ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of
ZBW
Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Haucap, Justus; Kühling, Jürgen

Working Paper

Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung: Das Quotenmodell

DICE Ordnungspolitische Perspektiven, No. 33

Provided in Cooperation with:
Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), Heinrich Heine University Düsseldorf

Suggested Citation: Haucap, Justus; Kühling, Jürgen (2012) : Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung: Das Quotenmodell, DICE Ordnungspolitische Perspektiven, No. 33, ISBN 978-3-86304-633-0, Heinrich Heine University Düsseldorf, Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), Düsseldorf

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/67102

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Düsseldorfer Institut
für Wettbewerbsökonomie

ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Nr 33

Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung – das Quotenmodell

Justus Haucap,
Jürgen Kühling

November 2012

HEINRICH HEINE
UNIVERSITÄT DÜSSELDORF

IMPRESSUM

DICE ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Veröffentlicht durch:
Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät,
Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), Universitätsstraße 1,
40225 Düsseldorf, Deutschland

Herausgeber:

Prof. Dr. Justus Haucap
Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE)
Tel: +49(0) 211-81-15125, E-Mail: haucap@dice.hhu.de

DICE ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Alle Rechte vorbehalten. Düsseldorf 2012

ISSN 2190-992X (online) - ISBN 978-3-86304-633-0

Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung – das Quotenmodell*

*Justus Haucap & Jürgen Kühling***

November 2012

A. Einführung

Die Bundesregierung hat sich im Rahmen der Energiewende ambitionierte Ziele gesetzt. Bis 2020 sollen 35 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien stammen, bis 2030 sollen es 50 % sein und bis 2050 sogar 80 %. Ging es damit bislang bei erneuerbaren Energien um einen Sonderbereich des Energiemarktes mit randständigen Auswirkungen auf den Energiesektor, wird sich dieses Verhältnis künftig umkehren. Das hat nicht nur erhebliche kostenseitige Auswirkungen und bedingt große Herausforderungen für den Netzausbau und die Netzstabilität, sondern stellt die Zukunft eines wettbewerbsorientierten Energiebinnenmarktes insgesamt in Frage. Daher ist eine Heranführung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an den Markt und eine anschließende Marktintegration unabdingbar. Aktuell wird der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor allem durch das EEG vorangetrieben. Dabei wird mittlerweile über die Hälfte der EEG-Umlage für die teuerste Form der Stromerzeugung verwendet, nämlich die Solarenergie, die jedoch nur etwa 3 % der Stromerzeugung ausmacht.[1]

Der planwirtschaftliche Ansatz des EEG mit Vergütungsregeln, die bis zu 20 Jahre festgelegt sind, bietet den Investoren eine relativ hohe Sicherheit. Da die Einspeisetarife gesetzlich fixiert sind, tragen die Investoren lediglich das mengenmäßige Risiko, das bei Solarenergie und Windkraft vor allem von den Wetterbedingungen abhängt. Das typische unternehmerische Risiko, das sich auf Nachfrage-, Wettbewerbs- und Preisentwicklungen sowie technischen Fortschritt bezieht, tragen die Investoren hingegen aufgrund der fixierten Einspeisevergütung in Kombination mit dem Einspeisevorrang nicht. Dieses Risiko wird zunächst auf die Netzbe-

---

* Der vorliegende Beitrag basiert auf einem Gutachten, das die Autoren gemeinsam mit Carolin Klein für das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr erstellt haben. Für kritische Anmerkungen und Diskussionen danken wir Theresia Theurl sowie den Teilnehmern des 39. Hohenheimer Oberseminars in Hamburg.

** Kühling: Universität Regensburg, Lehrstuhl für Öffentliches Recht, Immobilienrecht, Infrastrukturrecht und Informationsrecht, Fakultät für Rechtswissenschaft, IRE|BS Institut für Immobilienwirtschaft, Universitätsstr. 31, 93053 Regensburg, Germany. Fax: ++49-941-943-6062, email: juergen.kuehling@jura.uni-regensburg.de
Haucap: Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf, Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), Universitätsstr. 1, 40225 Düsseldorf, Germany. Fax: +49-211-81-15499, email: haucap@dice.hhu.de.

[1] Vgl. z. B. *BDEW* (2011), Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, korrigierte Fassung vom 23. Januar 2012.

treiber und von diesen teils auf die Stromverbraucher, teils auf die konventionellen Stromerzeuger überwälzt. Das EEG induziert jedoch auch zahlreiche Ineffizienzen. Die starken Kostensteigerungen wurden zuletzt mit der massiven Erhöhung der Umlage von 3,592 auf 5,277 cent/kwh deutlich.[2] Dies bedroht die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland und treibt die Verbraucherpreise für Strom in problematische Höhen. Der ungeregelte mengenmäßige Zubau erneuerbarer Energieträger bei gleichzeitig garantiertem Netzanschluss und Abnahmezwang sowie fixer Vergütung ist daher ein Anachronismus.

Der folgende Beitrag nimmt vor diesem Hintergrund zunächst eine kritische Bestandsaufnahme der bisherigen EEG-Förderung vor (dazu B.). Jüngere Ansätze wie die Einführung einer Marktprämie (§ 33g EEG) und einer Flexibilitätsprämie (§ 33i EEG) haben sich mit Blick auf die Marktintegration erneuerbarer Energien als weit gehend wirkungslos erwiesen und nur zu einer weiteren Verteuerung des Fördermodells geführt. Angesichts der sowohl (verfassungs-)rechtlich, insbesondere aber volkswirtschaftlich kritischen Würdigung des geltenden EEG-Fördersystems kann in einem weiteren Schritt auf der Basis einer knappen Skizze der Grenzen der Herstellung der Marktfähigkeit erneuerbarer Energien (C.) das Quotenmodell als überzeugende Alternative gegenüber dem gegenwärtigen Fördersystem beschrieben und rechtlich bewertet werden (D.), bevor ein Fazit möglich ist (E.).

B. Kritische Würdigung des EEG als bisherigem Fördersystem

Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass die explizite Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das EEG im Zusammenspiel mit dem EU-ETS klimapolitisch weitgehend wirkungslos ist. Eine effiziente Klimapolitik sollte auf die effiziente Ausgestaltung des EU-ETS, gegebenenfalls komplementiert durch Beihilfen für Forschung und Entwicklung, setzen, damit entweder mit den eingesetzten Ressourcen eine möglichst hohe Reduktion des CO_2-Ausstoßes erreicht werden kann oder aber ein angestrebtes CO_2-Reduktionsziel möglichst kostengünstig erreicht wird und Klimaschutz so nicht unnötig verteuert wird.[3] Eine separate Förderung für den Ausbau erneuerbarer Energien in Ergänzung des EU-ETS steht diesem Ziel entgegen, da sie kostspielig und zugleich klimapolitisch wirkungslos ist.

---

[2] Vgl. *Bundesnetzagentur* (2012), EEG-Umlage beträgt im kommenden Jahr 5,277 ct/kWh, Pressemitteilung vom 15.10.2012, Bonn.

[3] *Weimann* (2009), Die Klimapolitik-Katastrophe: Deutschland im Dunkel der Energiesparlampe, 2. Auflage; Marburg, sowie *Sinn* (2012), Das grüne Paradoxon: Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik.

I. Problem der Überförderung einzelner Technologien durch das EEG

Abgesehen vom klimapolitischen Versagen des EEG ist vor allem das ordnungspolitische Versagen zu monieren. Selbst wenn die Förderung erneuerbarer Energien aus anderen als klimapolitischen Gründen politisch und gesellschaftlich erwünscht ist, so stellt sich die Frage wie bestimmte Förderziele möglichst effektiv und kostengünstig erreicht werden können. Ausgangspunkt der weiteren Überlegungen ist daher nicht, wie das klimapolitische Versagen des EEG kuriert werden kann, sondern wie eine möglichst effektive und zugleich kostengünstige Förderung der erneuerbaren Energien ausgestaltet sein sollte. Zu diesem Zweck ist zunächst eine kritische Würdigung des Status Quo sinnvoll.

Ursprünglich lag dem EEG die Philosophie zugrunde, den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dadurch zu fördern, dass den Anlagenbetreibern die Gestehungskosten vergütet werden inklusive einer auskömmlichen Rendite. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Gestehungskosten hat sich daher ein System sehr ausdifferenzierter Einspeisetarife entwickelt, die sich in ihrer Höhe danach unterscheiden, (a) welche Technologie eingesetzt wird (Solar, Wind, Biomasse, etc.), (b) wann die Anlage errichtet wurde (in welchem Jahr bzw. auch Monat), (c) welche Menge eine Anlage (in kW) im Jahr erzeugt und (d) welchen Standort eine Anlage besetzt (z. B. Solaranlagen auf Gebäuden oder Freiflächen, Wind onshore versus offshore). Das sehr ausdifferenzierte Fördersystem mit heute insgesamt über 3000 unterschiedlichen Vergütungskategorien[4] hat faktisch dazu geführt, dass die realisierbaren Margen sich entlang der Merkmale (a) bis (d) sehr unterschieden haben. Während z. B. die realisierbaren Gewinnspannen bei Photovoltaik und Biomasse bei dem bis dahin gegebenen Stand der Technik und den Kosten der Anlagen bis 2004/2005 noch überschaubar waren, sodass es nur zu einem verhältnismäßig geringen Ausbau kam und vor allem Windenergie dominierte, haben beide Technologien seit 2005 eine erhebliche Kostendegression erfahren. Da aber die Einspeisetarife deutlich langsamer abgesenkt wurden als sich die Kostendegression vollzog, kam es in der Folge zu einer erheblichen Ausweitung der Gewinnspannen und einem erheblichen Wachstum der Stromerzeugung durch Biomasse und Photovoltaik. Grund für die absolute als auch die relative Zunahme des Ausbaus von Biomasse- und Photovoltaik-Anlagen war somit der starke Anstieg der Gewinnspannen in diesem Bereich seit 2005, verursacht durch eine drastische Kostendegression, die nicht hinreichend in einer Degression der Einspeisetarife reflektiert wurde, auch wenn die Einspeisetarife gerade für die Photovoltaik abgesenkt wurden und auch weiter abgesenkt werden sollen.

