

# Ein koordiniertes europäisches Marktdesign für erneuerbare Energien in der Stromversorgung

Florian Bieberbach, Hans Lerchl, Stephan Eidt und Reinhold Zuldz

*Der forcierte Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung Europas bringt Herausforderungen der Markt- und Systemintegration mit sich, die sich mit dem bisherigen Rahmen kaum bewerkstelligen lassen. Ein volkswirtschaftlich optimaler, kombinierter Zubau von Erzeugungskapazitäten und Netzen könnte, selbstverständlich unter Berücksichtigung von Unbundlingvorschriften, hier zielführend sein. Der Schlüssel liegt in einem Zertifikatesystem, das ein einfaches, bürokratiearmes europäisches Marktdesign ergibt. Erfolgreiche nationale Instrumente müssten keinesfalls abgeschafft, sondern könnten – wie heute bspw. das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – komplementär wirken. Ergänzend wären Kapazitätsmechanismen integrierbar.*

Um den gewaltigen Herausforderungen des Klimawandels und den tendenziellen Preissteigerungen für Öl und Gas zu begegnen, will die Europäische Union (EU) bis 2050 die Landschaft der Stromerzeugung restrukturieren. Die erneuerbaren Energien (EE) sollen das führende System werden. Dieser Prozess ist durch den weitgehenden Verzicht auf fossile Kraftwerke bestimmt und Teil des Dekarbonisierungspfades der EU [1].

Die Mitgliedstaaten wenden dabei aktuell unterschiedliche EE-Fördersysteme an. Ein einheitliches europäisches Fördersystem, dessen Ziele zunächst bis 2020 [2] an den Vorgaben des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) ausgerichtet sind, existiert derzeit (noch) nicht. Jedoch arbeitet die EU bereits daran, analog zu CO<sub>2</sub> die EE koordiniert in den sich rasant entwickelnden europäischen Energiebinnenmarkt zu integrieren. Grundgedanke dabei ist es, über einen Wettbewerb der Technologien und Standorte eine hohe Effizienz zu erreichen.

Als Folge des EE-Ausbaus ist in den europäischen Netzen erhebliche zusätzliche Transportkapazität erforderlich, um künftig diesen Strom bedarfsgerecht zu den Verbrauchern zu transportieren. Die aktuelle Netzauslegung ist historisch durch Großkraftwerke geprägt, die in Nähe zu Ballungszentren gebaut wurden. Für eine durch EE geprägte Struktur müssen künftig Hunderte von Kilometern zur Versorgung von Endkunden in Ballungsräumen überwunden werden, da sich die Standorte der EE mit niedrigen Erzeugungskosten in der Regel nicht in der Nähe der Verbrauchszentren bzw. in strukturschwachen Regionen befinden.



Eine europaweite Harmonisierung der Erneuerbaren-Politik ist machbar, ohne dass erfolgreiche Systeme wie das EEG verlorengehen müssen  
Foto: Mauritius

Eine weitere Anforderung an die europäische Energiepolitik ist die von Verbraucherschützern ebenso wie von Industrieverbänden erhobene Forderung, dass sich die Kosten der Umgestaltung des europäischen Energiesystems und die Energiepreissteigerungen in Grenzen halten müssen. Dies erfordert einen klaren Fokus auf Kosteneffizienz bei der Entwicklung und Umsetzung der EU-Klimaschutzziele.

Die Herausforderung, der sich dieser Artikel stellt, besteht daher in einem volkswirtschaftlich optimalen, kombinierten Ausbau sowohl der EE als auch der notwendigen

Netze in der EU. Dabei werden entgegen der Praxis bisheriger Diskussionen die EE und die Netze nicht separat, sondern energie-wirtschaftlich zusammenhängend bewertet. Das Prinzip des Unbundlings bleibt dabei unberührt.

Der Vorteil gegenüber Fördersystemen ohne Berücksichtigung des Netzes besteht darin, dass eine im wahrsten Sinne des Wortes bedarfsnähere Förderung entwickelt wird. Dies kann z. B. dazu führen, EE-Anlagen zu wirtschaftlichen Konditionen auch an Standorten zu bauen, die für sich genommen nicht den allerhöchsten Anforderungen

genügen. Darüber hinaus wird dem Gedanken der Dezentralität sowie dem Bestreben nach verbrauchsnahe Einspeisung Rechnung getragen.

