Förderung der Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien – Perspektiven einer instrumentellen Weiterentwicklung

ERIK GAWEL, ALEXANDRA PURKUS, KLAAS KORTE UND PAUL LEHMANN

Erik Gawel, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ, Leipzig, E-Mail:erik.gawel@ufz.de
Alexandra Purkus, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ, Leipzig, E-Mail: alexandra.purkus@ufz.de
Klaas Korte, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ, Leipzig, E-Mail: klaas.korte@ufz.de
Paul Lehmann, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ, Leipzig, E-Mail: paul.lehmann@ufz.de

Zusammenfassung: Mit wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien (EE) an der Stromerzeugung gewinnt das Problem ihrer Markt- und Systemintegration an Bedeutung. Für eine langfristig effiziente Stromversorgung stellt sich zunächst die Frage, wie EE in den regulären Steuerungs- und Vergütungsprozess des Strommarktes integriert werden können (Marktintegration im engeren Sinne). Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sind EE darüber hinaus stärker in die Netzstabilisierung einzubinden, etwa durch die Erbringung von Systemdienstleistungen und bedarfsgerechte Einspeisung (Systemintegration). Die Ausgestaltung eines institutionellen und zeitlichen Übergangs vom außermarktlichen Festpreissystem der EEG-Einspeisevergütung mit Netzvorrang zu einem systemintegrierten Marktpreisregime stellt eine weitere Herausforderung dar. Angesichts der Vielschichtigkeit der Debatte nimmt der vorliegende Artikel eine Einordnung der Argumentationsstränge vor und gibt einen Überblick über zentrale instrumentelle Optionen der Markt- und Systemintegration. Dabei wird deutlich, dass beide Herausforderungen eng miteinander verzahnt sind und eine isolierte Diskussion von Einzelelementen zu kurz greift.

Summary: In order to ensure the long-term efficiency and security of electricity supply, improving the market and system integration of renewable energy sources (RES) is of increasing importance. First, the question is how to integrate RES into the regular allocation and remuneration mechanism of the electricity market (market integration in a narrow sense). Second, RES must take on responsibility for grid stabilisation, e. g. through the provision of balancing power and demand-oriented production (system integration). However, it remains unsettled how to design the institutional and intertemporal transition from a market introduction regime with administered prices and priority transmission rules to an integrated market price regime. Given the complexity of the debate, this article gives an overview of central arguments and instrumental options of market and system integration. It turns out that both challenges are closely interlinked and that an isolated examination of individual system components falls short of what is required.

→ JEL Classification: H23, Q42, Q48
→ Keywords: Energy transition, security of energy supply, market integration, system integration, policy instruments

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.123
Generated at 216.73.216.140 on 2025-07-16 01:48:40
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

1 Herausforderung Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren

Für eine langfristig effiziente und sichere Stromversorgung mit einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien (EE) ist es notwendig, auch die Erzeugung erneuerbaren Stroms verstärkt an kurz- wie langfristigen Marktsignalen auszurichten. Um die ambitionierten Ausbauziele des EE-Anteils an der Stromversorgung gemäß § 1 Abs. 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu erreichen, etabliert der Gesetzgeber bislang für überwiegend noch nicht konkurrenzfähige Energieträger einen außermarktlichen Sonderbereich, in dem sich die erneuerbare Stromerzeugung unabhängig von aktuellen Marktsignalen und dem dadurch ausgelösten Wettbewerbsdruck entfalten soll. Zentrale Elemente dieser Sonderstellung sind der Netzvorrang nach § 8 EEG sowie das außermarktliche Festvergütungssystem nach §§ 16 ff. EEG. Dabei entkoppelt die in der Regel für 20 Jahre garantierte, feste EEG-Einspeisevergütung EE-Produzenten einerseits von marktlichen Preissignalen,[1] während der Einspeisevorrang andererseits die Wirksamkeit marktlicher Mengensignale beispielsweise in Hinblick auf temporäre Erzeugungsüberschüsse suspendiert (Brandstätt et al. 2011, Wustlich und Müller 2011). Für ein Einspeiseregime, das vorrangig auf raschen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen setzt, erscheinen diese Regelungen durchaus zielkonform, auch wenn sich an ihnen vielfach Kritik entzündet (Haucap et al. 2009, Frondel et al. 2011, kritisch dazu Gawel et al. 2012a und b).

Bei weiter voranschreitendem Ausbau mit laufend erhöhtem Anteil regenerativer, insbesondere fluktuierender erneuerbarer Energieträger (FEE) an der Stromversorgung – bis 2050 auf mindestens 80 Prozent (§ 1 Abs. 2 Nr. 4 EEG) – gerät jedoch der gleichzeitig erhobene Anspruch, „diese Strommengen in das Elektrizitätsversorgungssystem zu integrieren" (§ 1 Abs. 2 EEG) zu einer Herausforderung: EE entwickeln sich damit von Nischentechnologien zur langfristig dominierenden Energieerzeugungsform im Stromsektor (Eclareon und Öko-Institut 2012, Winkler und Altmann 2012). Die Ablösung einer auf zentralen, großskaligen Grundlast-Kraftwerken basierenden Energieversorgungsstruktur durch einen Mix aus vorwiegend dezentral erzeugten erneuerbaren Energien, in dem fluktuierende Energiequellen wie Wind und Photovoltaik eine große Rolle spielen, ist allerdings mit beträchtlichen Herausforderungen für Effizienz und Versorgungssicherheit verbunden (BMU 2011, Neubarth 2011), die nur systemisch gelöst werden können. Neben der Substitution fossiler und nuklearer Energien müssen daher insbesondere ausreichend flexible Back-up-Kapazitäten, der Ausbau von Netzen und Speichern sowie Fortschritte bei Energieeffizienz und -einsparung zum Gelingen der Energiewende beitragen (BMWi und BMU 2010). Sowohl für die Netzstabilität als auch für die ökonomische Effizienz des Gesamtsystems sind dabei wirksame kurz- wie langfristige Marktsignale an die Erzeugungsseite von entscheidender Bedeutung.