---

[4] Vgl. *BDEW* (2012), a.a.O., S. 39.

Die Folge der massiven Überförderung insbesondere der Photovoltaik war nicht nur ein massives Anwachsen der absoluten Fördersumme, sondern auch ein Anwachsen der Förderung pro kWh Strom aus erneuerbaren Energien. Grund ist die zunehmende Verbreitung der bisher teuersten Form der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der Photovoltaik.[5]

Das System der politisch festgelegten Einspeisevergütungen hat dazu geführt, dass mit unterschiedlichen Technologien an unterschiedlichen Standorten stark unterschiedliche Gewinnspannen zu erzielen waren. Da gerade bei der teuersten Form der erneuerbaren Energien, nämlich der Photovoltaik, die Überförderung besonders hoch war, sind für die Verbraucher systematisch die Kosten nicht nur absolut, sondern auch pro kWh Strom aus erneuerbaren Energien angestiegen. So entfällt heute über die Hälfte der EEG-Umlage auf die Photovoltaik, obwohl durch Photovoltaik nur etwa über 20% des grünen Stromes erzeugt werden. Im Gegensatz dazu entfallen nur 13,5% der EEG-Umlage auf Onshore-Windkraftanlagen, die gut 44 % der EEG-Strommenge liefern. [6]

Die massive Förderung insbesondere der Photovoltaik hat dazu geführt, dass heute über 40 % der weltweit installierten Kapazität an Solarenergieanlagen in Deutschland steht, einem nicht besonders sonnenreichen Land. Die Vorstellung, dass das EEG als besonders erfolgreich zu gelten habe, weil in besonders starkem Maße in eine besonders teure Technologie an einem dafür klimatisch nicht besonders geeigneten Standort investiert worden ist, kann ökonomisch betrachtet nur als absurd bezeichnet werden. Ganz im Gegenteil ist festzustellen, dass die bisherige Förderung durch das EEG auch innerhalb des Sektors der erneuerbaren Energien einen ineffizienten Technologie-Mix induziert hat mit einem übermäßigen Anteil an Photovoltaik. Zudem ist davon auszugehen, dass an ineffizienten Standorten und in nicht kosteneffiziente Anlagengrößen investiert wurde, sodass heute Strom aus erneuerbaren Energien deutlich teurer ist als dies bei einer effizienten Förderung notwendig wäre.

II. Weitere Probleme der fehlenden Wettbewerbsorientierung im EEG

Die bisher beschriebenen Probleme resultieren aus dem nahezu vollständigen Fehlen von Markt und Wettbewerb im EEG und daher im Segment der erneuerbaren Energien allgemein. Neben den Kosten aus der Überförderung einzelner Technologien und Anlagegrößen und den daraus resultierenden Ineffizienzen in Bezug auf den Technologie-Mix, Anlagengrößen und

---

[5] *Frondel/Ritter/Schmidt* (2010), Die Förderung der Photovoltaik: Ein Kosten-Tsunami, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (12), S. 36-44.
[6] Vgl. *BDEW* (2012), a.a.O., S. 38 ff.

Standorte ist festzuhalten, dass zusätzliche Kosten daraus resultieren, dass der Bedarf an Regel- und Reserveenergie zunimmt und damit auch die Kosten des Netzbetriebs, um die netzseitige Versorgungssicherheit sicherzustellen. Da sowohl Photovoltaik als auch Windkraft einer hohen Fluktuation in der Erzeugung unterliegen, muss ein konventioneller Schattenpark bereit gehalten werden, wodurch Kosten entstehen, die bei nicht-fluktuierender Energieerzeugung nicht bzw. nur in geringerem Ausmaß entstehen. Diese zusätzlichen Kosten werden jedoch nicht verursachergerecht den Erzeugern von Strom durch fluktuierende erneuerbare Energien angelastet, sondern auf alle Netzkunden umgelegt. Somit gibt es nur schwache Anreize für die Stromerzeuger, die Fluktuation bei der Stromerzeugung durch Investitionen in Speichertechnologien zu verringern.

Auch die Netzausbaukosten sind in den direkten Förderkosten für erneuerbare Energien nicht enthalten. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien steigt der Netzausbaubedarf insbesondere im Bereich der Verteilnetze im Falle der Solaranergie und bei verbrauchsnahen Windrädern und im Bereich der Übertragungsnetze bei Off-shore-Windkraft und On-shore-Windstrom aus Nord- und Nordostdeutschland. Da die Erzeuger nicht an den Kosten des Netzausbaus beteiligt werden, findet keine Optimierung der Standortwahl in Bezug auf die entstehenden Netzausbaukosten statt, sodass eine gesamtwirtschaftlich ineffiziente Standortwahl erfolgt und ein übermäßiger Netzausbaubedarf entsteht.

Schließlich stellt sich durch den forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmend die Frage, wie auch *erzeugungsseitig* die Versorgungssicherheit garantiert werden kann, da grenzkostenlos produzierbarer Grünstrom (a) den Strompreis im Großhandel drückt, sobald Grünstrom in das Netz eingespeist wird, und (b) die Anzahl der Stunden reduziert, an denen die bisherigen Grenzkraftwerke profitabel Strom erzeugen können. Aus diesen Gründen wird der Neubau und teilweise auch der Weiterbetrieb konventioneller Kraftwerke zunehmend in Frage gestellt und Forderungen nach Kapazitätsmechanismen und einer mehr oder minder direkten Förderung für konventionelle Kraftwerke erhoben.[7] Auch diese Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien werden bisher nicht den erneuerbaren Energien zugerechnet.

[7] Vgl. dazu *EWI* (2012), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht zum Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, sowie *Böckers/Giessing/Haucap/ Heimeshoff/Rösch* (2012), Braucht Deutschland Kapazitätsmechanismen für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung, *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung* 81, S. 73-90.

C. Möglichkeiten und Grenzen der Marktintegration erneuerbarer Energien

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen und beim aktuellen Stand der technologischen Entwicklung weist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (noch immer) mit Ausnahme von Wasserkraft höhere Gestehungskosten aus als die Stromerzeugung mit Hilfe von konventionellen Energieträgern (also Kernbrennstoffe oder fossile Brennstoffe). Eine einfache Integration in den Strommarkt ohne staatliche Unterstützung ist daher nur in geringem Umfang möglich. Es besteht zwar bei einzelnen Privathaushalten durchaus eine höhere Zahlungsbereitschaft für grünen Strom und dementsprechend auch eine Nachfrage nach Ökostromtarifen, jedoch ist diese Nachfrage zum einen weitgehend auf Privathaushalte beschränkt, die lediglich knapp ein Viertel der Stromnachfrage in Deutschland ausmachen.[8] Zum anderen dürfte selbst hier die Zahlungsbereitschaft an Grenzen stoßen. So belaufen sich die Gestehungskosten für Solarstrom nach wie vor auf das etwa Drei- bis Vierfache des durchschnittlichen Stromgroßhandelspreises, sodass fraglich ist, in welchem Ausmaß Solarstrom ohne EEG oder andere Fördersysteme konkurrenzfähig wäre. Klar ist sicherlich, dass sich die ambitionierten Ausbauziele der Energiewende nicht ohne öffentliche Förderung realisieren lassen.[9]

Die Versuche, durch das System der optionalen Marktprämie Anreize für eine Marktintegration zu bieten, sind bisher nicht von Erfolg gekrönt. Durch die aktuelle Ausgestaltung des Systems der optionalen Marktprämie können Stromerzeuger im erneuerbaren Energiensektor zwischen garantierten Einspeisetarifen und dem Verkauf des Stroms über den Markt wählen, wobei im letzteren Fall eine Marktprämie ausgezahlt wird. Die Erzeuger werden daher stets die Vermarktungsmethode wählen, die gerade die höchsten Erlöse verspricht. Eine echte Integration in den Strommarkt erfolgt jedoch nicht, da gerade in Zeiten sehr hoher Einspeisung ein Rückfall auf die garantierte Einspeisevergütung erfolgt, indem die Differenz zwischen niedrigeren Markterlösen und Einspeisevergütung ausgeglichen wird. Somit können zwar die Chancen des Marktes (bei hohen Preisen) zuzüglich Markt- und Managementprämie wahrgenommen werden, während die Anbieter jedoch noch immer vor den Risiken des Marktes (niedrige Preise) geschützt werden. Eine echte Marktintegration kann so nicht erfolgen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass es primär zu Mitnahmeeffekten kommt.

---

[8] Vgl. die Angaben abrufbar unter der URL http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten.