## Ende der Förderung im Jahr 2025

Aus den Annahmen zur Entwicklung der EE-Anlagenkosten des im Jahr 2010 veröffentlichten Gutachtens zu den Energieszenarien der Bundesregierung von EWI/Prognos/GWS [3] lassen sich die Stromgestehungskosten für neu errichtete Windkraft- und PV-Anlagen ableiten (Abb. 1). Im hier betrachteten Zeitraum zwischen 2020-2030 wird die Merit-Order noch durch thermische Kraftwerke dominiert. Bei einer jährlichen realen Steigerung des Börsenstrompreises um 2 % können daher ab Mitte der 2020er Jahre Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen ohne Förderung am Markt bestehen, da der Strompreis die Gestehungskosten überschreitet. PV-Anlagen sind trotz deutlich sinkender Gestehungskosten jedoch noch weit von einer Marktfähigkeit entfernt.

## Aktuelle Fördersysteme für Erneuerbare in Europa

In Europa existieren derzeit drei Typen von Fördersystemen für den Zubau von EE-Anlagen:

- Einspeisevergütung (Feed-in Tariff FiT),
- Einspeiseprämie (Feed-in Premium FiP),
- Quotensystem (Quota System).

In einigen Ländern, auch in Deutschland, existieren Misch- oder Parallelsysteme. Einspeisevergütung und Quotensystem werden im Folgenden näher betrachtet.

Ein FiT-System ist definiert durch eine feste Einspeisevergütung für den kompletten Förderzeitraum. Bezogen auf Umfang und Geschwindigkeit des Zubaus waren und sind die Systeme der festen Einspeisetarife in der europäischen Praxis erfolgreich. Gründe sind die einfache Nutzung der Förderung, die bessere Risikoabschätzung für Investoren und

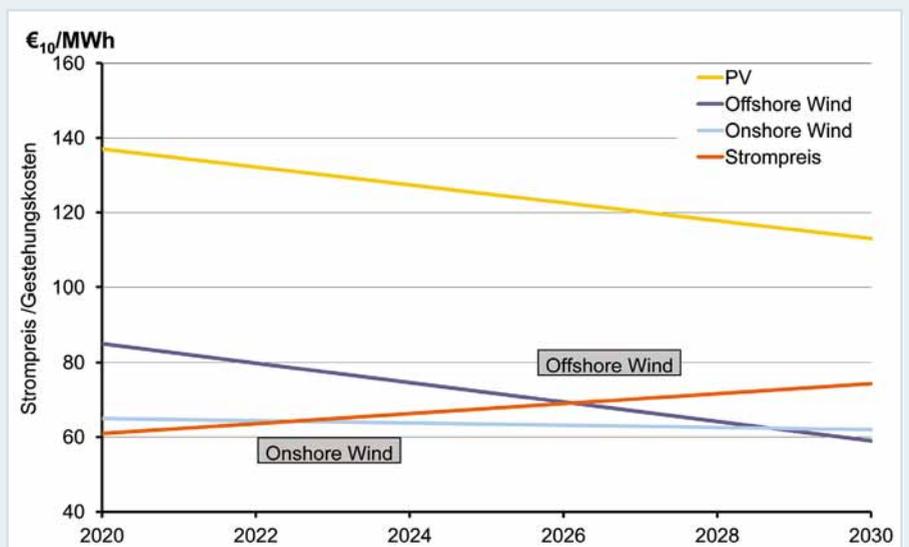


Abb. 1 Idealisierte Stromgestehungskosten und Strompreise gemäß [3]

finanzierende Banken, die technologie- und ortsspezifische Förderung und der leichte Zugang für Kleinerzeuger. Die Herausforderung in diesem System ist die möglichst genaue Justierung der Förderhöhe, um das Ausbauziel kostenminimal darzustellen. Wesentliche Nachteile von FiT-Systemen liegen in der fehlenden Marktintegration, besonders bei einem zunehmend höheren Anteil an erneuerbaren Energien an der Gesamtzeugung und der verwaltungsintensiven Bestimmung einer adäquaten Förderhöhe.