Effizienz im Energieträgermix setzt voraus, dass auch Einsatz und Anlagenauslegung der Erneuerbaren perspektivisch an marktlichen Knappheitssignalen ausgerichtet werden und diese nicht dauerhaft durch staatlich administrierte Vergütungen außerhalb des Technologiewettbewerbs stehen. Hieraus ergibt sich die Herausforderung der Marktintegration im engeren Sinne, das heißt die Einbeziehung erneuerbarer Erzeugungstechnologien in den regulären Steuerungs- und Vergütungsprozess des Strommarktes über den technologieneutralen Großhandelspreis. Die zusätzliche Anforderung der Versorgungssicherheit kann darüber hinaus nur bei kontinuierlicher

1 Verschiedene Ansätze zur Direktvermarktung können und wollen daran nur teilweise etwas ändern – siehe für die Marktprämie Gawel und Purkus (2013a und b).

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.123
Generated at 216.73.216.140 on 2025-07-16 01:48:40
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

Netzstabilität gewährleistet werden. In die Aufgabe, diese Netzstabilität durch kurzfristigen Ausgleich von Produktion und Bedarf zu gewährleisten, sind erneuerbare Technologien infolge des Netzvorrangs derzeit jedoch faktisch nicht eingebunden. Weitgehend bedarfsabstrakte, teilweise volatile sowie mit Prognosefehlern behaftete Erzeugung (bei Sonnen- und Windstrom) führen bislang sogar zu zusätzlichen Belastungen der Netzstabilität, deren Sicherung dann von den übrigen Systemkomponenten übernommen werden muss. Dies wiederum setzt die Kosteneffizienz des Gesamtsystems nochmals herab. So lässt sich im Zuge des Bedeutungszuwachses der EE im Trägermix eine Zunahme von regionalen Netzengpässen und Spannungsschwankungen feststellen, die kurzfristige Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Bewahrung der Systemstabilität nötig machen (Borggrefe und Nüßler 2009, Brandstätt et al. 2011). Zudem kann eine hohe Einspeisung in Zeiten niedriger Nachfrage zu negativen Preisspitzen an der Strombörse führen, die mit signifikanten volkswirtschaftlichen Zusatzkosten einhergehen können (Andor et al. 2010, Nicolosi 2010). Mit zunehmender Bedeutung der Erneuerbaren stellt sich daher die weitere Herausforderung der Systemintegration. Demnach sind auch die EE stärker in die Netzstabilisierung einzubinden und müssen in höherem Maß Systemdienstleistungen erbringen (Consentec et al. 2011, Neubarth 2011), also beispielsweise bedarfsgerecht einspeisen beziehungsweise kurzfristig volatile Preissignale je nach Knappheit verarbeiten. Deutschland steht dabei vor besonderen Herausforderungen, da hier der Anteil kurzfristig fluktuierender Einspeisungen höher ist als in Ländern, die etwa stark auf Wasserkraft zurückgreifen können (Norwegen, Österreich).

Langfristig ist in einem optimierten Gesamtsystem der Austritt der EE aus dem bisherigen Schutzbereich und der Eintritt in die Sphäre unmittelbarer Marktsteuerung erforderlich. Hierbei stellt sich freilich die Frage des institutionellen und zeitlichen Übergangs vom gegenwärtigen administrierten Festpreissystem mit Netzvorrang (Markteinführungsregime) zu einem systemintegrierten Marktpreisregime. Bereits im Rahmen der bisherigen EEG-Novellierungen wurden verschiedene Optionen diskutiert und zum Teil auch implementiert, um eine Markt- und Systemintegration voranzutreiben: Dabei wurde bislang das Markteinführungsregime beibehalten, weil noch keine Netzparität der EE erreicht ist, jedoch durch optionale, insbesondere Direktvermarktung anreizende „Integrationskomponenten" ergänzt (Marktprämie, Flexibilitätsprämie, Grünstromprivileg) (Wustlich und Müller 2011). Auf diese Weise wurden schon jetzt Parallelstrukturen etabliert („Direktvermarktung ohne Preisrisiko") mit dem Ziel eines gleitenden Übergangs und der Vorbereitung eines späteren vollständigen Systemwechsels.

In diesem Zusammenhang stellen sich nicht nur die Fragen, auf welchem Zeitpfad und zu welchem endgültigen Strommarktdesign das gegenwärtige Förderregime übergeleitet werden soll und ob hierzu eine graduelle Heranführung an den Markt über Direktvermarktungen weitgehend ohne Preisrisiko sinnvoll sein kann. Zudem ist offen, ob die Systemintegration zentral (ÜNB-Ebene) oder dezentral (Erzeuger- und Vermarktungsebene) gesteuert werden soll und inwieweit dies in Verbindung mit Marktintegrationsmodellen sowie über welchen instrumentellen Hebel (Anreize oder Vorschriften) erfolgen soll.

Der vorliegende Beitrag versucht eine Einordnung der vielschichtigen Debatte und gibt eine knappe Übersicht über zentrale Argumentationsstränge sowie grundsätzliche Optionen. Zu diesem Zweck werden zunächst unterschiedliche Perspektiven der Marktintegration diskutiert, die danach unterschieden werden können, inwiefern EE-Produzenten Preis- und Mengenrisiken ausgesetzt werden sollen (Abschnitt 2.1). Quoten- und Prämienmodelle versprechen die Umsetzung einer erhöhten Marktintegration, sind aber mit eigenen Herausforderungen verbunden

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.123
Generated at 216.73.216.140 on 2025-07-16 01:48:40
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

(Abschnitte 2.2.1 und 2.2.2). Darüber hinaus stellt eine Kapazitätsförderung eine grundlegende Option zur Erweiterung des Strommarktdesigns dar, die zur Steuerung (volatiler) EE genutzt werden könnte (Abschnitt 2.2.3). Eine Verbesserung der Systemintegration lässt sich derweil auch ohne direkte Marktteilnahme von EE-Produzenten umsetzen. Entsprechende instrumentelle Ansätze werden in Abschnitt 3 vorgestellt.

2 Perspektiven der Marktintegration

2.1 Notwendigkeit und Phänotypologie von Marktintegration

Als Marktintegration wird einerseits die direkte Marktteilnahme von Erzeugern verstanden, das heißt die bloße Nutzung eines marktlichen Vertriebskanals (Direktvermarktung), unabhängig davon, ob die Erzeuger dabei markttypischen Preis- oder Absatzrisiken ausgesetzt werden. Im engeren Sinne wird man unter Marktintegration aber verstehen müssen, dass die Vergütung auch der EE von marktlichen Knappheitssignalen abhängt, dass die EE-Erzeugung also technologieindifferenten Preis- und Absatzrisiken ausgesetzt ist. Kurzfristig wirksame Marktsignale halten zugleich zu bedarfsgerechter Einspeisung an und begünstigen damit die systemische Integration zur Erhaltung der Netzstabilität (Kapitel 3). Idealerweise sollen Marktsignale nicht nur die aktuelle Zusammensetzung der Einspeisung aus vorhandenen Kapazitäten effizient steuern („merit order"), sondern auch langfristig hinreichende Kapazitätsinvestitionen in die Erzeugungsinfrastruktur anreizen.

