundes- und Landesebene die Notwendigkeit für ein durchdachtes Handeln, das über die nächsten 2 bis 5 Jahre hinausgeht, erkennen, scheint offen. Auf jeden Fall zeigen die oben gemachten Ausführungen, dass – ggü. dem jetzigen EEG - ein Systemwechsel von einer Steuerung über Vergütungen zu einer Mengensteuerung mit wettbewerblicher Preisbildung notwendig ist.

## **Teil B: Zeitablauf, Einzelschritte & Marktdesign-Diskussion**

Auch wenn das Verständnis von Marktdesign, Kapazitätsmärkten und –mechanismen zum Teil verschieden ist<sup>3</sup>, machen die Ausführungen aus Teil A deutlich, dass das EEG und seine Nachfolger in diese Diskussion gehören: Es geht im Wesentlichen darum, Investitionsanreize für Stromerzeugungsanlagen (inkl. Speichern) generell zu schaffen. Dabei ist die erwähnte Unterscheidung von dargebots-abhängigen und –unabhängigen Technologien besonders wichtig. Bioenergie-Anlagen haben mehr mit Gaskraftwerken gemeinsam als mit PV- oder Windkraftanlagen. Das Markt-Mengen-Modell als relativ konkreter Anreizmechanismus wurde oben erwähnt. Mit Blick auf den Handlungsbedarf bei konventionellen Kraftwerken (wie z.B. Gasturbinen) teilen die Autoren die Ausführungen der Herren Matthes und Schlemmermeier – Kapazitätsmechanismen sind auch für diese Anlagen notwendig.

---

<sup>3</sup> Siehe hierzu z.B. Agora (2012) Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt? Impulse, August 2012

Dies vorausgeschickt zeigt die nachfolgende Abbildung ein mögliches Ablaufschema für die nächsten Schritte der Energiewende und die Verzahnung der EEG- Diskussion mit derjenigen um die Kapazitätsmechanismen.

In diesem Zusammenhang sei noch einmal daran erinnert, dass wir Zukunft nicht vorhersagen können. Wenn wir dies wollten, müssten wir u.a. alle technischen Innovationen vorhersagen; und wenn wir diese vorhersagen könnten, wären es keine Innovationen mehr. Wir hätten sie ja schon heute. Insofern sollten wir bei der Ausgestaltung des Marktdesigns so vorgehen, dass möglichst viel Lernen ermöglicht wird (trial & error). Dazu brauchen wir auch etwas Gelassenheit und Bereitschaft, Regeln auch immer wieder einmal anzupassen. Wir werden heute kaum das perfekte System für 2050 entwerfen. Auf „feste Vergütungen forever“ sollte sich aber auf jeden Fall keiner mehr verlassen.