Bei marktbasierter Systemen wie dem Quotensystem erhält eine EE-Anlage Einkünfte aus folgenden Einzelkomponenten:

- Marktpreis für (Grau-)Strom,
- Marktpreis für Green Certificates (GCs),
- Marktpreis für Guarantees of Origin (GoOs).

Bei Quotensystemen sind Stromlieferanten verpflichtet, eine prozentual festgelegte Menge Strom aus neu zugebauten EE (Quote) in ihrem Liefervolumen an Letztverbraucher nachzuweisen. Dieser Nachweis erfolgt über GCs, die von den Stromproduzenten erworben werden.

Bei GCs handelt es sich um Derivate, welche eine zeitlich begrenzte Förderung erneuerbarer Energien als Wert verbriefen. Der europäische Handel der GCs kann nach der EU Richtlinie ähnlich wie beim ETS umgesetzt werden.

Die Bestimmung der optimalen Quotenhöhe (und somit die Förderhöhe) bspw. durch eine nationale Energie-Agentur ist ähnlich aufwändig wie bei den FiT-Systemen.

Anhand von Prognosen für Zertifikatsbedarf, Erzeugung aus Bestandsanlagen, Strompreisen und langfristigen Grenzkosten (long run marginal costs - LRMC) von neuen EE-Erzeugungsprojekten schätzen Investoren einen Zertifikatspreis ab. Der einheitliche GC-Preis bildet sich bei dem, den Grenzpreis setzenden Projekt im Rahmen einer EE-Merit-Order von Projekten bzw. Technologien und Standorten:

LRMC grenzpreissetzend - (Strompreis im Marktgebiet + GoO-Preis) = GC-Preis.

Dieser Preis ermöglicht allen Projekten, die preislich unter dem den Grenzpreis setzenden Projekt liegen, über den Merit-Order-Effekt eine höhere Produzentenrente. Kosteneffizienz ist in diesem System nur bezogen auf die Erzeugung erreichbar, da nur die Technik und der Standort nach Energieangebot und Strompreis im Marktgebiet optimiert werden. Netzkosten sind für den GC-Preis nicht relevant.

Banding (= die Förderung einzelner Technologien durch die Ausgabe einer differenzierten Anzahl von GCs pro Technologie) kann die Produzentenrente effizient begrenzen [4]. Um eine Überförderung zu vermeiden,

werden die Anzahl der ausgegebenen GCs pro Technologie sowie die Quoten der einzelnen Jahre periodisch geprüft und je nach Zielerreichung angepasst.

Ein Investor kann während der Betriebslaufzeit seiner Anlage nicht mit einer fixen Vergütung kalkulieren. Die Balance zwischen stabilen Rahmenbedingungen für langfristige Investitionen und der möglichst genauen Nachregelung der Förderhöhe ist ein entscheidender Erfolgsfaktor.

GCs können auch für andere Perioden aufgespart werden (banking), was zu einer mittelfristigen Preisdämpfung führt. Ohne banking wird eine höhere Preisvolatilität erzeugt, die häufig über vorgegebene Mindest- und Maximalpreise für die GCs begrenzt wird.

Die EU-Direktive [2009/28/EG] sieht ein paralleles, separates Zertifikat für die Grünstromeigenschaft als Derivat vor (GoO), das nach Umsetzung über nationale Register verwaltet wird (ähnlich ETS). GC und GoO sind zu unterscheiden, da bei der Grünstromeigenschaft nur die physikalische Erzeugung ausschlaggebend ist, jedoch nicht die Förderfähigkeit der Erzeugungsanlage. Ein GoO dient in erster Linie der europaweiten Kennzeichnung und dem Vertrieb von Grünstrom, ein GC ist der Förderung des Zubaus von EE-Erzeugung zuzuordnen. Durch die Abwicklung in öffentlich reguliertem Rahmen kann der missbräuchlichen Verwendung von GoOs (Greenwashing) begegnet werden. Dies würde eine einheitliche Basis für den europaweiten Handel mit der grünen Eigenschaft des Stroms bilden und

ein höheres Vertrauen für die Belieferung von Ökostromkunden schaffen.

