

Die Strategie des Ausbaus erneuerbarer Energien: Befund, Analyse und Vorschlag

Fabian Schlueter
Lehmweg 50
DE-20251 Hamburg
fschlueter@gmx.net

I. Die wirtschaftspolitische Begründung des Ausbaus erneuerbarer Energien

In der Theorie der Wirtschaftspolitik ist es üblich, staatliche Eingriffe in den Markt mit einem Marktversagen zu begründen. Für den Eingriff des Staates in die Preisbildung des deutschen Strommarktes zu Zwecke der Förderung erneuerbarer Energien (EE) sind *drei Marktversagensstatbestände* relevant, die mit den *drei energiepolitischen Hauptzielen* korrespondieren.

i. Mangelnde Versorgungssicherheit bzw. das versorgungspolitische Marktversagen:

- Historisch: die deutsche Versorgungssicherheit der Energieversorgung ist durch die deutsche Importabhängigkeit bedroht (Weltkriegen, Ölkrise, Krim-Krise)
- Ökonomisch: private Investitionen in die Versorgungssicherheit sind aufgrund des Öffentliche-Gut-Charakters der Versorgungssicherheit tendenziell zu niedrig
- Politisches Ziel: Steigerung der Diversität und Autarkie der Energieversorgung durch einen systematischen EE-Ausbau (seit der Ölkrise 1973).

ii. Fehlender Umweltschutz bzw. das umweltpolitische Marktversagen:

- Historisch: Seit ihrem Aufkommen in den 70ern erreichte die Umweltbewegung 1992 erstmals die internationale Politikarena. Seit 1998 ist der Umweltschutz offizieller Bestandteil des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)
- Ökonomisch: Da die konventionelle Energieerzeugung externe Umweltkosten erzeugt (insb. CO₂ Emissionen), sind deren Erzeugungskosten volkswirtschaftlich gesehen zu niedrig, sodass es zu einer ineffizienten Überemission von CO₂ kommt.
- Politisches Ziel: Durch die Förderung der EE soll der Ausstoß von CO₂ gesamtgesellschaftlich gesenkt werden.

iii. Zu geringe Anpassungsfähigkeit bzw. das wettbewerbspolitische Marktversagen:

- Historisch: Von 1935 bis 1998 war Wettbewerb auf den Strommärkten durch die Regelungen des EnWG i.V. mit dem §103 GWB unterbunden
- Ökonomisch: Der fehlende Wettbewerb unterminiert Anreize für private Investitionen in neue Erzeugungstechnologien (EETs) → Innovationsschwäche des Sektors
- Politisches Ziel: Spätestens seit 1998 führen auch in Deutschland die Liberalisierungsbemühungen der europäischen Union zu Maßnahmen, die auf den Aufbau einer wettbewerbsfähigen (d.h. vielfältigen) Produktionsinfrastruktur zielen.

II. Die historische Ausgangslage in Deutschland: Die Einführung des StrEGs 1991

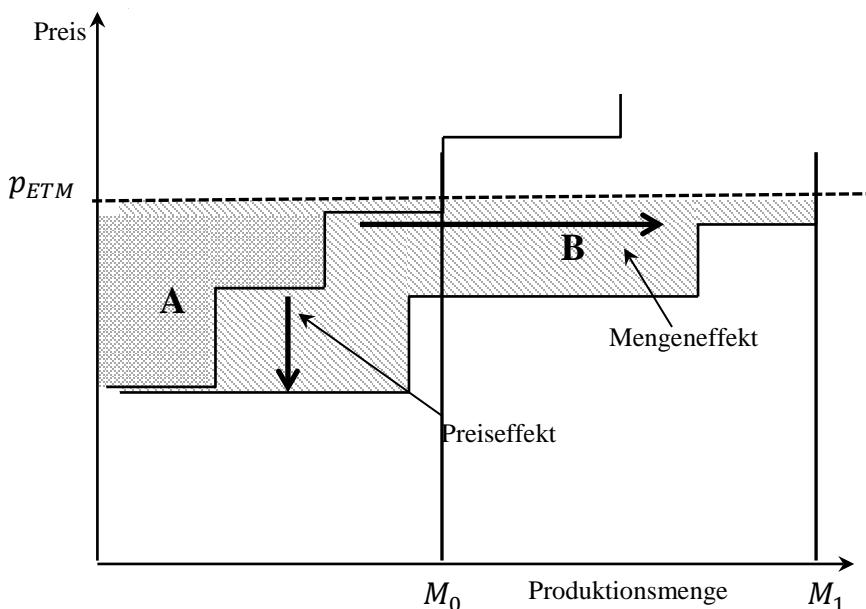
Ende der 80er Jahre trat neben das versorgungspolitische Ziel des EE-Ausbau zunehmend ein umweltpolitisches Ziel, das jedoch angesichts der vorherrschenden Marktstruktur *keine Aussicht auf entsprechende privatwirtschaftliche Investitionen* barg. Der deutsche Strommarkt nämlich wurde von vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen (EVUs) beherrscht, die