Im Kern dreht sich die Debatte jedoch um die Frage, wie sinnvoll es zu welchem Zeitpunkt der Markteinführung der EE sein kann, deren Erzeugung Preis- und Absatzrisiken auszusetzen, welches (modifizierte) Förderregime dazu am besten in der Lage ist und ob dies darüber hinaus auch ein neuartiges Strommarktdesign erforderlich macht.

Die Anlastung von Preisrisiken trägt grundsätzlich zur Auslese der jeweils billigsten Erzeugungstechnologie bei, gemessen am aktuellen Marktpreis, indem „effizientere" Investitionsentscheidungen getroffen werden. Auch der aktuelle Erzeugungsmix wird – nach Marktmaßstäben – kostengünstiger zusammengesetzt, indem freiwillige Abregelung bei negativen Strompreisen, Verlagerung der Einspeisung in Hochpreiszeiten und die Suche nach optimierten Anlagenkonzepten für flexible Einspeisungen angereizt werden. Zudem kann so ein bei Festvergütungen zu erwartendes Staatsversagen durch Über- oder Unterförderung als Folge der asymmetrischen Verteilung von Kosteninformationen vermieden werden.

Allerdings ist fraglich, inwieweit (aktuelle) Großhandelspreissignale tatsächlich geeignet sind, volkswirtschaftlich zutreffende Informationen über komparative Technologiekosten zu vermitteln. Neben der unzulänglichen Verarbeitung externer Kosten (sowohl von nicht erneuerbaren als auch erneuerbaren Energieträgern) werden auch Marktversagenstatbestände auf den Technologiemärkten (Pfadabhängigkeiten, Lernkurven- und Spillover-Effekte et cetera) nicht angemessen adressiert (Gawel et al. 2012a). Für die Erreichung der ambitionierten langfristigen Ausbauziele wird aber aller Voraussicht nach aufgrund von Potenzialrestriktionen, progressiven ökologischen Schadenskosten sowie technologiespezifischen zeitlichen Einspeiseprofilen ein breites Portfolio an EE-Technologien benötigt (Gawel et al. 2012a, Nitsch et al. 2012). Entsprechend muss eine aktuelle Förderpolitik den unterschiedlichen Entwicklungsgrad der verschiedenen Technologi-

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.123
Generated at 216.73.216.140 on 2025-07-16 01:48:40
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

en angemessen berücksichtigen. Und während regelbare EE die Stromerzeugung prinzipiell zeitlich verlagern können, ist dies für Photovoltaik und Windenergie nur sehr begrenzt der Fall, zumal Speicher auf absehbare Zeit als wirtschaftliche Option ausscheiden (Leprich et al. 2012). Deshalb wird insbesondere diskutiert, ob und inwieweit es gegenwärtig sinnvoll sein kann, FEE Preisrisiken auszusetzen (Klessmann et al. 2008, Batlle et al. 2012). Zudem vergrößern Preisrisiken die Unsicherheit von EE-Investments und führen daher zu Risikoaufschlägen (Diekmann et al. 2012). Dies kann sich darin niederschlagen, dass die technologiespezifischen Förderkosten pro kWh höher ausfallen als bei einer festen Einspeisevergütung (Mitchell et al. 2006). Je nach instrumenteller Ausgestaltung der Preisrisiken kann zudem die Erreichung der politischen Ausbauziele in Frage stehen. Schließlich wird auf negative Auswirkungen auf die Anbietervielfalt hingewiesen: Große Marktakteure haben im Umgang mit Preisrisiken Wettbewerbsvorteile, da sie besser mit Investitionsrisiken und den administrativen Anforderungen der Direktvermarktung (beziehungsweise im Fall des Quotenmodells des Zertifikatehandels) umgehen können (Mitchell et al. 2006, Diekmann et al. 2012, Verbruggen und Lauber 2012). So sehen Leprich et al. (2012: 11) im EEG-Modell „nach den bisherigen Erfahrungen die einzig verlässliche Refinanzierungsmöglichkeit" für fluktuierende Erneuerbare.

Die Erzeugung EE ist gegenwärtig aber auch von Absatz- oder Mengenrisiken weitgehend freigestellt: Der Abnahmevorrang gemäß § 8 EEG eliminiert das Mengenrisiko auf Seiten EE, verstärkt es aber gleichzeitig bei den Konventionellen. In Kombination mit der Netzanschlussgarantie (§ 9 EEG) bedeutet dies eine sehr hohe Planungssicherheit für Investoren, doch bestehen keine Anreize, die Netzsituation oder den Nutzen des erzeugten Stroms für das System bei Standortwahl, Anlagenauslegung und Produktionsentscheidungen miteinzubeziehen (Borggrefe und Nüßler 2009). Eine Beteiligung von EE-Produzenten an Mengenrisiken kann hier zu einer Systemoptimierung beitragen (Klinge Jacobsen und Schröder 2012). Eine Aufhebung des Netzvorrangs und der Abnahmegarantie bei Stromüberangebot (das heißt negativen Strompreisen) würde senkend auf Förderkosten, aber auch auf Systemkosten wirken, da eine Abregelung von FEE-Anlagen zum Teil günstiger möglich ist als bei konventionellen Kapazitäten (Andor et al. 2010, van der Welle und de Joode 2011). Bei einer Durchbrechung der Vorrangregelung für EE ist jedoch zu beachten, dass negative Strompreise nicht nur von FEE-Einspeisespitzen, sondern auch von unflexiblen konventionellen Kraftwerke verantwortet werden, bei denen eine kurzfristige Abregelung teuer oder technisch nicht möglich ist (Nicolosi 2010). Eine Abregelung von FEE könnte so zwar Systemkosten, gleichzeitig aber auch Flexibilisierungsanreize für konventionelle Kraftwerke senken.