### Effektivität vs. Effizienz von Fördersystemen

Zweifelsfrei sind Einspeisesysteme wie das EEG überaus effektiv, wenn es gilt, neue Technologien zu implementieren. Bestandsicherung, an die Laufzeit gekoppelte garantierte Vergütungen und Einspeisevorrang schaffen ein Maß an Investitionssicherheit, das den schnellen Ausbau der EE in der Anfangsphase überhaupt erst ermöglichte. Nach nunmehr gut zehn Jahren EEG, erheblichen Fortschritten in der Technologie und des professionalisierten Risikomanagements bei EE-Projekten rückt nun die Marktintegration in den Vordergrund. Das ist zum einen ein vor zehn Jahren kaum für möglich gehaltener Fortschritt. Aber um unter den weiter entwickelten Rahmenbedingungen den Erfolgsweg vergleichbar fortzusetzen, bieten Systeme wie das EEG keine Perspektive. Zielführend ist ein Fördersystem für eine Integration in den europäischen Binnenmarkt.

Marktintegration heißt, sich dem Grundprinzip aller funktionierenden Märkte zu unterwerfen, nämlich dass die Nachfrage auf ein passendes Angebot trifft. Die Nachfrage nach EE ergibt sich aus dem politischen Willen, im Sinne des Klimaschutzes schrittweise den Anteil der EE an der Stromerzeugung auszubauen. Diese Nachfrage soll zunehmend nach marktlichen Kriterien gedeckt werden – und das bedeutet Wettbewerb. Im Falle der EE herrscht ein Wettbewerb um die Standorte mit der höchsten Windhöflichkeit

oder der längsten und intensivsten Sonneneinstrahlung. Im Ergebnis werden die günstigsten Technologien (aus Investorensicht) an den besten (europäischen) Standorten gebaut, was hinsichtlich der Gesamtkosten volkswirtschaftlich optimal und daher effizient ist. In den Markt integriert, nehmen die EE zu Grenzkosten (Wind und Sonne nahezu Null) an der kurzfristigen Einsatzoptimierung aller Erzeuger im Strommarkt teil. So ergibt sich, dass das marktpreisunabhängige Energiedargebot aus Sonne und Wind – bei gegebener Systemstabilität – grundsätzlich immer zuerst eingespeist wird.

### Komplementierung des europäischen Marktdesigns

Ein Zertifikatesystem zur Förderung von EE erfordert ein entsprechend weiterentwickeltes europäisches Marktdesign für Strom. Angenommenes Ziel der Politik bleibt eine marktliche Organisation der Energieversorgung in einem europäischen Binnenmarkt. Grundsätzliches Ziel aller Marktakteure ist ein möglichst einfaches, bürokratiearmes Marktdesign. Es soll politisch und gesellschaftlich akzeptabel und betriebswirtschaftlich sinnvoll auf der Ebene von Investitionsprojekten umsetzbar sein. Um volkswirtschaftlich effizient zu sein, muss das Marktdesign die Förderung von EE, deren Integration in den europäischen Energiebinnenmarkt, den notwendigen Netzausbau und die Versorgungssicherheit konsistent integrieren.

Folgende Komponenten wirken beim nachfolgend vorgeschlagenen Design zusammen:

- die europäischen Märkte für (Grau-)Strom und Systemdienstleistungen in ihrer heutigen Form,
- ein europäisches Basis-Fördersystem für EE-Strom mit Zertifikaten (Abb. 2) und
- europäisch koordinierte, ortsabhängige Netznutzungsentgelte für Einspeiser von Strom.

Ergänzend können optional nationale Fördermechanismen komplementär zum europäischen System wirken und damit alle Vorteile eines FIT-Systems (z. B. des deutschen EEG) auch in einem harmonisierten europäischen Binnenmarkt für EE enthalten.