aufgrund der kartellrechtlichen Lage (EnWG + GWB) rechtlich abgesichert waren. Die EE zählten in diesem System der „vollintegrierten Gebietsmonopole“ zu den Eigenversorgern (EGEs), zu denen auch die DB oder die Kohlekraftwerke gehörten. Wie die EGEs wurde der EE-Strom nach einer Verbändevereinbarung vergütet und zwar in Höhe der bei den EVUs vermiedenen Kosten. Die *Vergütungen für EE-Strom* waren allerdings *zu niedrig*, als dass private Investitionen in EEs profitabel gewesen wären. 1987 urteilt das OLG Karlsruhe daraufhin, der niedrige Vergütungssatz für EEs sei *kartellrechtlich missbräuchlich*, ein Urteil, das der BGH 1991 bestätigen sollte. Um diese Situation zu ändern, beschloss der Gesetzgeber mit der Einführung des StrEGs die monopolistische Preissetzung durch eine *staatliche Preissetzungsstrategie* zu ersetzen. Seit diesem Zeitpunkt steuert Deutschland – wie mittlerweile 75 weitere Jurisdiktionen – den EE-Ausbau mit Hilfe eines Einspeisetarifmodells (ETMs).

III. Die polit-ökonomischen Risiken einer Preissetzungsstrategie

Das polit-ökonomische Hauptproblem einer Preissetzungsstrategie auf Basis eines ETMs besteht in der unabsehbaren Akkumulationsdynamik der Förderkosten. Dieses Problem lässt sich gut anhand einer Partialmarktbetrachtung des EE-Sektors illustrieren. Dabei entspricht die Angebotskurve den kurzfristigen Grenzkosten der EETs und weist demzufolge eine gestufte Struktur auf. Nachgefragt wird wegen des Einspeisevorranges jede produzierte Einheit EE-Strom. Der Preis ist fixiert. Die Produzentenrente (PR) ergibt sich als Fläche unter dem Preis p_{ETM} und der Angebotskurve (Abbildung 1). Die PR steht den Produzenten für künftige Investitionen (in F&E oder Mengenausweitungen) zur Verfügung.

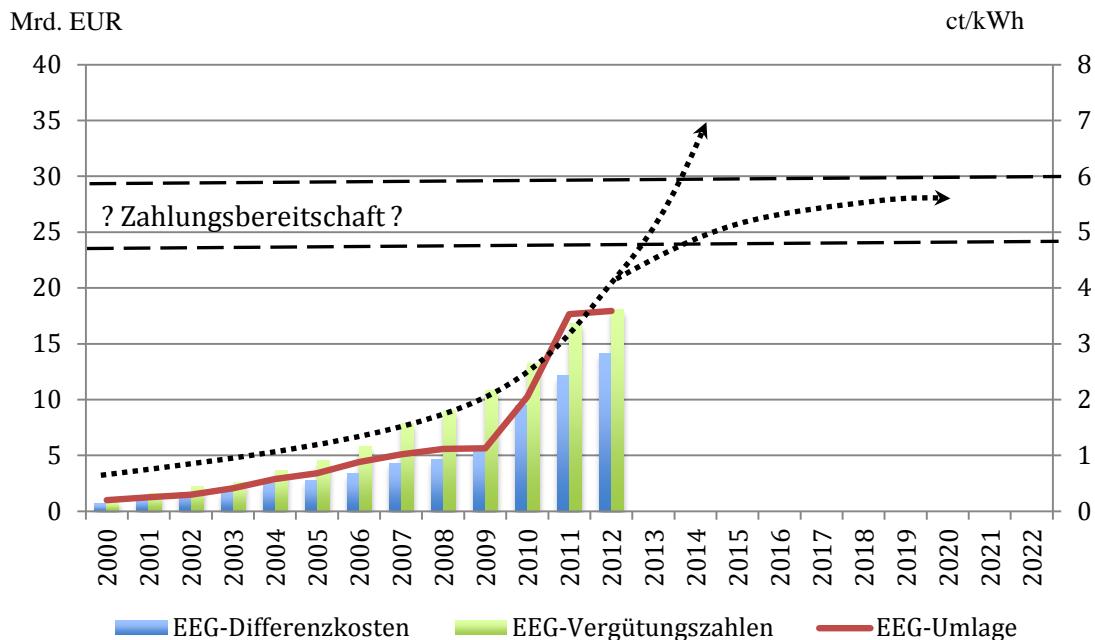
Abbildung 1: dynamische Rentenentwicklung in einem ETM