[9] In einem gewissen Umfang ist allerdings zu erwarten, dass der Eigenverbrauch von Solarstrom in nicht allzu ferner Zukunft wettbewerbsfähig zu dem aus dem Netz bezogenen Strom sein wird, d.h. dass sich die sogenannte Netzparität einstellen wird, bei der selbst erzeugter Solarstrom genauso kostengünstig ist wie fremderzeugter Strom, der über das Netz bezogen wird. Ursache hierfür sind zum einen die fallenden Gestehungskosten der Solarstromerzeugung, zum anderen aber auch die steigenden Kosten des „Netzstroms“. Während im Preis für „Netzstrom“ Netznutzungsentgelte, Strom- und Mehrwertsteuer, Konzessionsabgaben, EEG-und KWK-Umlage enthalten sind, fallen diese Kosten beim Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom nicht an.

Ein allein marktgetriebener Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wäre prinzipiell zwar durchaus denkbar, wenn allein das EU-ETS als Instrument genutzt würde. Voraussetzung wäre jedoch zum einen, dass die Schwachstellen des EU-ETS behoben würden. Dies sind vor allem die zu großzügige Ausstattung der Industrie mit Zertifikaten, die Beschränkung auf den Sektor der Großfeuerungsanlagen und die bislang fehlende Fortschreibung über das Jahr 2020 hinaus.[10] Sofern diese Probleme behoben werden, kann es den privaten Akteuren überlassen werden, an welcher Stelle CO_2 vermieden wird und an welcher nicht. Durch die Handelbarkeit der Zertifikate wird dann dort CO_2 vermieden, wo es am kostengünstigsten möglich ist. Zum anderen müsste jedoch das explizite Ziel aufgegeben werden, einen bestimmen Prozentsatz des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu speisen. Das EU-ETS soll ja gerade dazu führen, dass dort CO_2 vermieden wird, wo dies mit den geringsten Kosten möglich ist, ganz gleich, ob dies nun in der Stahlindustrie, der Zementproduktion, der Stromerzeugung oder im Luftverkehr ist. Somit gäbe es keinerlei Garantie dafür, dass z. B. 35% des Stroms im Jahr 2030 aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Sollte es günstiger sein, CO_2 in der Stahlproduktion oder im Luftverkehr einzusparen (wofür einiges spricht), so werden diese Optionen realisiert und dementsprechend weniger CO_2 bei der Stromerzeugung eingespart. Volkswirtschaftlich ist dies überaus sinnvoll, und aus Umwelt- und Klimagesichtspunkten ist es auch irrelevant, wo genau CO_2 eingespart wird. Verteilungspolitisch ergeben sich jedoch erhebliche Konsequenzen, da die massive Förderung der erneuerbaren Energien zu Gunsten einer echten Klimapolitik aufgegeben werden müsste, sodass diese Option aus politökonomischen Gründen wenig Durchsetzungschancen haben dürfte. Da zudem der Ausbau der erneuerbaren Energien inzwischen explizites Ziel im EnWG ist, mag eine Verfolgung von Klimaschutzzielen durch das EU-ETS zwar sinnvoll sein. Jedoch kann damit das explizite und eigenständige Ziel des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nur schlecht umgesetzt werden.

Als Zwischenfazit bleibt festzuhalten, dass ein allein marktgetriebener Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwar sowohl theoretisch denkbar ist, sofern die momentanen Schwachstellen des EU-ETS abgebaut werden und CO_2-Zertifikate wirklich knapp gehalten werden, als auch ökonomisch wünschenswert, weil so auf günstige (d.h. kosteneffiziente) Weise Klimaschutzziele erreicht werden können. In der wirtschaftspolitischen Praxis muss eine solche Vorstellung aber aus politökonomischen Gründen als realitätsfern gelten, sodass

[10] Vorschläge zur Verbesserung des EU ETS finden sich beim *Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)* (2011), Sondergutachten „Wege zu 100% erneuerbarer Stromversorgung“, sowie bei *Tindale* (2012), Saving Emissions Trading from Irrelevance, CER Policy Brief, London.

nach Alternativen zu fragen ist, die zumindest die gravierendsten Defizite des EEG vermeiden können und einen effizienten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ermöglichen.

D. Das Quotenmodell als sinnvolle und zulässige Alternative

Von einer vollständigen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Strommarkt ohne irgendeine Form der staatlichen Unterstützung ist trotz sinkender Gestehungskosten bei erneuerbaren Energien in absehbarer Zeit also nicht auszugehen. Anders ausgedrückt ist nicht zu erwarten, dass sich – selbst bei Einstellen der sog. Netzparität – erneuerbare Energien in einem Ausmaß durchsetzen, das eine staatliche Förderung überflüssig macht, sofern die ambitionierten Ziele der Energiewende in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht werden sollen. Es stellt sich somit die Frage, wie eine Alternative zur bisherigen EEG-Förderung aussehen könnte. Da Verbesserungen des bisherigen Systems wie eine weitere Optimierung der Vergütungstarife sich auch in der Vergangenheit als wenig wirksam erwiesen haben, ist ein marktkonformeres Modell erforderlich. Auch ein Ausschreibungs-Ansatz ist dabei noch immer relativ planwirtschaftlich geprägt, da ein Zubau an erneuerbaren Energien nur durch öffentliche „Bestellung“ erfolgt und einer öffentlichen Planung unterliegt. Eine unternehmerische Eigeninitiative zur Vermarktung „grünen Stroms“ wäre in dem System zwar nicht prinzipiell ausgeschlossen, jedoch wären die Anreize dafür gering. Auch ist das Potenzial für einen Wettbewerb zwischen verschiedenen Formen von Beschaffungsverträgen und ein unterschiedliches Beschaffungsmanagement eingeschränkt, sodass es wenig wahrscheinlich ist, dass sich für Erzeuger und Nachfrager von grünem Strom effiziente Vertragsformen entwickeln werden. Daher zeigt sich auch vor dem Hintergrund der positiven Erfahrungen etwa in Schweden, dass ein Quotenmodell vorzugswürdig ist. Auch im schwedischen Modell wurden nicht die Verteilnetzbetreiber oder die Elektrizitätserzeuger der Quote unterworfen, sondern die Elektrizitätsversorger und bestimmte Verbraucher. Daher sollen im Weiteren die Funktionsweise und Vorzüge dieses Ansatzes skizziert werden (I.) bevor die Europa- und Verfassungskonformität dargelegt werden kann (II.).

I. Funktionsweise und Vorteile der Quotenvorgabe für Elektrizitätsversorger und bestimmte Letztverbraucher

Das Quotenmodell wird im politischen Raum verschiedentlich befürwortet, etwa von der Monopolkommission (2011), dem Sachverständigenrat zur Beurteilung der gesamtwirtschaftli-

chen Entwicklung (2011), dem RWI (2012) sowie acatech, der deutschen Akademie der Technikwissenschaften (2012).[11] Da jedoch Strom aus erneuerbaren Energien – abgesehen von der Netzparität der Photovoltaik für den Eigenverbrauch – nicht konkurrenzfähig sein wird, ist eine weitere staatliche Förderung notwendig, sofern an den Zielen der Energiewende festgehalten werden soll.

Eine solche Möglichkeit besteht darin, dass der Gesetzgeber (1) handelbare Grünstromzertifikate einführt und (2) sowohl (a) den Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EltVU) als auch (b) Letztverbrauchern, in dem Ausmaß, in dem sie Strom verbraucht haben, den sie selbst produziert, importiert oder an der deutschen Strombörse gekauft haben, und (c) stromintensiven Unternehmen Vorgaben über Anteile an Strom aus erneuerbaren Energien macht, welche sie im Jahresdurchschnitt zu beziehen haben. Diesem Modell zufolge erhalten die Stromerzeuger, welche Strom mit Hilfe von erneuerbaren Energien erzeugen, für jede MWh Strom aus einer neu errichteten Anlage ein sog. Grünstromzertifikat. Gegebenenfalls kann zur Förderung bestimmter Technologien oder auch zur Förderung besonders verbrauchsnaher oder nicht fluktuierender Stromerzeugung eine Prämie gezahlt werden, sodass diese z. B. pro MWh 1,5 oder zwei Grünstromzertifikate erhalten. Zugleich werden sowohl (a) Elektrizitätsversorgungsunternehmen EltVU, (b) Letztverbraucher in dem Ausmaß, in dem sie Strom verbraucht haben, den sie selbst produziert, importiert oder an der deutschen Strombörse gekauft haben und (c) stromintensive Unternehmen, gesetzlich verpflichtet, einen Anteil x an Strom aus erneuerbaren Energie zu erzeugen oder aber die entsprechende Anzahl an Grünstromzertifikaten vorzuweisen.

Die Grünstromzertifikate sollten handelbar sein und könnten einerseits direkt bilateral (OTC) gehandelt werden. Andererseits ist auch denkbar, dass ein Spotmarkt wie der an der EEX in Leipzig für Strom entwickelt wird. Auch die Einführung eines Terminmarktes für Grünstromzertifikate ist möglich, muss jedoch nicht gesetzlich vorgegeben werden, da sich ein solcher von allein entwickeln sollte, sofern eine Nachfrage nach einem solchen Börsenprodukt besteht.

Für die Vermarktung sowohl des erzeugten Stroms als auch der Grünstromzertifikate sind die Grünstromerzeuger prinzipiell selbst verantwortlich. Die Vermarktung kann z. B. im OTC-

---

[11] Vgl. *Monopolkommission* (2011), Sondergutachten 59: Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten; *Sachverständigenrat* (2011), Jahresgutachten 2011/2012 des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, *acatech* (2012), Die Energiewende finanzierbar gestalten: Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft, *RWI* (2012), Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien.