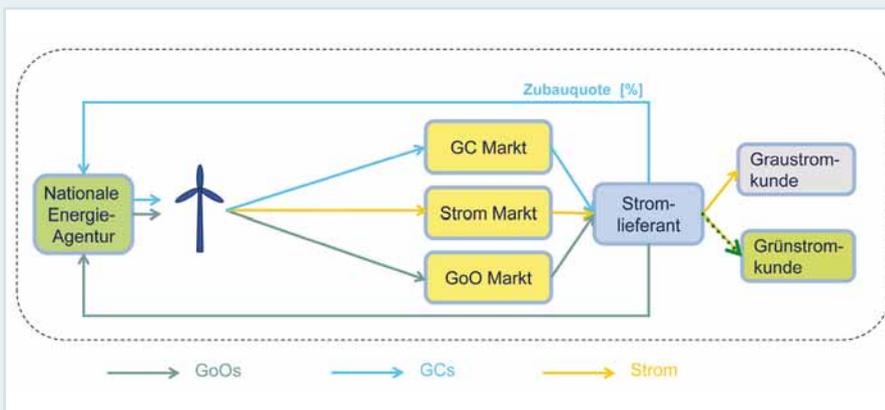


Abb. 2 Europäisches Basis-Fördersystem

## Ein europäisches Basis-Fördersystem für EE-Strom

Ein europaweites marktbasierendes Quotensystem kann nur unter gleichartigen Bedingungen in allen teilnehmenden europäischen Ländern geschaffen werden, um die Fungibilität der GCs und ortsunabhängige Transaktionskosten zu gewährleisten. Damit hat der Ort der physischen Einspeisung und des Verbrauchs regenerativ erzeugten Stroms für die Ausstellung und Entwertung von GCs keine preislichen Auswirkungen.

Faktisch bedeutet dies auch, dass die regional unterschiedlich teuren, durch die einzelne Ein- und Ausspeisung verursachten Netzausbau- und Netzbetriebskosten nicht Teil dieses Systems sind.

Ein europäischer GC-Markt trägt bei limitierten Übertragungskapazitäten zur Dämpfung von lokalen Preisunterschieden bei. Unter vergleichbaren Randbedingungen und gleichem Zertifikatspreis werden EE in Regionen mit dem höchsten Strompreis ge-

baut. Der Zubau senkt in der lokalen Merit-Order den Preis.

Ein europäischer GoO-Handel soll Teil dieses Systems sein. Mit dieser Basis können unterschiedliche Vertriebsprodukte gestaltet werden, falls die GoOs z. B. zusätzlich mit einem Zeitstempel gekennzeichnet sind.

Der Zugang für Kleininvestoren wäre durch Intermediäre wie z. B. Energiehändler, einfach darstellbar, die in der Form einer bilateralen Vergütungsvereinbarung (Power Purchase Agreement, PPA) Zahlungsströme an einzelne Erzeuger langfristig bei fixierter Vergütung absichern.

## Ein Hybridsystem für Europa

Europäische Zertifikatesysteme zur Förderung von EE werden häufig mit dem Hinweis auf die erfolgreichen nationalen Fördersysteme wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) abgelehnt. Dabei wird übersehen, dass die unbestreitbaren Vorteile und Erfolge von Systemen wie dem deutschen EEG

keineswegs in einer europäischen Harmonisierung verloren gehen müssen.

Das vorgeschlagene europäische System für eine Übergangszeit bis zur Marktreife der einzelnen EE-Technologie (Abb. 3) lässt sich mit nationalen FiT-Systemen ergänzen, wodurch alle Vorteile bspw. des deutschen EEG erhalten bleiben können, gleichzeitig aber eine notwendige europäische Integration möglich ist. Jedes einzelne Land kann für seine EE-Standorte eine optionale Einspeisevergütung anbieten, die aus Sicht des Produzenten wie das heutige EEG wirkt. Dies sollte über eine öffentlich regulierte Institution geschehen.