Die Unternehmer haben zwei Möglichkeiten ihre PR zu erhöhen. Entweder sie investieren in F&E um die Angebotskurve nach unten zu verschieben; oder aber sie investieren in den Ausbau neuer Produktionskapazitäten, womit die Angebotskurve flacher wird (und sich infolge von Lernkurveneffekten ebenfalls nach unten schiebt). In der Folge von Mengen- und Preiseffekten wächst die PR bei fixierten Preisen um die Fläche B. Ohne eine Mengenobergrenze oder eine Anpassung der Preissetzung entfaltet ein ETM damit eine akkumulative Kostendynamik – und zwar umso stärker, je feiner die Preisdifferenzierung des jeweiligen ETMs ausgestaltet ist.

Für die Politik wird diese Dynamik spätestens dann zum Problem, wenn die Kosten die Zahlungsbereitschaft der Stromkunden überschreiten. Dann droht ein Politikversagen infolge eines steigenden Einflusses partikularer Interessen auf die Ressourcenallokation. Eine effiziente Anpassung der Preisgarantien an neue Marktentwicklungen wird dann schwierig. Offen bleibt nämlich, ob die Politik es schafft die Kosten gegen den Widerstand der Privilegierten abzuschmelzen oder ob sie in eine Interventionsspirale gerät, die zu immer weiter steigenden Kosten führt. Abbildung 2 verdeutlicht dieses Problem für den Fall des EEGs.

Abbildung 2: Die historische Entwicklung der EEG-Förderkosten



Die polit-ökonomische Klugheitsgrenze einer Preissetzungspolitik liegt folglich dort, wo die Förderkosten die Zahlungsbereitschaft einer Bevölkerungsgruppe übersteigen, weil dann mit rent-seeking Aktivitäten zu rechnen ist, die auf die Privilegierung dieser Gruppe zielen. In Folge steigender Kosten droht damit eine Politisierung der Ressourcenallokation und damit eine allokatorentheoretisch ineffiziente Ausbeutung der großen Gruppe (der nicht-privilegierten Stromkunden) zugunsten gut organisierter kleiner Gruppen (z.B. der stromintensiven Industrie) (Olson). In diesem Fall kann die Politik ihre eigene Handlungsfähigkeit verlieren, weshalb *eine kluge Preissetzungspolitik ein Eigeninteresse an einer nachhaltig effizienten Preissetzung haben sollte, um die eigene Handlungsfähigkeit auch künftig sicherzustellen*.

IV. Die Setzung nachhaltig effizienter Preise

Entscheidet sich ein Land also für eine Preissetzungsstrategie, stellt sich die Frage, wie der Staat eine *nachhaltig effiziente Preissetzung* garantieren kann, um einen volkswirtschaftlich möglichst günstigen Ausbaupfad sicherzustellen. Dieses Problem ist umso gravierender, als künftige Marktentwicklungen ungewiss sind und bei geplanten Preisen deshalb immer die *Gefahr einer Fehlkalkulation* besteht. Dieses immanente Prognoseproblem einer Preissetzungspolitik ist durch *kluge Mechanismen der Fehlerkorrektur* institutionell zu adressieren.