Weitergehend wird auch die Frage kontrovers diskutiert, inwieweit ein signifikant höherer Anteil an (F)EE mit dem jetzigen Strommarktdesign vereinbar sein kann und welcher Zusammenhang dabei mit einer marktorientierten Neuordnung des Förderregimes besteht. Primär bedingt durch den Merit-order-Effekt bei fortschreitendem EE-Ausbau erscheinen verlässliche Deckungsbeiträge für EE am derzeitigen Strommarkt nicht erzielbar, insbesondere nicht für große Anteile von FEE (Leprich et al. 2012, Hirth 2013). Zwar können kurzfristige Anpassungen des Strommarktdesigns, beispielsweise verkürzte Fristen im Intraday- und Day-ahead-Handel die Erschließung von Flexibilitätsoptionen begünstigen (Hauser und Luxenburger 2011); langfristig könnte jedoch die Marktintegration von EE weitergehende Anpassungen erfordern, etwa die Erweiterung von Energy-only- um Kapazitätsmärkte (Kopp et al. 2012). Grundsätzlich stellt sich die Frage, ob das Projekt „Energiewende" impliziert, dass sich der Strommarkt den EE (mit Grenzkosten von überwiegend null) anpassen muss oder ob umgekehrt eine Integration der EE in das bisherige Strommarktdesign anzustreben ist (Leprich et al. 2012).

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.123
Generated at 216.73.216.140 on 2025-07-16 01:48:40
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

2.2 Instrumentelle Umsetzung einer verstärkten Marktintegration

Um im Rahmen eines EE-Förderregimes stärkere Anreize zur Marktintegration zu setzen, lassen sich drei grundlegende Alternativen zum EEG-Modell der festen Einspeisevergütung unterscheiden: mengensteuernde Quotenmodelle, preissteuernde Prämienmodelle sowie (ergänzende) Kapazitätsförderung. Quote und Prämie ist gemeinsam, dass der Großhandelsstrompreis an Einfluss auf die EE-Investitions- und Produktionsentscheidungen gewinnt; Unterschiede bestehen hinsichtlich der Festlegung der zusätzlichen Vergütungselemente für EE-Strom. Kapazitätsförderungsmodelle hingegen sehen eine Umstellung der Vergütung von Strommengen auf Kapazitätszahlungen vor, während die eigentliche Stromproduktion marktbasiert entgolten wird.

2.2.1 Das Quotenmodell

Wiederholt wurde von Ökonomen gefordert, die festen Einspeisevergütungen des EEG durch einen stärker marktbasierten Förderansatz zu ersetzen (Monopolkommission 2011 und 2013, Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung 2011, Acatech 2012). Im Mittelpunkt steht dabei üblicherweise das Quotenmodell – obwohl vereinzelt auch andere Ansätze, wie etwa Ausschreibungen, diskutiert werden (Groscurth und Bode 2011). Das Quotenmodell verpflichtet Stromversorger, einen bestimmten Anteil der Stromversorgung aus EE zu decken. Zur Erfüllung dieser Auflage müssen sie Zertifikate vorlegen, die die Erzeugung von erneuerbarem Strom nachweisen. Diese Zertifikate können von den Verpflichteten entweder selbst generiert oder aber auf einem Markt für Grünstromzertifikate von anderen EE-Produzenten erworben werden. Unter einem solchen Modell setzt sich die Vergütung von EE zusammen aus den Erlösen des Verkaufs von EE-Strom auf dem Großhandelsstrommarkt sowie der Veräußerung der entsprechenden Zertifikate auf dem Grünstrommarkt. Neben der Marktintegration werden üblicherweise zwei weitere Stärken der Quotenlösung gegenüber der EEG-Einspeisevergütung hervorgehoben. Erstens führe der einheitliche Zeritifkatspreis dazu, dass die Quote kostenminimal mit den derzeit günstigsten Technologien erfüllt wird (so auch Frondel et al. 2013). Zweitens erlaube die Quote eine genaue mengenmäßige Steuerung des EE-Ausbaus.

In der Praxis sind Quotenmodelle jedoch mit vielfältigen Problemen behaftet: So liegen die Förderkosten häufig sogar über jenen von Einspeisevergütungen (Butler und Neuhoff 2004, Toke 2005), unter anderem wegen zusätzlicher Risikoaufschläge für EE-Investments (Diekmann et al. 2012) sowie Mitnahmeeffekten (Bergek und Jacobsson 2010) und Marktmachtproblemen (Amundsen und Bergmann 2012) im Zertifikatemarkt. Auch konnte die punktgenaue Erreichung bestimmter Ausbauziele nicht immer gewährleistet werden, etwa wenn wie in Großbritannien die Strafzahlungen nicht prohibitiv hoch waren (Haas et al. 2011). Noch entscheidender ist jedoch ein Nachteil von Quotenlösungen in dynamischer Perspektive: Ein technologieneutraler Ansatz birgt die Gefahr eines Lock-ins derjenigen EE-Technologien, die gegenwärtig am günstigsten sind, also vorrangig Windkraft an Land (Diekmann et al. 2012, Verbruggen und Lauber 2012). Eine künftig überwiegend EE-gestützte Versorgung erfordert aber aller Voraussicht nach ein breites Technologie-Portfolio (Nitsch et al. 2012, Gawel et al. 2012a).

Einige der genannten Defizite von Quotenlösungen lassen sich durch entsprechende Anpassungen in der Instrumentenausgestaltung – etwa differenzierte Zuteilungsraten für EE-Technologien mit unterschiedlicher Marktreife („banding") – lösen. Derartige Modifikationen konterkarieren aber notwendigerweise immer den ursprünglichen Ansatz einer einfachen, technologieneutralen und rein marktgesteuerten EE-Förderung. Damit wird deutlich, dass mit der Einführung einer

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.123
Generated at 216.73.216.140 on 2025-07-16 01:48:40
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

Quotenlösung zur Stärkung der Marktintegration von EE unter Umständen erhebliche Abstriche hinsichtlich der Erreichung anderer relevanter Ziele der Energiewende hingenommen werden müssen.