Geschäft an lokale EltVUs wie etwa Stadtwerke erfolgen oder auch, bei entsprechender Erzeugungsmenge, über die Strombörse. Vorstellbar ist auch, dass sich im Wettbewerb spezialisierte Händler oder auch genossenschaftliche Organisationsformen herausbilden, welche die Vermarktung der Grünstromzertifikate gerade für kleinere Erzeuger übernehmen. Denkbar ist auch, dass EltVUs wie z. B. Stadtwerke standardisierte Verträge für kleine Grünstromerzeuger anbieten, sodass die Transaktionskosten der Vermarktung gering ausfallen sollten.

Die Zubaurate an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien könnte sich so bestimmen, dass ab dem 1. Januar 2015 jährlich bis 2020 als Zubaurate eine Zahl z als z = (35 % - B)/6 festgelegt wird, wobei B die Ausgangsbasis [in %] im Jahr 2014 wäre.

Die Pflicht zum Nachweis der Grünstromzertifikate hätten bei dieser Reformoption vor allem (wenn auch nicht ausschließlich) diejenigen Marktteilnehmer, die auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von elektrischer Energie (nicht auf dem Endkundenmarkt) als Nachfrager auftreten und Strom auf dem Endkundenmarkt weiterverkaufen (wie z. B. Stadtwerke) oder selbst verbrauchen (wie z. B. stromintensive Unternehmen). Konkret sollen, wie oben bereits erwähnt, neben den EltVUs zwei Gruppen von Stromverbrauchern mit einer Nachweispflicht für die Grünstromquoten versehen werden: Zum einen sind dies Stromverbraucher, die Strom selbst erzeugen, importieren oder an der deutschen Strombörse kaufen, zum anderen stromintensive Unternehmen. In dem Umfang, in dem stromintensive Unternehmen Strom von EltVUs beziehen, werden erstere von der Nachweispflicht befreit, damit es nicht zu einer Doppelbelastung kommt. Die vorgenommene Einteilung der nachweispflichtigen Unternehmen folgt dem schwedischen Modell. Die Unterscheidung zwischen EltVU einerseits und bestimmten Letztverbrauchern andererseits dient vor allem dem Zweck, es zu vereinfachen, stromintensive Unternehmen gesondert behandeln zu können, um eine übermäßige Belastung dieser Branchen zu vermeiden.

Netzanschlusspflicht und Einspeisevorrang sollten zunächst erhalten bleiben, um (a) die Transition vom alten zum neuen Fördersystem möglichst einfach zu gestalten und (b) eine möglichst breite Akzeptanz zu gewährleisten. Für alle bis zum 31. Dezember 2014 errichteten Anlagen würde weiter die Vergütung nach EEG von den Netzbetreibern entrichtet und über die EEG-Umlage weitergewälzt. Allerdings könnte die Option geschaffen werden, vom EEG in das neue Fördersystem für die jeweilige Restlaufzeit der Förderung zu wechseln, wenn die Grünstromerzeuger dies wünschen.

Um die vorgegebene Quote x zu erfüllen, können Elektrizitätsversorger wie z. B. Stadtwerke in diesem Modell (a) entweder selbst „grünen“ Strom erzeugen, (b) diesen direkt im OTC-

Geschäft von Dritten beziehen oder aber (c) Grünstromzertifikate am Markt kaufen. Oftmals dürfte auch eine Mischung aus Eigenerzeugung und Fremdbezug gewählt werden, wobei der Fremdbezug im OTC oder im Börsenhandel stattfinden kann. Anzumerken ist in diesem Kontext allerdings, dass – unabhängig davon, ob der Handel mit Grünstromzertifikaten börslich oder außerbörslich stattfindet – die Registrierungsfunktion für die Grünstromzertifikate zunächst an eine Aufsichtsbehörde zu übertragen ist, auch wenn sich diese Aufgabe mittelfristig an private Institutionen übertragen lässt, wie dies z. B. auch bei der Zentralverwahrung staatlicher Schuldpapiere der Fall ist. Die Vertragsgestaltung zwischen Grünstromerzeugern und Elektrizitätsversorgern sollte allein diesen überlassen bleiben. So mag ein Elektrizitätsversorger einem Grünstromerzeuger auch einen individuellen Einspeisetarif oder eine Marktprämie anbieten. Alternativ können die Elektrizitätsversorger Grünstromzertifikate am offenen Markt erwerben oder auch selbst Ausschreibungen für eine Grünstromerzeugung vornehmen und dort z. B. auch garantierte Einspeisevergütungen anbieten oder diese aushandeln.

Erreichen die Quotenpflichtigen die gesetzlich vorgegebene Quote nicht, so muss eine hinreichend abschreckende Pönale entrichtet werden, z. B. 100 Euro pro MWh wie in Belgien oder 150 % des durchschnittlichen Grünstromzertifikatepreises wie in Schweden.[12]

Wird die Quote übertroffen, so sollte ein Übertrag in das nächste Jahr und auch darüber hinaus möglich sein (sog. Banking), damit der Preis für Grünstromzertifikate nicht gegebenenfalls gegen Ende eines Jahres kollabiert, wenn gegebenenfalls aufgrund günstiger klimatischer Bedingungen sämtliche Quotenpflichtigen ihre Quote bereits erfüllt haben.[13] Im umgekehrten Fall eines „Defizits“ bei Nicht-Erreichen der Quote sollte hingegen stets die Pönale fällig sein und keine „Nacherfüllung“ im nächsten Jahr ermöglicht werden, da sonst die Gefahr droht, dass (a) sich Unternehmen der Erfüllung entziehen könnten, wenn diese den Markt verlassen, oder (b) Unternehmen gegebenenfalls „Schuldenberge“ an Grünstromobligationen anhäufen, ohne dass sie diese später erfüllen können. Zugleich würde die Effektivität eines Quotensystems gefährdet, wenn durch den Marktaustritt von Unternehmen oder das Entstehen von „Schuldenbergen von Grünstromobligationen“ das Erreichen der jeweiligen gesamtwirtschaftlichen Quote gefährdet wird.

Um energieintensive Branchen zu entlasten, können zum einen die bisherigen Ausnahmen von der EEG-Umlage fortgelten, da die EEG-Umlage für 20 Jahre fortexistieren wird, sofern nicht

---

[12] Vgl. *Frontier Economics* (2011), Study on Market Design for a Renewable Quota Scheme, Study prepared for Energie-Nederland, S. 162 und S. 181.

[13] Dies ist eine wesentliche Lehre aus den Fehlern in der Konstruktion des EU-ETS in der ersten Handelsphase.

auch sämtliche „Bestandsanlagen“ in das neue Fördersystem überführt werden. Zum anderen kann für stromintensive Unternehmen eine geringere Grünstromquote als x Prozent festgelegt werden, sofern diese entlastet werden sollen. In einem solchen Fall müsste jedoch die entsprechende Grünstromquote für die verbleibenden Stromverbraucher und/oder Elektrizitätsversorger erhöht werden, um die Gesamtquote von x zu erreichen. Wird also für energieintensive Unternehmen eine geringere Quote $x_{EIB} < x$ festgelegt, so muss für EltVUs und verbleibende Energieverbraucher, die der Quote unterliegen, eine Quote von $x_A > x$ festgelegt werden, wobei $\lambda \cdot x_{EIB} + (1- \lambda) \cdot x_A = x$ sein muss und λ der Anteil des Stromverbrauchs derjenigen energieintensiven Unternehmen, welche zu der geringeren Quote x_{EIB} verpflichtet werden, am gesamten Stromverbrauch ist und $(1- \lambda)$ dementsprechend der Anteil der EltVUs und übrigen in die Quote einbezogenen Stromverbraucher ist.

Ein wesentlicher Vorteil einer Quotenvorgabe für EltVUs und bestimmte Energieverbraucher besteht darin, dass diese aufgrund des Wettbewerbs starke Anreize haben, diejenige Art und Form der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu kontrahieren oder selbst in diejenigen Anlagen an den Standorten zu investieren, welche die Quotenvorgabe x am kostengünstigsten erfüllen. Durch eine günstige Form der Beschaffung oder Erzeugung kann sich ein EltVU einen Wettbewerbsvorteil sichern. Zugleich kommt es durch den Wettbewerb tendenziell zu effizienten „Make-or-Buy“-Entscheidungen. Wenn eine Beschaffung von Grünstromzertifikaten am Markt günstiger ist als eine Eigenproduktion grünen Stroms, so werden die EltVU als auch große Energieverbraucher diese Form der Beschaffung wählen. So sollten sich effiziente Erzeugungsstandorte und -technologien sowie Anlagengrößen durchsetzen und nicht – wie heute – diejenigen, deren Gewinnspanne aufgrund der politischen Festlegung der Einspeisetarife am größten ist.

Ein Nachteil des Modells gegenüber einer Ausschreibung ist – wie auch heute bei Förderung nach EEG – die tendenziell geringere Berücksichtigung des entstehenden Netzausbaubedarfs durch die Erzeuger. Diese Problematik ließe sich jedoch zum einen durch eine Anpassung der Netzentgeltregulierung in Richtung einer geographischen Differenzierung mildern. Zum anderen werden die Quotenpflichtigen daran interessiert sein, grünen Strom so zu beziehen, dass die zu entrichtenden Netzentgelte möglichst gering ausfallen. Somit sollte bei EltVUs ein Interesse entstehen, grünen Strom verbrauchsnah zu beziehen, wenn dadurch die Netzentgelte auf Ebene der Übertragungsnetze vermieden werden können.