Versteht man das EEG als Versuch, Investitionen in innovative EE-Technologien (EETs) zu lenken, zielt diese Strategie letztlich auf eine Beeinflussung der unternehmerischen Entscheidung in neue EE-Technologien zu investieren. Diese lässt sich wie folgt darstellen:

$$\text{i. } NPV = -Inv_0 + \frac{CF^1}{(1+r_t)^1} + \frac{CF^2}{(1+r_t)^2} + \dots + \frac{CF^n}{(1+r_t)^n}.$$

Dabei steht CF für die Cashflows, die ein Unternehmer i aus seiner Investition Inv_0 im Zeitraum n erwarten kann und r steht für die Opportunitätskosten, also die Erträge, die mit einer Investition in eine risikoäquivalente Anlage auf einem effizienten Kapitalmarkt erreicht werden könnten. Eine Investition in EETs gilt dann als gut, wenn der Gegenwartswert (Net Present Value, NPV) der abdiskontierten Cashflows größer Null ist ($NPV > 0$). Im Grenzfall eines effizienten Kapitalmarktes gilt also:

$$\text{ii. } Inv_0 = PV_{CF}$$

Kennt man die Investitionskosten Inv_0 für eine bestimmte Technologiegüterklasse, kennt man auch den Present Value der Cashflows PV_{CF} , der für eine markteffiziente Investition mindestens erforderlich ist. Um hieraus die „optimale“ Höhe der Cashflows zu berechnen verwendet das BMU die Annuitätenmethode. Nach dieser lässt sich schreiben:

$$\text{iii. } PV_{CF} = Inv_0 = CF \left[\frac{1}{r} - \frac{1}{r(1+r)^n} \right] \text{ bzw. } CF_{(Inv,r,n)} = \frac{Inv_0}{\left[\dots \right]}$$

Die Investitionskosten sind zu einem Großteil durch die Technologiegüterpreise bestimmt. Die Verzinsung des eingesetzten Kapitals wird mit $r = 8\%$ angenommen. Um aus den regelmäßigen Cashflows (Annuitäten) die erforderlichen Vergütungssätze zu errechnen, muss die Behörde weitere Annahmen über die Aufwendungen A_t und die abgesetzte Strommenge x_t treffen, weil:

$$\text{iv. } CF_t = p * x_t - A_t.$$

Sofern der gesetzlich fixierte Vergütungssatz p auf die Realisierung einer impliziten Zielrendite (8%) gerichtet ist, verändert sich die Höhe des erforderlichen Mindestpreises mit der Höhe der getroffenen Annahmen. Es lässt sich also schreiben:

$$\text{v. } p_{(inv,r,A,x,n)} = \frac{CF_{(Inv,r)} + A}{x}, \text{ wobei}$$

$$\frac{dp}{dINV_0} > 0, \quad \frac{dp}{dA} > 0, \quad \frac{dp}{dx} < 0, \quad \text{und} \quad \frac{dp}{dr} > 0.$$