2.2.2 Fixe und gleitende Prämienmodelle

Während im Quotenmodell der Grünstromzertifikatemarkt zur Refinanzierung der EE beiträgt, erhalten Produzenten in Prämienmodellen einen Aufschlag auf den Spotmarktpreis (Eclareon und Öko-Institut 2012). Fixe Prämien können als Pigou-Subventionen betrachtet werden, die die externe Nutzenwirkung von EE kompensieren, dabei aber das Marktpreisrisiko sowie den Wettbewerb zwischen Technologien aufrechterhalten; in der Praxis dominieren gleichwohl technologiedifferenzierte Prämiensätze (RES LEGAL 2012). In gleitenden Prämien wie dem deutschen Marktprämienmodell, das im EEG 2012 als Direktvermarktungsoption eingeführt wurde, bleiben hingegen staatlich festgelegte Preise Grundlage der Vergütung. Prämiensätze gleichen hier die Differenz zwischen Einspeisevergütungssätzen und durchschnittlichen Marktpreisen aus (Wustlich und Müller 2011, Lehnert 2012). Das Preisrisiko für EE-Produzenten bleibt folglich gering. Anreize zur bedarfsorientierten Stromerzeugung werden vielmehr dadurch gesetzt, dass sich EE-Produzenten durch Stromverkauf zu Hochpreiszeiten im Vergleich zur Einspeisevergütung besser stellen können (Fraunhofer-ISI et al. 2011).

Während fixe Prämien starke Anreize bieten, die Produktion an Marktpreisänderungen anzupassen, verursachen sie, ähnlich wie das Quotenmodell, Risikoaufschläge, die die Kosteneffizienz der Förderung herabsetzen (Mitchell et al. 2006, Klein et al. 2010). Je nach Marktpreislage ergeben sich zudem Probleme der Unter- und Überförderung (Langniß et al. 2009). Kostenorientierte, gleitende Prämien bieten hier Vorteile und bewahren eine hohe Planungssicherheit auch für innovative Technologien (Klein et al. 2010). Allerdings findet eine Integration in den marktlichen Allokationsmechanismus kaum statt. Um Wettbewerbsnachteile für kleine und unabhängige EE-Produzenten zu vermeiden, empfiehlt es sich, Prämien optional zur Einspeisevergütung zu gestalten (Klessmann et al. 2008, Klein et al. 2010). Um Anreize für einen Wechsel zu setzen, müssen Produzenten jedoch für Risiken wie den Ausgleich von Prognosefehlern und Vermarktungskosten kompensiert werden (Fraunhofer-ISI et al. 2011). Den hieraus resultierenden, zusätzlichen Förderkosten steht der systemische Nutzen einer bedarfsorientierten Einspeisung entgegen, wenn sich die durch das Prämienmodell gesetzten Anreize als effektiv erweisen (Gawel und Purkus 2013a, 2013b). Aufgrund der nur begrenzt vorhandenen Flexibilisierungsoptionen (zum Beispiel bei Wartungsplanung und Anlagenauslegung, vergleiche Hiroux und Saguan 2010, Grothe und Müsgens 2013) von FEE wird die Sinnhaftigkeit ihres Einbezugs in Prämienmodelle jedoch kontrovers diskutiert (Klessmann et al. 2008, Batlle et al. 2012). Festhalten lässt sich, dass optionale, gleitende Prämien eine der Einspeisevergütung vergleichbare Planungssicherheit bieten, jedoch keine Marktintegration i.e.S. verfolgen; diese kann durch fixe Prämien realisiert werden (SRU 2013, Löschel et al. 2013), wobei aber hiermit verbundene, hohe Preisrisiken die Ausbaudynamik des EE-Sektors beeinträchtigen können.

2.2.3 Umstellung der Einspeisevergütung von mengen- auf kapazitätsbasierte Förderung

Situationen mit Stromüberangebot zeigen ein prinzipielles Problem der strommengenbasierten Förderung auf, das für Einspeisevergütung wie Prämienmodelle gilt: Die Stromeinspeisung bleibt lohnend, solange die erwartete Vergütung die Grenzkosten übersteigt, das heißt für EE mit Grenzkosten von null sogar bei negativen Preisen. Eine grundlegende Reformmöglichkeit

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.123
Generated at 216.73.216.140 on 2025-07-16 01:48:40
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

wäre daher, die garantierte Vergütung von produzierter Strommenge auf installierte Kapazität umzustellen (Andor et al. 2012, enervis und BET 2013).[2] Über die Festsetzung von technologiespezifischen Vergütungssätzen (oder Ausschreibungen) für Kapazität könnten Regulierer so den Ausbau des EE-Anlagenparks steuern, während der Verkauf von Strom zu Marktpreisen Anreize für bedarfsgerechte Erzeugung beziehungsweise eine freiwillige Abregelung zu Zeiten negativer Strompreise setzt (Andor et al. 2012, enervis und BET 2013).

Das durch den Abnahmevorrang für EE gestiegene Mengenrisiko auf Seiten der konventionellen Erzeugung sowie die börsenpreissenkende Wirkung des Merit-order-Effekts verstärken aber auch die grundsätzliche Problematik der Refinanzierung konventioneller Kraftwerke am Energy-only-Markt (Böckers et al. 2012, Cramton und Ockenfels 2012). Auch für diese Erzeuger wird daher gegenwärtig die komplementäre Finanzierung über Kapazitätsmechanismen diskutiert (vergleiche als Überblick hierzu Agora 2013). Jedoch erscheint ein gemeinsamer Kapazitätsmarkt für FEE und regelbare Kraftwerke aufgrund der mangelnden Fähigkeit von FEE zur Bereitstellung gesicherter Leistung nicht umsetzbar. Marktintegration würde hier also lediglich auf dem Markt für elektrische Arbeit, nicht aber bei der Vergütung der Kapazitäten vorgenommen.

3 Instrumentelle Ansätze der Systemintegration

Die Herausforderung der Systemintegration umfasst eine Reihe von Dimensionen: den zeitlichen und räumlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage, die Vermeidung regionaler Netzengpässe sowie die Bereitstellung von Regelleistung und anderen Systemdienstleistungen. Im Folgenden sollen ausgewählte Ansätze zur Förderung der Systemintegration kurz dargestellt werden.