Dabei hat der Erzeuger die Möglichkeit, ex ante und pauschal seine Stromerzeugung, GoOs und GCs gegen eine feste Einspeisevergütung zu tauschen, ähnlich den erwähnten PPAs. Insbesondere kleine Erzeuger können auf diese Weise einfach eine garantierte Förderung wie heute im EEG erhalten. Eine Doppelförderung ist wegen des Tausches ausgeschlossen. Eine Institution vermarktet die Zertifikate in den europäischen Märkten und



**Nur wer Übergrößen für gesund hält,  
braucht keine schlanken Konzepte.**

**rhenag: Ihr Business-Berater für mehr Effizienz.**

Wir propagieren keine opulenten Rezepte nach dem Motto: „Der Appetit kommt beim Essen.“ Unsere Dienstleistungsangebote für kooperations-suchende Energieversorger sind schlank, operativ und konsequent lösungsorientiert. Warum? Weil hinter diesen Konzepten bodenständige Praktiker stehen, die unsere Dienstleistungen zuhause, das heißt im rhenag-Energiegeschäft, selbst operativ betreiben. Das prägt.

Erfahren Sie mehr unter [www.rhenag.de](http://www.rhenag.de)

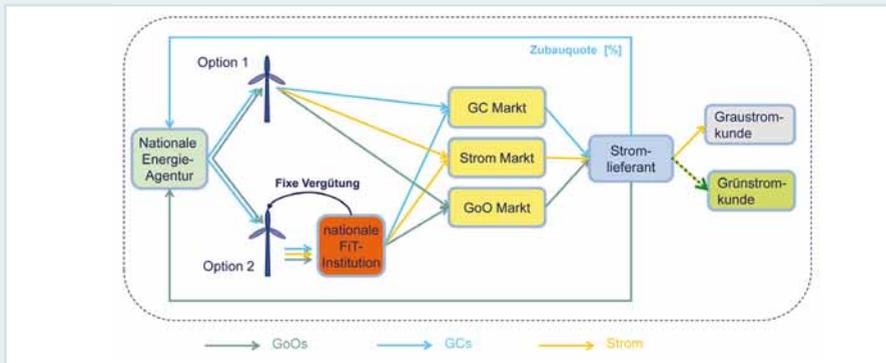


Abb. 3 Hybridsystem mit zwei optionalen Vermarktungswegen

erzielt damit Erlöse, die zur Finanzierung der Einspeisevergütung verwendet werden. Je nach Höhe der Fördersätze entsteht dabei ein Defizit, das wie heute beim EEG über eine Umlage finanziell gewälzt wird.

### Differenzierte Netznutzungs-entgelte für Stromerzeuger

Aus der alleinigen Perspektive der Erzeugungstechnologien in einem marktbasieren Quotensystem würde sich die Verteilung der Wind- und Solarenergieanlagen über Europa in erster Linie am Energieangebot orientieren: Windenergie an und vor den (nördlichen) Küsten sowie solarthermische Kraftwerke und Freiflächen-Photovoltaik (PV) in den Mittelmeerländern. Die Folge sind erhebliche Netzkosten.

#### Netzparität

Der Strom aus PV-Anlagen muss volkswirtschaftlich gesehen und entgegen häufiger Behauptung mit dem Großhandelspreis und nicht mit dem Strom „aus der Steckdose“ konkurrieren. Aufgrund der jahres- und tageszeitlichen Abhängigkeit der Strom-einspeisung aus PV kann nicht auf das Stromtransport- und Verteilnetz verzichtet werden. Bei einer verursachergerechten Allokation der Netzkosten und Vorhaltekosten für gesicherte Kraftwerksleistung ergibt sich ein wesentlich höherer Grundpreis für den Netzanschluss, wodurch die sog. Netzparität der PV erst bei einer Konkurrenzfähigkeit am Großhandelsmarkt erreicht wird.

Die Netzkosten werden in Europa aktuell sehr unterschiedlich auf Netznutzer verteilt. Um künftig eine aus volkswirtschaftlicher Gesamtsicht optimale Allokation der EE wie

auch der konventionellen Erzeugung zu erreichen, sollten sich Kosten eines zusätzlich notwendigen Netzausbaus bzw. Einsparungen durch eine Vermeidung von Netzinvestitionen direkt in Netzentgelten für Erzeuger niederschlagen [5].