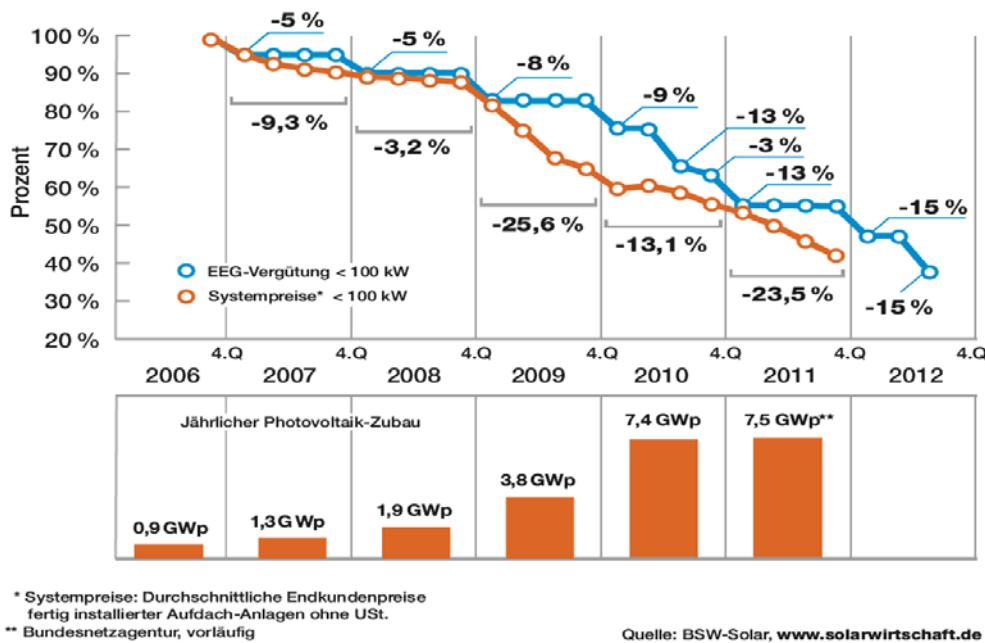
Für eine Preissetzungspolitik folgt aus diesen Zusammenhängen, dass unerwartete Entwicklungen auf angrenzenden Teilmärkten, welche die Einflussfaktoren der Preisberechnung bestimmen (Inv, r, A, x, n), zu Abweichungen von der Zielrendite führen können (These von der Unteilbarkeit des Marktes). Sinken etwa die Technologiegüterpreise und damit die Investitionskosten, nimmt vice versa die Profitabilität des eingesetzten Kapitals zu und die Höhe des erforderlichen Mindestpreises p ab. Bleibt der garantierte Preis p trotz solcher Preisänderungen auf den angrenzenden Teilmärkten konstant, kann die *steigende Profitabilität zu Überinvestitionen führen, die in steigende Kosten für den Stromkunden münden*. Um dies zu verhindern, sollte der Preis an die Entwicklung relevanter Preistreiber rückgekoppelt werden.

V. Der Fall der Solarstromförderung

Das Problem einer fehlenden Rückkopplung der Preise an relevante Marktentwicklungen zeigte sich zuletzt an der Fehlsteuerung der hiesigen Solarstromförderung, die heute für 56% der EEG-Umlage verantwortlich ist. Ursächlich für die Fehlsteuerung war eine unerwartete Reduktion der

Technologiegüterpreise (Überkapazitäten / Siliziumpreis) bei gleichzeitig stabilen Absatzpreisen. Dies führte zu steigenden Investitionsrenditen und damit zu einem Mengenwachstum, dessen Finanzierung das EEG auf Jahre hinaus belastet (vgl. Abbildung 3):

Abbildung 3: Entwicklung von Investitionskosten, Vergütungen und Kapazitätszubau



Das mit der fehlenden Preisanpassung verbundene Risiko einer teuren Überinvestition, das sich am Fall der Solarstromförderung offenbarte, konnte weder durch die Degressionsregel des EEGs noch durch den „atmenden Deckel“ behoben werden. Beide Instrumente beziehen sich lediglich auf die Anpassung künftiger Vergütungssätze, die ihrerseits den EE-Erzeugern wieder für 20 Jahre garantiert werden. Eine nachträgliche Korrektur der 20 jährigen Preisgarantien ist bis heute im EEG nicht vorgesehen. Eine erneute Fehlsteuerung aufgrund einer falschen Annahme über die Höhe relevanter Preistreiber ist damit auch künftig nicht ausgeschlossen.

VI. Vorschlag für die kommende EEG-Novelle

Um diese Steuerungsproblematik des EEGs zu lösen, ist es nötig, bei Bedarf die Vergütungszusagen des EEGs anzupassen zu können, um zu verhindern, dass die 20 jährige Garantiezeit eine ineffiziente Preissetzung dauerhaft verstetigt. Dabei ist die Planungssicherheit der Investoren sicherzustellen. Müssten diese nämlich mit ständiger Nachsteuerung durch die Politik rechnen, könnte dies dazu führen, dass diese die gewünschten Investitionen nicht mehr tätigen und die Förderwirkung des EEGs verpufft. Der nachfolgend vorzustellende Vorschlag stellt deshalb darauf ab, die gesetzliche *Garantie nicht mehr auf den Vergütungssatz zu beziehen, sondern auf die mit der Vergütung angestrebte Verzinsung des eingesetzten Kapitals*.