Ein Vorteil gegenüber der öffentlichen Organisation von Ausschreibungen ist vor allem, dass das unternehmerische Element und der Wettbewerb im Markt gestärkt werden, da nicht nur

ein Tätigwerden als Reaktion auf öffentliche Ausschreibungen möglich ist, sondern als unternehmerische Entscheidung, um am Grünstrommarkt zu partizipieren. Die dezentrale Stromerzeugung kann weiter forciert werden, indem z. B. lokale Anbieter den Bezug aus weitgehend lokaler Erzeugung als Wettbewerbsparameter im Marketing einsetzen (z. B. bei Stadtwerken in Form von Imagekampagnen).

Des Weiteren kann auch die konkrete Form der Vertragsgestaltung zwischen den Quotenpflichtigen und Grünstromerzeugern dem Wettbewerb (als Entdeckungsverfahren) überlassen werden, sodass sich effiziente Vertragsformen entwickeln sollten. Es müssen anders als in Ausschreibungen weder sämtliche Vertragsparameter ex ante spezifiziert werden, noch müssen Losgrößen definiert werden. Vielmehr können die Quotenpflichtigen ebenso wie Grünstromerzeuger sämtliche Vertragsparameter selbst aushandeln und bestimmen, sodass auch bei Beschaffung und in der Gestaltung der Verträge Wettbewerbskräfte wirken können.

Insbesondere könnte in diesem Modell auch selbstverbrauchter Strom Berücksichtigung finden. Da wie oben beschrieben bei Einstellen der Netzparität der Eigenverbrauch von Solarstrom konkurrenzfähig wird, könnten EltVUs die Grünstromzertifikate aus eigenverbrauchtem Solarstrom kaufen, sodass auch selbstverbrauchter Strom aus erneuerbaren Energien in einem Quotenmodell Berücksichtigung finden kann. Dies ist sowohl durch das EEG als auch durch Ausschreibungsmodelle nur ungleich schwerer zu leisten.

Als eine Untervariante des diskutierten Fördermodells können schließlich auch Sondertatbestände für einzelne Technologien geschaffen werden, wenn eine politische Notwendigkeit dafür gesehen wird. So wäre z. B. denkbar, innerhalb der Quote von x einen Teil für bestimmte Technologien (z. B. Photovoltaik) vorzusehen, welche ansonsten innerhalb eines Quotenmodells wohl nicht wettbewerbsfähig wären. EltVUs und große Energieerzeuger würden dann verpflichtet einen Teil x_1 aus Solarenergie zu beziehen und einen Teil x_2 aus frei wählbaren erneuerbaren Energiequellen, wobei $x_1 + x_2 = x$ ist. Damit ließe sich der Ausbau der Photovoltaik, auch unabhängig vom etwaigen Einstellen der Netzparität, weiter sicherstellen, zugleich aber auch Wettbewerb unter den Anbietern von Solarstrom auslösen, sodass sich tendenziell die Solaranlagen in effizienter Größe und Technologie und an günstigen Standorten durchsetzen könnten. Ökonomisch ist eine solche Sondermaßnahme für einzelne Technologien zwar nicht geboten, für die Akzeptanz im politischen Raum aber gegebenenfalls schwer zu vermeiden.

Ebenso ist es prinzipiell möglich, das Modell so zu erweitern, dass bestimmte Technologien (z. B. Solarenergie oder Off-shore-Wind) statt eines Grünstromzertifikats mit einer höheren

Zuteilungsrate an Grünstromzertifikaten pro MWh versehen werden (z. B. 1,5 oder 2), um die Verbreitung dieser Technologien besonders anzureizen, wie dies z. B. in Großbritannien der Fall für Off-shore-Windanlagen ist. Dasselbe kann auch für besondere Standorte (z. B. besonders verbrauchsnah) oder Anlagengrößen gelten. Problematisch an einer solchen Ausdifferenzierung von Zuteilungsraten ist jedoch wiederum die Entfernung vom Marktmechanismus, sodass (oftmals kurzfristige) politische Erwägungen und der Einfluss von Interessenverbänden schnell wieder die Oberhand über Effizienz- und Umweltüberlegungen bekommen können, wie die Historie des EEG belegt. Aus ökonomischer Sicht ist daher von einer solchen Ausdifferenzierung nach Technologien und Anlagengrößen abzusehen. Eine Differenzierung nach Standorten kann jedoch ökonomisch sinnvoll sein, sofern sich die Ausdifferenzierung an vermiedenen Netzausbaukosten orientiert.

Als Gegenargument gegen Quotenmodelle wird oftmals angeführt, dass die Beschaffungskosten höher als bei Einspeisetarifen seien, da die Investoren ein höheres Risiko zu tragen hätten. Als Beleg wird teilweise ein Vergleich der Beschaffungskosten für Onshore-Wind zwischen Deutschland und Großbritannien herangezogen, bei welchem die Beschaffungspreise pro kwh Onshore-Windstrom in Großbritannien über denen in Deutschland liegen. Ein solcher einfacher Vergleich ist aus mindestens drei Gründen irreführend: Erstens sind in Großbritannien die Stromerzeuger über die sogenannte G-Komponente an den Netzentgelten beteiligt, während diese in Deutschland allein vom Verbraucher getragen werden. Diese Kosten müssen Anbieter in Großbritannien berücksichtigen, dafür entfällt dieser Anteil beim Verbraucher. Zweitens sind die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien in Großbritannien an den Kosten der Regelenergiebeschaffung beteiligt, welche aus der fluktuierenden Einspeisung resultieren. In Deutschland hingegen werden auch diese Kosten zunächst vom Netzbetreiber getragen und dann auf die Verbraucher überwälzt. Ein einfacher Vergleich der Kosten britischer Windstromerzeuger mit deutschen Einspeisetarifen vernachlässigt also, dass die die Kosten in Großbritannien Kostenbestandteile enthalten, welche in Deutschland zunächst den Netzbetreibern und anschließend den Verbrauchern aufgebürdet werden. Am wichtigsten ist jedoch der dritte Punkt: Das EEG hat durch die Überförderung der Photovoltaik zu einem hochgradig ineffizienten und übermäßig teuren Technologiemix bei erneuerbaren Energien geführt, sodass die Kosten pro kwh Grünstrom erheblich über denen in Großbritannien liegen. Ein wesentlicher Vorteil des Quotenmodells liegt gerade in seiner Technologieneutralität, welche tendenziell ein effizienten, kostengünstigen technologiemix induziert, während das EEG einen sehr teuren und hochgradig ineffizienten technologiemix induziert hat.

II. Juristische Bewertung des präferierten Systems

Ein derartiges Quotenmodell begegnet keinen rechtlichen Bedenken – weder aus europarechtlicher noch aus verfassungsrechtlicher Sicht.

1. Sekundärrechtliche Bewertung am Maßstab der Richtlinie 2009/28/EG

So lässt die Richtlinie 2009/28/EG in Art. 3 Abs. 3 ein Quotenmodell gleichermaßen zu und es ist dem Mitgliedstaat nach Art. 3 Abs. 3 S. 2 jener Richtlinie auch im Falle der Entscheidung für dieses Modell freigestellt, ob sie im Ausland erzeugte erneuerbare Energie genauso fördern will wie die im Inland erzeugte erneuerbare Energie. Sie ist insoweit auch die speziellere Norm gegenüber der allgemeinen Binnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG. Das vorliegend entwickelte Modell geht zunächst durch die räumliche Beschränkung der Anerkennung von zertifikateberechtigten Anlagen auf das deutsche Territorium von einem auf deutsche Erzeuger erneuerbarer Energien beschränkten Modell aus. Dieses kann aber – wie das etwa im Fall Schwedens und Norwegens erfolgt ist[14] – auf weitere Länder erweitert werden. Sekundärrechtliche Bedenken bestehen daher nicht.

2. EU-primärrechtliche Bewertung am Maßstab des Beihilfenverbots und der Warenverkehrsfreiheit

Auch die EU-primärrechtlichen Anforderungen werden erfüllt.

a) EU-Beihilfenverbot aus Art. 107 Abs. 1 AEUV

Das gilt zunächst für das EU-Beihilfenverbot aus Art. 107 Abs. 1 AEUV. Voraussetzung für dessen Eingreifen ist das Vorliegen einer bestimmten Begünstigung aus staatlichen Mitteln. Der EuGH hat im PreussenElektra-Urteil bekanntlich den staatlichen Mittelcharakter für den Umlage-Mechanismus nach dem Strom-Einspeisemodell verneint.[15] Hier könnte nun dazu im Unterschied mit Blick auf das ETS-Urteil[16] durchaus fraglich sein, ob nicht die Schaffung einer Möglichkeit, kostenlos Zertifikate zu erlangen, die anschließend kostenpflichtig an andere Unternehmen zur Erfüllung der Quote übertragen werden können, einen Verzicht auf hoheitliche Einnahmen und damit eine Belastung staatlicher Haushalte darstellt und folglich staatliche Mittel im Sinne des Art. 107 Abs. 1 AEUV betroffen sind. Die Einnahmen aus Zer-

---

[14] Weiterführende Informationen zu den Rechtsgrundlagen der EE-Förderung nach Zusammenlegung des schwedischen und norwegischen EE-Marktes bei *La Chevallerie/Schweitzer* (2012), Gemeinsamer Handel mit Stromzertifikaten - Förderung Erneuerbarer in Schweden und Norwegen, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62, S. 92-95.