Eine G-Komponente (G = Generation) für einspeisende Stromerzeugungsanlagen bewirkt Allokationssignale für eine optimierte Verteilung. Die Entgelthöhe ist abhängig vom Netzanschlusspunkt (Ort und Spannungsebene sowie die ggf. damit verbundenen Ausbaukosten) und der Einspeisecharakteristik. Bspw. würde dann ein Gaskraftwerk am Höchstspannungsnetz in einem Verbrauchsschwerpunkt als verbrauchsnahe, regelbarer und gesicherter Einspeiser einen Bonus vom Netz erhalten. Ein Windpark in Nordschweden an einem schwach ausgebauten Hochspannungsnetz, der verbrauchsfern und fluktuierend einspeist, kompensiert über die G-Komponente die zusätzlichen Betriebs- und Ausbaukosten des Netzes.

Netzausbau vermeidende Erzeugungsstandorte erlangen einen wirtschaftlichen Wert, der die Investitionsentscheidungen direkt beeinflusst. Das heute bestehende Konzept der vermiedenen Netznutzungsentgelte kann in diese Richtung weiterentwickelt und integriert werden.

Die Kombination des vorgeschlagenen Fördersystems mit der G-Komponente führt zu einer volkswirtschaftlich optimalen Verteilung von Standorten über Europa nach transparenten, wirtschaftlichen und marktlichen Kriterien unter Berücksichtigung von natürlichen Standortbedingungen für EE, lokaler Stromnachfrage und Netzkapazität.

## Versorgungssicherheit und Integrierbarkeit von Kapazitätsmechanismen

Der deutliche Zubau von erneuerbaren Energien mit dargebotsabhängiger Einspeisung erfordert technische und marktliche Lösungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit auf dem bisherigen Qualitätsniveau. Gesicherte Erzeugung kann kurz- bis mittelfristig nur durch thermische Kraftwerke bereitgestellt werden, die jedoch auf deutlich weniger Benutzungsstunden kommen werden (Missing-Money-Problem) und damit zunehmend unwirtschaftlich sind. Sorgfältig gestaltete Kapazitätsmechanismen zur Erhöhung der Erzeugungskapazität könnten dabei sinnvolle Maßnahmen darstellen, um extremen Knappheitssituationen entgegenzuwirken. Solche Mechanismen wären problemlos ins hier skizzierte Marktdesign integrierbar.

### Anmerkungen

- [1] Beschluss der Staats- und Regierungschefs vom Februar 2011: 80-95 % weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050.
- [2] Energie 2020: Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie (KOM(2010)639): Priorität 2: Einen europaweit integrierten Energiemarkt schaffen bis 31.12.2014.
- [3] Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C.: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Prognos AG, EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS), Basel, Köln, Osnabrück 2010.
- [4] Riechmann, C.: Feed-in Tariffs versus Renewable Quota Systems revisited, Frontier Economics, [http://www.infraday.tu-berlin.de/typo3/fileadmin/documents/infraday/2011/presentations/Renewable %20energy %20policies %20-%202012.pdf](http://www.infraday.tu-berlin.de/typo3/fileadmin/documents/infraday/2011/presentations/Renewable%20energy%20policies%20-%202012.pdf), Berlin 2011.
- [5] Mühlhäuser, K.: Europas Chancen nutzen, in d-zen-tral. Verantwortlich und effizient – für die Energie-Zukunft einer offenen Gesellschaft, S. Becker, B. Wilmert (Hrsg.), wesentlich Verlag, Aachen, 2011.

*Dr. F. Bieberbach, Kaufmännischer Geschäftsführer der Stadtwerke München GmbH und Lehrbeauftragter am Center for Energy Markets (CEM), TU München; H. Lerchl, Leiter Energiewirtschaftliche Grundsatzfragen, St. Eidt, Leiter Konzernenergiewirtschaft und R. Zoldt, Konzernenergiewirtschaft, Stadtwerke München GmbH, München  
bieberbach.florian@swm.de*