3.1 Erweiterung der Rolle von Übertragungsnetzbetreibern

Im Vergleich zur Direktvermarktung, in der Produzenten selbst für die Kompensation von Prognoseschwankungen verantwortlich sind, verfügt ein zentraler Ausgleich von fluktuierender Erzeugung auf Ebene der ÜNB über den Vorteil, dass sich über den großräumigen Ausgleich von Bilanzkreissalden sowie die Optimierung von Netzinvestitionen, Lastmanagement und Speicherinvestitionen Effizienzvorteile realisieren lassen (Hauser und Luxenburger 2011, Nykamp et al. 2012). Allerdings erscheint für eine erweiterte Rolle der ÜNB bei der Systemintegration von EE eine Anpassung der Rahmenbedingungen notwendig, etwa bezüglich der Informationsflüsse zwischen ÜNB und Anlagenbetreibern (Hiroux und Saguan 2010), der Schaffung von Investitionsanreizen für innovative Smart-Grid-Lösungen (van der Welle und de Joode 2011, Nykamp et al. 2012) und einer Optimierung der Vermarktung im EEG-Wälzungsmechanismus (zum Beispiel Umstellung auf eine kurzfristige, rollierende Form der Wälzung) (Hauser und Luxenburger 2011).

2 Auch die derzeitige Förderung über eine garantierte Einspeisevergütung bei gleichzeitigem Einspeisevorrang, „Nichteinspeisekompensation" und weitgehend prognostizierbaren Stromerträgen stellt bereits eine wenngleich unvollkommene Quasikapazitätsvergütung von EE dar.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.123
Generated at 216.73.216.140 on 2025-07-16 01:48:40
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

3.2 Einspeisemanagement

Die ÜNB können zur Vermeidung von Netzengpässen neben anderen netz- und marktbezogenen Maßnahmen auch auf Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 13 EnWG i. V. m. § 11 EEG zurückgreifen; dabei sind EE-Anlagen nachrangig gegenüber konventionellen Kraftwerken abzuregeln und bekommen entgangene Erlöse weitgehend erstattet (Schumacher 2012). Um Überinvestitionen in Netze und teure Speicherkapazitäten zu vermeiden, erscheint es optimal, auch langfristig einen gewissen Grad an Abregelung in Kauf zu nehmen (Klinge Jacobsen und Schröder 2012). Eine Einschränkung von Kompensationszahlungen im Abregelungsfall könnte Anlagenbetreiber an Mengenrisiken beteiligen und dazu führen, dass bei Standortwahl und Produktion neben der Ressourcenverfügbarkeit auch regionale Netzkapazitäten berücksichtigt würden (ECOFYS et al. 2011, Klinge Jacobsen und Schröder 2012). Alternativ wäre eine Beteiligung von Anlagenbetreibern an regional differenzierten Netzentgelten oder Netzausbaukosten möglich (Hiroux und Saguan 2010, van der Welle und de Joode 2011).

3.3 Integration von Marktpreissignalen in die Einspeisevergütung

Wenn Anlagenbetreiber nicht selbst am Markt aktiv werden, kommt der EEG-Einspeisevergütung die Aufgabe zu, Anreize zu bedarfsorientierter Produktion zu setzen. Hierbei erscheint es sinnvoll, EE nach ihrer Fähigkeit zur Einspeiseverlagerung zu unterscheiden (Müller 2013). Bei regelbaren EE, allen voran bei der brennstoffbasierten Bioenergie, sollte eine Flexibilisierung der Einspeisung gefördert werden (Krzikalla et al. 2013), während bei FEE der Vermeidung von negativen Preisspitzen als Folge eines Überangebots besondere Bedeutung zukommt (Andor et al. 2010, Brandstätt et al. 2011, Klinge Jacobsen und Schröder 2012).[3] Um letzteres umzusetzen, wären ein Verlust der Einspeisevergütung beziehungsweise erweiterte Abregelungsbefugnisse für ÜNB in Stunden mit negativen Strompreisen eine Option (Andor et al. 2010). Da dies jedoch ein kaum planbares Einkommensrisiko für FEE-Anlagenbetreiber bedeutet, wären Kompensationszahlungen zu prüfen (Andor et al. 2010, Brandstätt et al. 2011); alternativ könnte eine Abregelung auf extreme Negativpreisereignisse beschränkt werden.[4]

Für regelbare EE bestehen in Deutschland Anreize zur bedarfsgerechten Erzeugung gegenwärtig ausschließlich im Rahmen des Marktprämienmodells (Gawel und Purkus 2013a). Prinzipiell wäre es möglich, auch in der EEG-Vergütung eine Marktpreisorientierung einzuführen, indem ein Teil der Zahlungen von dem zum Zeitpunkt der Einspeisung gültigen Marktpreis abhängig gemacht wird (Matthes 2013). Da sich die Zahl der Einsatzstunden im Vergleich zum Grundlastbetrieb verringern würde und eine flexible Fahrweise gleichzeitig zusätzliche Investitionen nach sich ziehen kann, erscheint es sinnvoll, eine marktpreisbasierte Förderkomponente mit einer Kapazitätsförderung zu verbinden, wie im Marktprämienmodell mit der Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen geschehen (Fraunhofer-IWES et al. 2010, Matthes 2013).

---

3 Optimalerweise wären auch Anreize für die Anpassung von Standortwahl und Anlagenauslegung an bedarfskompatible Windprofile wünschenswert (Hiroux and Saguan 2010).

4 Bislang ist eine nachrangige Abregelung von EE-Anlagen in Folge eines Stromüberangebots ab negativen Preisen von –150 Euro/MWh im Rahmen freiwilliger Vereinbarungen möglich (nach § 8 Abs. 4 AusglMechAV), denen praktisch jedoch kaum Bedeutung zukommt (Fraunhofer-ISI 2013).

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.123
Generated at 216.73.216.140 on 2025-07-16 01:48:40
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

Im Vergleich zu Quoten und fixen Prämien bleibt bei einer Integration von Marktpreiskomponenten in die Einspeisevergütung eine höhere Planungssicherheit gewährleistet, während anders als bei einer optionalen, gleitenden Prämie alle Neuanlagen erfasst würden. Allerdings würde die Komplexität der Vergütungsberechnung erhöht, so dass im Vergleich zur Direktvermarktung zu prüfen wäre, ob eine zentrale oder dezentrale Vermarktungsform Effizienzvorteile verspricht und in welchem Modell sich Planungssicherheit besser mit effektiven Anreizen für bedarfsorientierte Einspeisung kombinieren lässt.