[15] EuGH Rs. C-379/98, Slg. 2001, I-2099 (Rn. 58 ff.) – PreussenElektra; siehe zu der Entscheidung etwa *Pünder* (2001), EuGH billigt die Förderung von „Ökostrom“, *JURA* 23, S. 591-595.

[16] EuG Rs. T-233/04, Slg. 2008, II-591 (Rn. 63 ff.) – ETS.

tifikaten sollen jedoch zu keinem Zeitpunkt in den staatlichen Haushalt fließen. Es werden auch nicht bestimmten Unternehmen an sich kostenpflichtige Zertifikate kostenlos zur Verfügung gestellt, sondern vielmehr bestimmten Unternehmen für eine Leistung (nämlich die Erzeugung erneuerbarer Energien) Zertifikate erteilt, die dadurch einen ökonomischen Wert erlangen, dass andere Unternehmen diese Zertifikate angesichts einer Quotenpflicht erwerben müssen. Dieser Erwerb wird jedoch – wie im Fall des jetzigen EEG – ausschließlich privatwirtschaftlich abgewickelt.

Möglicherweise könnte allerdings die Sanktion im Falle der Nichterfüllung der Quote die Auskehrung von Zertifikaten zu staatlichen Mitteln transformieren, obgleich nicht jeglicher Sanktion für die Nichterfüllung gesetzlicher Pflichten eine solche Wirkung zukommen kann. In diese Richtung lässt sich jedoch das ETS-Urteil des EuG verstehen, das für den Fall eines Emissionshandels auf die Möglichkeit abstellt, dass deren Erwerb die Unterwerfung unter eine Sanktion verhindert,[17] was in einem Quotenmodell ja vergleichbar der Fall ist. Allerdings ist es einem EE-Stromzertifikatehandel immanent, dass die Zertifikate an die Erzeuger erneuerbarer Energien kostenlos abgegeben werden. Anders ergibt ein derartiges System keinen Sinn. Insofern trifft die Ausführung des EuG, dass die unentgeltlich bereit gestellten Zertifikate auch „verkauft oder versteigert werden“[18] könnten, faktisch nicht zu, da es geradezu ein systemprägendes Merkmal des EE-Quotenmodells ist, dass die Zertifikate kostenlos an die EE-Erzeuger erteilt werden. Daher dürfte die ETS-Rechtsprechung nicht übertragbar sein. Im Übrigen erfolgt vorliegend auch kein Mehr an staatlicher Beeinflussung des Handels mit erneuerbaren Energien als im EEG-Modell bzw. im ursprünglichen Modell des Stromeinspeisungsgesetzes, wie es der EuGH im Fall PreussenElektra beurteilt hat. So wird insbesondere kein Fonds geschaffen, in dem irgendwelche EEG-Mittel fließen und der von der öffentlichen Hand gesteuert wird (wie in der Wienstrom-Entscheidung[19]). Letztlich wird der staatliche Einfluss auf die konkreten Mittelflüsse sogar zurück genommen, da nicht mehr bestimmte Produzenten garantierte Abnahmepreise erlangen, sondern eine marktwirtschaftliche Erfüllung der Quotenpflicht und damit der Vertragswahl für den Ankauf erneuerbarer Energien erfolgt. Es ist daher insgesamt eher davon auszugehen, dass keine Begünstigung aus staatlichen Mitteln vorliegt.

Im Übrigen wäre nach der Rechtsprechung zu selektiven Begünstigungen entsprechender Regeln auch diese zu verneinen. Insoweit prüft die Kommission und die Rechtsprechung wie bei Steuerbeihilfen ausgehend von einem Benchmark als Bezugspunkt, ob eine (begünstigungsre-

---

[17] EuG Rs. T-233/04, Slg. 2008, II-591 (Rn. 75) – ETS.
[18] A.a.O.
[19] EuGH, Rs. C-384/07, Slg. 2008, I-10393 – Wienstrom.

levante) Privilegierung dergestalt erfolgt, dass unter „individueller“ Abweichung von diesem Benchmark ein Vorteil erzielt wird, weil Unternehmen, die tatsächlich oder rechtlich in einer vergleichbaren Situation sind, unterschiedlich behandelt werden. Ferner ist sodann zu prüfen, ob eine Rechtfertigung der Differenzierung durch die Natur oder den Aufbau des Systems möglich ist.[20] Vorliegend ist der Benchmark die Bereitstellung von Zertifikaten nur für Erzeuger Erneuerbarer Energien. Insoweit finden sich die Erzeuger anderer Energieformen nicht in einer vergleichbaren tatsächlichen Lage, da sie konventionell Strom erzeugen. Vor dem Hintergrund des Ziels, einer Förderung der als ökologisch vorzugswürdig angesehenen Erneuerbaren Energien, wird damit aber jedenfalls systemimmanent zutreffend differenziert. Daher schiede auch eine selektive Begünstigung im Sinne der EuGH-Rechtsprechung aus. Auch rechtlich besteht der Unterschied darin, dass nach der Richtlinie 2009/28/EG ein Quotenfördermodell nur für Erneuerbare Energien und nicht für die konventionelle Energieerzeugung zulässig ist.

Solange der EuGH demnach seine Rechtsprechung zu den Tatbestandsmerkmalen der Selektivität und der staatlichen Mittelherkunft nicht nachhaltig relativiert, wird auch das hier vorgeschlagene Quotenmodell die Anforderungen an die Annahme des Vorliegens staatlicher Mittel nicht erfüllen. Jedenfalls entstehen keine zusätzlichen Risiken im Vergleich zum Einspeisemodell. Dieses Ergebnis ist auch insoweit stimmig, als die Richtlinie 2009/28/EG ein Quotenmodell gleichermaßen zulässt. Dann wäre es aber widersinnig diese sekundärrechtliche Zulässigkeit primärrechtlich zu konterkarieren. Im Übrigen wurde gegen die Einführung entsprechender territorial radizierter Quotenmodelle (wie im schwedischen Fall) auch keine Bedenken seitens der Kommission erhoben.

b) Warenverkehrsfreiheit aus Art. 34 AEUV

Noch klarer ist die Situation in Bezug auf die Warenverkehrsfreiheit nach Art. 34 AEUV. Denn hier ergibt sich kein Unterschied zwischen dem Quotenmodell und dem Einspeisemodell, da beide Modelle die Förderung auf die im Inland produzierten erneuerbaren Energien beschränken und damit eine identische Einschränkungswirkung für den freien Warenverkehr bedingen. Da dies jedoch sekundärrechtlich zulässig ist, muss mit derselben Argumentation, mit der der EuGH im Fall PreussenElektra die Kompatibilität des

[20] Vgl. zur drei-schrittigen Prüfung für den Zertifikatehandel EuG Rs. T-233/04, Slg. 2008, II-591 (Rn. 84 ff.) – ETS und ebenso EuGH, Rs. C-279/08 P, n.n.i.Slg., Rn. 62 – ETS; in Steuerfällen zuletzt *Bartosch* (2010), Materielle Selektivität und Europäische Beihilfenkontrolle: Ein Diskussionsbeitrag zum derzeitigen Stand der Gemeinschaftsrechtsprechung, *Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht* (*EuZW*) 21 (1), S. 12-18 mit weiteren Nachweisen.

Einspeisemodells mit der Warenverkehrsfreiheit festgestellt hat, auch von der diesbezüglichen Europarechtskompatibilität des Quotenmodells ausgegangen werden. Es ist daher davon auszugehen, dass der EuGH, wenn er erneut mit der Frage der Kompatibilität nationaler EEG-Fördermodelle mit der Warenverkehrsfreiheit befasst wäre, primär auf die Vereinbarkeit mit den sekundärrechtlichen Vorgaben abstellen würde.[21] Denn bislang hat der EuGH noch keine sekundärrechtliche Harmonisierungsmaßnahme im Binnenmarkt als grundfreiheitenwidrig angesehen.[22] Insoweit konkretisieren die sekundärrechtlichen Harmonisierungsmaßnahmen in der Konzeption des EuGH die primärrechtlichen Grundfreiheiten. Dieser Ansatz ist allerdings nicht unbestritten.[23] So ziehen einige Stimmen in der Literatur auch das Primärrecht und demnach vorliegend die Warenverkehrsfreiheit als unmittelbaren Prüfungsmaßstab mit dem Argument heran, die EE-RL beinhalte mit Blick auf die verschiedenen denkbaren Fördermodelle in den Mitgliedstaaten eben keine abschließende Regelung mit Sperrwirkung gegenüber dem Primärrecht.[24] Im Hinblick auf die Abschottungswirkung nationaler Märkte muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass die EE-RL den Ausschluss der Förderung des in anderen Mitgliedstaaten produzierten EE-Stroms gerade (wie dargelegt II.1.), zulässt. Insofern sprechen die besseren Gründe dafür, die Harmonisierung als abschließend anzusehen, sodass eine Prüfung am Maßstab des Sekundärrechts Vorrang genießt.