Um dies umzusetzen, ist nachträglich zu überprüfen, ob die Annahmen, die bei der Berechnung des gesetzlichen Vergütungssatzes zu Grunde gelegt wurden, auch tatsächlich den Realitäten entsprachen. Dabei besitzen die Investitionskosten besondere Relevanz, da diese einmalig zu Beginn des Projektes verausgabt werden und bei den meisten EETs den Großteil der Lebenszykluskosten ausmachen. Bei der PV etwa liegt der Anteil der Investitionskosten an den

Lebenszykluskosten trotz der Preisrückgänge noch immer bei 50%. Die Entscheidung, in EETs zu investieren, ist folglich eng an die Entwicklung der Technologiegüterpreise gekoppelt – wie auch das Beispiel der Solarenergieförderung zeigt.

Um das von dieser Marktkopplung ausgehende Risiko einer ineffizienten und/oder ineffektiven Preissetzung zu reduzieren, bietet sich eine Rückkopplung der Mindestpreise an einen Index der Technologiegüterpreise (I_{TP}) an. So ließe sich die prospektiv ausgestaltete Degressionsregel, die auf Grundlage einer *potenziellen Kostenreduktion* eine geordnete Rückführung der Fördersätze festlegt, einer retrospektiven Korrektur unterziehen, um teure Überinvestitionen zu verhindern. Hierfür sollte der Index im selben Maße in die Preissetzung einfließen, in dem die Technologiegüterpreise die Lebenszykluskosten bestimmen. Bezeichnen wir diesen Anteil mit α , so ließe sich ein adäquater Mindestpreis p_k der die reale Entwicklung der Technologiegüterpreise nachträglich in die Preissetzung einbezöge, wie folgt darstellen:

$$\text{vi. } p_k = \alpha p I_{TP} + (1 - \alpha)p.$$

Dabei bezeichnet p den ex ante zugesicherten Mindestpreis, der entsprechend der Degressionsregel jedes Jahr reduziert wird und idealerweise eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals von 8% sicherstellt. Der Index I_{TP} wäre für jede Förderklasse zu erheben und zu normalisieren, sodass ein Wert von 1 jener Preisentwicklung entspricht, die in der Degression implizit unterstellt wurde (in diesem Fall entspräche $p = p_k$). Sinken die Technologiegüterpreise stärker als angenommen, wäre der Vergütungssatz rückwirkend auf $p_k < p$ abzusenken. Nach dieser Regelung bliebe der Anteil $(1 - \alpha)p$ der Vergütung weiterhin fix; nur der Anteil $\alpha p I_{TP}$ wäre flexibel und könnte damit eine nachhaltig effiziente Anpassung der Preissetzung an die Entwicklung der relevanten Faktormärkte sicherstellen.

Die vorgeschlagene Anpassung des EEGs besteht also darin, den Förderzeitraum in zwei Phasen aufzuteilen: eine erste Phase, in der das EEG in seiner aktuellen Form für x Jahre bestehen bleibt und die Investoren mit p rechnen könnten; und eine zweite Phase, in der der Preis an die Marktentwicklung auf p_k angepasst wurde. Als Anfangsdaten könnten weiterhin die im Gesetz festgelegten Preis- und Degressionssätze beibehalten werden. Mit einer solch institutionalisierten Anpassungsregel ließe sich sowohl die Effizienz der Preissetzung insgesamt verbessern als auch die Gefahr diskretionärer politischer Nachbesserungen minimieren.

VII. Steuerungstheoretische Abschlussbemerkung

Der Vorschlag einer retrospektiven Preisanpassung folgt dem steuerungstheoretischen Grundgesetz der erforderlichen Vielfalt. Dies besagt: Je größer die Komplexität (Ungewissheit) der Umwelt (des Marktes), desto stärker sollten prognostische Elemente durch Elemente der Fehlerkorrektur ersetzt werden! Eine Möglichkeit diese Einsicht für die Gestaltung politischer Steuerungsinstrumente fruchtbar zu machen, ist der Rekurs auf eine evulatorisch-kybernetische Theorie der Wirtschaftspolitik, die auf einer evulatorischen Marktprozesstheorie aufbaut.