3.4 Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Regelenergie

Um die technische Einbindung von EE in das Stromsystem zu verbessern, ist eine verstärkte Einbindung in die Erstellung von Systemdienstleistungen wünschenswert (zum Beispiel Blindleistungsbereitstellung, Frequenz- und Spannungshaltung, Netzwiederaufbau nach Störungen) (Dammasch 2013). Eine Festschreibung entsprechender Anforderungen als Vergütungsvoraussetzung im EEG stellt ihre Berücksichtigung bei Investitionsentscheidungen sicher, wie zum Beispiel mit den Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung für neue Windenergieanlagen in § 6 Abs. 5 EEG geschehen (Leprich et al. 2012). Doch auch marktbasierte Lösungen für einzelne Systemdienstleistungen wären denkbar (Dammasch 2013). Darüber hinaus können EE durch das Angebot positiver und negativer Regelenergieleistung in die Verantwortung zur Systemstabilität einbezogen werden und gleichzeitig auf Regelenergiemärkten zusätzliche Deckungsbeiträge erzielen (Leprich et al. 2012, Sorknæs et al. 2013). Bislang steht die Teilnahme an Regelenergiemärkten allerdings nur EE in der Direktvermarktung offen (Wustlich und Müller 2011), so dass eine Ausweitung auf Anlagen in der festen Einspeisevergütung zu prüfen bleibt. Zudem sind die Ausschreibungs- und Erbringungszeiträume am Regelleistungsmarkt derzeit nicht für die FEE geeignet (Müsgens et al. 2012).

4 Fazit

Der Versuch, EE „in das Elektrizitätsversorgungssystem zu integrieren“ (§ 1 Abs. 2 EEG) und dabei insbesondere „die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung“ zu beachten (§ 1 Abs. 1 EEG), erweist sich als komplexe Herausforderung. Verschiedene miteinander verbundene Facetten von Markt- und Systemintegration sind dabei zu beachten. Auch ist ein Transformationspfad zu beschreiben, der vom derzeitigen Markteinführungsregime möglichst friktionslos in ein zukunftsfähiges Versorgungssystem überleitet, wobei nicht nur die weitere Ausgestaltung des Förderregimes geklärt werden muss, sondern auch das künftige Gesicht der verschiedenen Strommärkte. Dabei sind Unsicherheiten und Langfristdynamiken des angestrebten Pfadwechsels bei den notwendigen System- und Instrumentenentscheidungen stärker in den Blick zu nehmen: So könnten Sprunginnovationen bei Speichertechnologien oder Nachfrageflexibilisierung die gegenwärtig erörterten Marktdesignmaßnahmen zur Absicherung volatiler Einspeisungen gegebenenfalls hinfällig machen.

Die weithin isolierte Betrachtung einzelner Probleme und Instrumente zur Lösung dieser Herausforderungen, wie sie sich in Einzeldebatten um Quotenmodelle oder Kapazitätsmechanismen zeigt, ist aufgrund der aufgezeigten, vielfältigen Wechselwirkungen kritisch zu sehen. Die besondere Problemlage in Deutschland mit einem hohen Anteil an FEE macht unter Umständen auch neuartige Lösungsansätze notwendig und lässt die Heranziehung im Ausland erprobter

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.123
Generated at 216.73.216.140 on 2025-07-16 01:48:40
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

Lösungskonzepte für ähnlich anmutende Probleme fraglich erscheinen. Auch die bisweilen schrille Kritik am gegenwärtigen Festpreissystem des EEG büßt vor diesem Hintergrund an Überzeugungskraft ein, wenn nur die relevanten Alternativen konkret in den Blick kommen und deren Vor- und Nachteile an der gleichen Messlatte geprüft werden. Insgesamt sollten EE wohl nur denjenigen Marktrisiken ausgesetzt werden, mit denen sie auch strukturell umgehen können: Für regelbare EE erscheint im nächsten Schritt eine verstärkte Marktpreisorientierung durchaus sinnvoll, sei es im Rahmen einer reformierten Einspeisevergütung oder einer gleitenden Marktprämie. Bei FEE hingegen könnte kurzfristig eine maßvolle Erhöhung des Mengenrisikos (Anpassung von Abnahmegarantie und gegebenenfalls Netzvorrang bei stark negativen Strompreisen) zielverträgliche Effizienzverbesserungen hervorbringen. Mittel- und langfristig könnte eine verstärkte Marktpreisorientierung auch bei den FEE dazu führen, dass die Anlagen systemoptimiert ausgelegt werden.

Literaturverzeichnis

— Acatech (2012): Die Energiewende finanzierbar gestalten. Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft. Heidelberg.
— Agora (2013): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Berlin, Agora Energiewende.
— Amundsen, E. S. und L. Bergmann (2012): Green Certificates and Market Power on the Nordic Power Market. The Energy Journal, 33 (2), 101–117.
— Andor, M., K. Flinkerbusch, M. Janssen, B. Liebau und M. Wobben (2010): Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 34 (2), 91–99.
— Andor, M., K. Flinkerbusch und A. Voß (2012): Quantities vs. capacities: Minimizing the social cost of renewable energy promotion. Münster, Centrum für Angewandte Wirtschaftsforschung Münster.
— Batlle, C., I. J. Pérez-Arriaga und P. Zambrano-Barragán (2012): Regulatory design for RES-E support mechanisms: Learning curves, market structure, and burden-sharing. Energy Policy, 41, 212–220.
— Bergek, A. und S. Jacobsson (2010): Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003–2008. Energy Policy, 38, 1255–1271.
— BMU (2011): Entwurf Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz. Berlin.
— BMWi und BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin.
— Böckers, V., L. Giessing, J. Haucap, U. Heimeshoff und J. Rösch (2012): Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung. Düsseldorf, Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie.
— Borggrefe, F. und A. Nüßler (2009): Auswirkungen fluktuierender Windverstromung auf Strommärkte und Übertragungsnetze. uwf – UmweltWirtschaftsForum, 17 (4), 333–343.
— Brandstätt, C., G. Brunekreeft und K. Jahnke (2011): How to deal with negative power price spikes? Flexible voluntary curtailment agreements for large-scale integration of wind. Energy Policy, 39 (6), 3732–3740.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.123
Generated at 216.73.216.140 on 2025-07-16 01:48:40
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