3. Verfassungsrechtliche Vorgaben

Mit Blick auf die verfassungsrechtlichen Vorgaben bedingt das hier entwickelte Quotenmodell sogar einen sowohl grundrechtlichen als auch finanzverfassungsrechtlichen Verbesserungseffekt. So wird in grundrechtlicher Sicht die Eingriffsintensität reduziert, da es immerhin dem Markt überlassen wird, wie die Quotenpflicht erfüllt wird, sodass eine spezifische Begünstigung einzelner EE-Erzeuger nicht mehr erfolgt. Daher muss im Vergleich zum geltenden EEG-Modell erst Recht von der Grundrechtskonformität des Quotenmodells ausgegangen werden. Besonders deutlich sind die Auswirkungen jedoch für die finanzverfassungsrechtliche

---

[21] So auch *Klinski* (2005), Zur Vereinbarkeit des EEG mit dem Elektrizitätsbinnenmarkt: Neubewertung unter Berücksichtigung der Richtlinie 2003/54/EG und 2001/77/EG, *Zeitschrift für Neues Energierecht* (*ZNER*) 9, 207-216.

[22] So auch *Ekardt/Schmeichel* (2009), Erneuerbare Energien, Warenverkehrsfreiheit und Beihilfenrecht: Nationale Klimaschutzmaßnahme im EG-Recht, *Zeitschrift für europarechtliche Studien* (*ZEuS*) 12 (2), 171-218 mit Verweis auf EuGH, Rs. 320/93, Slg. 1994, I-5243(Rn. 14) – Ortscheit; sowie EuGH, Rs. 215/87, Slg. 1989, 617 (Rn. 15) – Schumacher.

[23] Die Frage der sekundärrechtlichen Sperre von Primärrecht im Kontext der EEG-Förderung ist näher dargestellt in *Erk* (2008), Die künftige Vereinbarkeit des EEG mit Verfassungs- und Europarecht, S. 213.

[24] So im Ergebnis *Ekardt/Schmeichel*, a.a.O., S. 180.

Bewertung: Im Quotenmodell wird das für das Einspeisemodell zwar zweifelhafte, aber wohl zu bejahende Merkmal einer Sonderabgabe nicht erfüllt werden, da nicht mehr eine Umlage generiert und weitergewälzt wird, sondern eine bloße (indirekte) Pflicht zum Ankauf von Zertifikaten über die Quotenpflicht erzeugt wird, die jedoch in einem nicht näher koordinierten Marktmechanismus erfüllt wird. Es fehlt damit die hoheitliche Steuerung der Finanzflüsse wie im Fall der EEG-Umlage. Daher scheidet der Vorwurf der Finanzverfassungswidrigkeit schon mangels Vorliegens einer Sonderabgabe aus. Die zuletzt pointiert geäußerten Bedenken gegenüber der finanzverfassungsrechtlichen Rechtmäßigkeit der EEG-Förderung[25] gelten daher nicht für das Quotenmodell.

E. Fazit

Im Rahmen der Energiewende soll die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ganz erheblich ausgebaut werden. Die bisherige Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien durch das EEG hat durch den planwirtschaftlichen Ansatz zahlreiche Verwerfungen und Ineffizienzen bewirkt. Neben dem ganz allgemeinen klimapolitischen Versagen des EEG, das aus dem unabgestimmten Nebeneinander von EEG und EU-ETS resultiert, ist vor allem auch ein massives ordnungspolitisches Versagen festzustellen. Das bisherige Fördersystem hat zu einer massiven Überförderung einzelner Technologien verbunden mit erheblichen Überrenditen geführt, Investitionen in ineffiziente Technologien, Standorte und Anlagengrößen induziert und Strom für die Verbraucher in Deutschland völlig unnötig verteuert. Wesentlicher Grund dafür ist die vollständige Abwesenheit von wettbewerblichen Elementen im Segment der erneuerbaren Energien. Zugleich hat sich gezeigt, dass die Ausbaugeschwindigkeit über die Anpassung der Einspeisetarife kaum steuerbar ist, sodass auch der Netzausbau schwer planbar ist und damit auch unnötig verteuert wird. Eine Reform der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist daher dringend geboten.

Auf Basis der bisherigen Erfahrungen mit der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland und in ausgewählten europäischen Staaten empfiehlt sich eine Umstellung des Fördersystems auf ein quotenbasiertes Modell, bei dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen, stromintensive Unternehmen sowie Energieverbraucher im Ausmaße ihrer eigenen Stromerzeugung, der Importe und des an der deutschen Strombörse gekauften Stroms verpflichtet werden, einen jährlich steigenden Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energie-

[25] Siehe *Manssen* (2012), Die EEG-Umlage als verfassungswidrige Sonderabgabe, *Die öffentliche Verwaltung* (*DÖV*) 65, S. 499-503.

quellen zu beziehen. Der Bezug dieses grünen Stroms muss nicht physisch erfolgen, sondern über entsprechende Grünstromzertifikate nachgewiesen werden. Als bisherige Elemente des EEG sollen Netzanschlussverpflichtung für Netzbetreiber und Einspeisevorrang zunächst beibehalten werden. Über Änderungen in dieser Hinsicht kann mittelfristig getrennt beraten werden, da dies prinzipiell unabhängig von der Frage ist, ob eine preisliche Steuerung durch Einspeisetarife oder eine Mengensteuerung über Quoten und Zertifikate besser geeignet ist, die Ausbauziele der Energiewende kostengünstig und effektiv zu erreichen, ohne Industrie und Verbraucher unnötig übermäßig zu belasten.

Die Umstellung sollte zügig erfolgen, etwa zum 1. Januar 2015. Für alle bis zum 31. Dezember 2014 errichteten Anlagen würde ein Bestandschutz gelten, sodass auch für Investoren in erneuerbare Energien eine hinreichende Planungssicherheit bestehen würde.

In dem in diesem Gutachten entwickelten Modell sollten die Grünstromzertifikate handelbar sein, um eine möglichst effiziente Allokation der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Der Handel der Zertifikate selbst kann börslich oder außerbörslich erfolgen, allerdings müsste eine Registrierung der Zertifikate stattfinden. Diese Funktion sollte zunächst eine Aufsichtsbehörde übernehmen, mittelfristig kann dies aber auch ein privater Anbieter von Zentralverwahrungsdienstleistungen übernehmen wie dies z. B. auch bei privaten Wertpapieren und Staatsanleihen üblich ist.

Die Vorteile eines Quoten- bzw. Zertifikatesystems liegen zum einen in der Möglichkeit, die Ausbaugeschwindigkeit passgenau zu steuern und damit auch den Netzausbaubedarf besser planen zu können. Zum anderen führt der Wettbewerb innerhalb des Segments der erneuerbaren Energien dazu, dass tendenziell effiziente Technologien, Standorte und Anlagegrößen gewählt werden. Darüber hinaus ist ein solches System perspektivisch auch auf andere EU-Mitgliedstaaten ausdehnbar, da heute schon Schweden (zusammen mit Norwegen) ein sehr ähnliches Modell verfolgt und auch in den Niederlanden anscheinend darüber nachgedacht wird, einen ähnlichen Weg zu beschreiten. Dies entspricht auch den jüngsten Bestrebungen der Europäischen Kommission, einer Zersplitterung des Binnenmarktes durch national nicht kompatible Fördersysteme für erneuerbare Energien entgegenzuwirken.[26]

Die Formulierung eines entsprechenden Gesetzestextes kann aufgrund der positiven Erfahrungen orientiert am schwedischen Recht erfolgen. Das hier aufgezeigte Modell ist dabei europa-

---

[26] Vgl. Mitteilung der *Kommission* an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Erneuerbare Energien: Ein wichtiger Faktor auf dem europäischen Energiemarkt, COM(2012) 271 final.

rechts- und verfassungsrechtskonform und beseitigt sogar die berechtigten finanzverfassungsrechtlichen Bedenken gegenüber dem gegenwärtigen EEG-Modell.

Literatur

acatech (2012), *Die Energiewende finanzierbar gestalten: Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft*, Berlin.

Bartosch, A. (2010), Materielle Selektivität und Europäische Beihilfenkontrolle: Ein Diskussionsbeitrag zum derzeitigen Stand der Gemeinschaftsrechtsprechung, *Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht* (*EuZW*) 21 (1), S. 12-18.

BDEW (2011), *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken*, korrigierte Fassung vom 23. Januar 2012, Berlin.

Böckers, V., Giessing, L., Haucap, J., Heimeshoff, U. und J. Rösch (2012), Braucht Deutschland Kapazitätsmechanismen für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung, *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung* 81, S. 73-90.

Bundesnetzagentur (2012), EEG-Umlage beträgt im kommenden Jahr 5,277 ct/kWh, Pressemitteilung vom 15.10.2012, Bonn.

Ekardt, F. und A. Schmeichel (2009), Erneuerbare Energien, Warenverkehrsfreiheit und Beihilfenrecht: Nationale Klimaschutzmaßnahme im EG-Recht, *Zeitschrift für europarechtliche Studien* (*ZEuS*) 12 (2), 171-218.

Erk, C. (2008), *Die künftige Vereinbarkeit des EEG mit Verfassungs- und Europarecht*, Nomos Verlag: Baden-Baden.

EWI (2012), *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*, Endbericht zum Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, EWI: Köln.

Frondel, M., Ritter, N. und C.M. Schmidt (2010), Die Förderung der Photovoltaik: Ein Kosten-Tsunami, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (12), S. 36-44.

Frontier Economics (2011), Study on Market Design for a Renewable Quota Scheme, Study prepared for Energie-Nederlands, London.

Klinski, S. (2005), Zur Vereinbarkeit des EEG mit dem Elektrizitätsbinnenmarkt - Neubewertung unter Berücksichtigung der Richtlinie 2003/54/EG und 2001/77/EG, *Zeitschrift für Neues Energierecht* (*ZNER*) 9, 207-216.

La Chevallerie, A. und K. Schweitzer (2012), Gemeinsamer Handel mit Stromzertifikaten - Förderung Erneuerbarer in Schweden und Norwegen, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62 (3), S. 92-95.

Manssen, G. (2012), Die EEG-Umlage als verfassungswidrige Sonderabgabe, *Die öffentliche Verwaltung* (*DÖV*) 65, S. 499-503.

Monopolkommission (2011), *Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten*, 59. Sondergutachten, Nomos Verlag: Baden-Baden.

Pünder, H. (2001), EuGH billigt die Förderung von „Ökostrom“, *JURA* 23, S. 591-596.

RWI (2012), *Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien*, Essen.

Sachverständigenrat (2011), Jahresgutachten 2011/2012 des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2011), Wege zu 100% erneuerbarer Stromversorgung, Sondergutachten, SRU: Berlin.

Sinn, H.-W. (2012), *Das grüne Paradoxon: Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik*, München.

Tindale, S. (2012), *Saving Emissions Trading from Irrelevance*, CER Policy Brief, CER: London.

Weimann, J. (2009), *Die Klimapolitik-Katastrophe: Deutschland im Dunkel der Energiesparlampe*, 2. Auflage; Metropolis: Marburg.

BISHER ERSCHIENEN

33 Haucap, Justus und Kühling, Jürgen, Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung – das Quotenmodell, November 2012.

32 Haucap, Justus, Wie lange hält Googles Monopol?, November 2012.
Erscheint in: MedienWirtschaft: Zeitschrift für Medienmanagement und Kommunikationsökonomie.

31 Herr, Annika, Rationalisierung und Wettbewerb im Arzneimittelmarkt, Oktober 2012.

30 Smeets, Heinz-Dieter, Zum Stand der Staatsschuldenkrise in Europa, Oktober 2012.
Erschienen in: Jahrbuch für Wirtschaftswissenschaften, 63 (2012), S.125-169.

29 Barth, Anne-Kathrin und Heimeshoff, Ulrich, Der angemessene Kostenmaßstab für Terminierungsentgelte – „Pure LRIC“ vs. „KeL“, September 2012.

28 Haucap, Justus, Eine ökonomische Analyse der Überwälzbarkeit der Kernbrennstoffsteuer, September 2012.
Erscheint in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik.

27 Haucap, Justus, Lange, Mirjam R. J. und Wey, Christian, Nemo Omnibus Placet: Exzessive Regulierung und staatliche Willkür, Juli 2012.

26 Bataille, Marc, Die Anwendung theoretischer Wettbewerbskonzepte auf den Busliniennahverkehr, Mai 2012.

25 Haucap, Justus,Tarifeinheit nicht durch Gesetz verankern, Mai 2012.
Erschienen in: Wirtschaftsdienst, 92 (2012), S. 299-303.

24 Böckers, Veit, Giessing, Leonie, Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Rösch, Jürgen, Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung, Januar 2012.
Erschienen in: Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, 81 (2012), S. 73-90.

23 Haucap, Justus und Heimeshoff, Ulrich, Sind Moscheen in Deutschland NIMBY-Güter?, Januar 2012.
Erschienen in: R. Schomaker, C. Müller, A. Knorr (Hrsg.), Migration und Integration als wirtschaftliche und gesellschaftliche Ordnungsprobleme, Lucius & Lucius: Stuttgart 2012, S. 163-184.

22 Haucap, Justus und Klein, Gordon J., Einschränkungen der Preisgestaltung im Einzelhandel aus wettbewerbsökonomischer Perspektive, Januar 2012.
Erschienen in: D. Ahlert (Hrsg.), Vertikale Preis- und Markenpflege im Kreuzfeuer des Kartellrechts, Gabler Verlag: Wiesbaden 2012, S. 169-186.

21 Wey, Christian, Nachfragemacht im Handel, Dezember 2011.
Erschienen in: FIW (Hrsg.), Schwerpunkte des Kartellrechts 2009/2010: Referate des 37. und 38. FIW-Seminars, Carl Heymanns Verlag: Köln 2011, S. 149-160.

20 Smeets, Heinz-Dieter, Staatschuldenkrise in Europa – Ist die Finanzierung der Schuldnerländer alternativlos?, November 2011.
Erschienen in: Dialog Handwerk, Nordrhein-Westfälischer Handwerkstag, 2 (2011).

19 Haucap, Justus, Steuern, Wettbewerb und Wettbewerbsneutralität, Oktober 2011.
Erschienen in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 13 (2012), S. 103-115.

18 Bräuninger, Michael, Haucap, Justus und Muck, Johannes, Was lesen und schätzen Ökonomen im Jahr 2011?, August 2011.
Erschienen in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 12 (2011), S. 339-371.

17 Coenen, Michael, Haucap, Justus, Herr, Annika und Kuchinke, Björn A., Wettbewerbspotenziale im deutschen Apothekenmarkt, Juli 2011.
Erschienen in: ORDO – Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft, 63 (2011), S. 205-229.

16 Haucap, Justus und Wenzel, Tobias, Wettbewerb im Internet: Was ist online anders als offline?, Juli 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 200-211.

15 Gersdorf, Hubertus, Netzneutralität: Regulierungsbedarf?, Juli 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 187-199.

14 Kruse, Jörn, Ökonomische Grundlagen des Wettbewerbs im Internet, Juli 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 175-186.

13 Coenen, Michael, Haucap, Justus und Herr, Annika, Regionalität: Wettbewerbliche Überlegungen zum Krankenhausmarkt, Juni 2011.
Erschienen in: J. Klauber et al. (Hrsg.), Krankenhausreport 2012, Schattauer: Stuttgart 2012, S. 149-163.

12 Stühmeier, Torben, Das Leistungsschutzrecht für Presseverleger: Eine ordnungspolitische Analyse, Juni 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 61 (2012), S. 82-102.

11 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Mehr Plan- als Marktwirtschaft in der energiepolitischen Strategie 2020 der Europäischen Kommission, April 2011.
Erschienen in: D. Joost, H. Oetker, M. Paschke (Hrsg.), Festschrift für Franz Jürgen Säcker zum 70. Geburtstag, Verlag C. H. Beck: München 2011, S. 721-736.

10 Göddeke, Anna, Haucap, Justus, Herr, Annika und Wey, Christian, Stabilität und Wandel von Arbeitsmarktinstitutionen aus wettbewerbsökonomischer Sicht, März 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Arbeitsmarktforschung, 44 (2011), S. 143-154.

09 Haucap, Justus, Steuerharmonisierung oder Steuerwettbewerb in Europa?, Dezember 2010.
Erschienen in: Zeitschrift für das gesamte Kreditwesen, 64 (2011), S. 25-28.

08 Haucap, Justus, Eingeschränkte Rationalität in der Wettbewerbsökonomie, Dezember 2010.
Erschienen in: H. Michael Piper (Hrsg.), Neues aus Wissenschaft und Lehre. Jahrbuch der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf 2010, Düsseldorf University Press: Düsseldorf 2011, S. 495-507.

07 Bataille, Marc und Coenen, Michael, Zugangsentgelte zur Infrastruktur der Deutsche Bahn AG: Fluch oder Segen durch vertikale Separierung?, Dezember 2010.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 370-388.

06 Normann, Hans-Theo, Experimentelle Ökonomik für die Wettbewerbspolitik, Dezember 2010.
Erschienen in: H. Michael Piper (Hrsg.), Neues aus Wissenschaft und Lehre. Jahrbuch der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf 2010, Düsseldorf University Press: Düsseldorf 2011, S. 509-522.

05 Baake, Pio, Kuchinke, Björn A. und Wey, Christian, Wettbewerb und Wettbewerbsvorschriften im Gesundheitswesen, November 2010.
Erschienen in: Björn A. Kuchinke, Thorsten Sundmacher, Jürgen Zerth (Hrsg.), Wettbewerb und Gesundheitskapital, DIBOGS-Beiträge zur Gesundheitsökonomie und Sozialpolitik, Universitätsverlag Ilmenau: Ilmenau 2010, S. 10-22.

04 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Stühmeier, Torben, Wettbewerb im deutschen Mobilfunkmarkt, September 2010.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 240-267.

03 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Industriepolitische Konsequenzen der Wirtschaftskrise, September 2010.
Erschienen in: Theresia Theurl (Hrsg.), Wirtschaftspolitische Konsequenzen der Finanz- und Wirtschaftskrise, Schriften des Vereins für Socialpolitik, Band 329, Duncker & Humbolt: Berlin 2010, S. 57-84.

02 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Uhde, Andre, Zur Neuregulierung des Bankensektors nach der Finanzkrise: Bewertung der Reformvorhaben der EU aus ordnungspolitischer Sicht, September 2010.
Erschienen in: Albrecht Michler, Heinz-Dieter Smeets (Hrsg.), Die aktuelle Finanzkrise: Bestandsaufnahme und Lehren für die Zukunft, Lucius & Lucius: Stuttgart 2011, S. 185 -207.

01 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Regulierung und Deregulierung in Telekommunikationsmärkten: Theorie und Praxis, September 2010.
Erschienen in: Stefan Bechtold, Joachim Jickeli, Mathias Rohe (Hrsg.), Recht, Ordnung und Wettbewerb: Festschrift zum 70. Geburtstag von Wernhard Möschel,
Nomos Verlag: Baden-Baden 2011, S. 1005-1026.

Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf

Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE)

Universitätsstraße 1 _ 40225 Düsseldorf
www.dice.hhu.de

ISSN 2190-992X (online)
ISBN 978-3-86304-633-0