— Butler, L. und K. Neuhoff (2004): Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development. Cambridge, University of Cambridge, Department of Applied Economics.
— Consentec, R2B Energy Consulting, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) und Institut für Berg- und Energierecht der TU Clausthal (2011): Optimierung und Umstrukturierung der EEG-Förderung zur verbesserten Netz- und Marktintegration Erneuerbarer Energien. Aachen, Köln, Mannheim, Consentec, R2B, FGH.
— Cramton, P. und A. Ockenfels (2012): Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36 (2), 113–134.
— Dammasch, A. (2012): Netzsystemdienstleistungen von Erneuerbaren Energien – Geschäftsmodell oder Netzanschlussbedingung? 2. Energie-Kongress „EEG 2.0 im Spannungsfeld von Märkten und Regulierung", 13.3.2013, Saarbrücken.
— Diekmann, J., C. Kemfert, K. Neuhoff, W.-P. Schill und T. Traber (2012): Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG. Berlin, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin).
— Eclareon und Öko-Institut (2012): Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION. Berlin, Freiburg, Eclareon, Öko-Institut.
— ECOFYS, Deutsche Windguard, TU Technische Universität Dortmund und IZES (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben III: Netzoptimierung, -integration und -ausbau, Einspeisemanagement. Berlin, ECOFYS.
— enervis und BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Berlin, VKU.
— Fraunhofer-ISI (2013): Nutzenwirkung der Marktprämie. Karlsruhe.
— Fraunhofer-ISI, Forschungsstelle Umweltenergierecht Universität Würzburg, IZES, BBH, Fraunhofer-IWES (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011. Vorhaben IV Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG. Karsruhe, Fraunhofer-ISI.
— Fraunhofer-IWES, Deutsches BiomasseForschungsZentrum und Fachverband Biogas e. V. (2010): Die Rolle des Stromes aus Biogas in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen. Hanau, Fraunhofer-IWES.
— Frondel, M., N. Ritter und C. M. Schmidt (2011): Teure Grünstrom-Euphorie: Die Kosten der Energiewende. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60 (12), 20–25.
— Frondel, M., C. M. Schmidt und N. aus dem Moore (2013): Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 37, 27–41.
— Gawel, E., K. Korte, P. Lehmann und S. Strunz (2012a): Kosten der Energiewende – Fakten und Mythen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62 (11), 39–44.
— Gawel, E., K. Korte, P. Lehmann und S. Strunz (2012b): Die deutsche Energiewende – ein Skandalon? GAiA, 22 (4), 278–283.
— Gawel, E. und A. Purkus (2013a): Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien? Zeitschrift für Energiewirtschaft, 37 (1), 43–61.
— Gawel, E. und A. Purkus (2013b): Promoting the Market and System Integration of Renewable Energies through Premium Schemes – A Case Study of the German Market Premium. Energy Policy, 61, 599–609.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.123
Generated at 216.73.216.140 on 2025-07-16 01:48:40
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

— Groscurth, H. und S. Bode (2011): Investitionsanreize für erneuerbare Energien durch das „Mengen-Markt-Modell". Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 11/2011, 26–30.
— Grothe, O. und F. Müsgens (2013): The influence of spatial effects on wind power revenues under direct marketing rules. Energy Policy, 58 (7), 237–247.
— Haas, R., G. Resch, C. Panzer, M. Ragwitz, G. Reece und A. Held (2011): A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries. Renewable Sustainable Energy Review, 15, 1003–1034.
— Haucap, J., M. Coenen und A. Schweinsberg (2009): Von heiligen Kühen und fliegenden Elefanten. Wettbewerbsökonomische Überlegungen zum EEG. Wirtschaftsdienst, 89 (11), 751–753.
— Hauser, E. und M. Luxenburger (2011): Systemintegration von Erneuerbaren Energien durch Nutzung von Marktmechanismen im Stromsektor. Saarbrücken, IZES.
— Hiroux, C. und M. Saguan (2010): Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs? Energy Policy, 38 (7), 3135–3145.
— Hirth, L. (2013): The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. Energy Economics, 38, 218–236.
— Klein, A., E. Merkel, B. Pfluger, A. Held, M. Ragwitz, G. Resch und S. Busch (2010): Evaluation of different feed-in tariff design options. Energy Economics Group. Karlsruhe, Fraunhofer-ISI.
— Klessmann, C., C. Nabe und K. Burges (2008): Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks – A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. Energy Policy, 36 (10), 3646–3661.
— Klinge Jacobsen, H. und S. T. Schröder (2012): Curtailment of Renewable Generation: Economic Optimality and Incentives. Energy Policy, 49 (1), 663–675.
— Kopp, O., A. Eßer-Frey und T. Engelhorn (2012): Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36 (4), 1–13.
— Krzikalla, N., S. Achner und S. Brühl (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Aachen, BET.
— Langniß, O., J. Diekmann und U. Lehr (2009): Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy – Models for the future evolution of the German Renewable Energy Act. Energy Policy, 37, 1289–1297.
— Lehnert, W. (2012): Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012. Zeitschrift für Umweltrecht, 23 (1), 4–17.
— Leprich, U., E. Hauser, K. Grashof, L. Grote, M. Luxenburger, M. Sabatier und A. Zipp (2012): Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien. Bochum, BEE-Plattform Systemtransformation, Ponte Press.
— Löschel, A., F. Flues, F. Pothen und Ph. Massier (2013): Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung. ZEW Discussion Paper No. 13-065. Mannheim.
— Matthes, F. C. (2013): Vision und Augenmaß. Zur Reform des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. In: Agora Energiewende (Hrsg.): Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel? Impulse. Berlin.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.123
Generated at 216.73.216.140 on 2025-07-16 01:48:40
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

— Mitchell, C., D. Bauknecht und P. M. Connor (2006): Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. Energy Policy, 34 (3), 297–305.
— Monopolkommission (2011): Sondergutachten 59: Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten: Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs 1 EnWG. Nomos.
— Monopolkommission (2013): Sondergutachten 65: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG. Baden-Baden, Nomos.
— Müller, T. (2013): Fortentwicklung der (Technologie-)Differenzierung – mögliche Ansätze für eine Ausdifferenzierung des EEG. 2. Energie-Kongress „EEG 2.0 im Spannungsfeld von Märkten und Regulierung“, 13.3.2013. Saarbrücken.
— Müsgens, F., A. Ockenfels, und M. Peek (2012): Balancing Power Markets in Germany: Timing Matters. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36 (1), 1–7.
— Neubarth, J. (2011): Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 61 (8), 8–13.
— Nicolosi, M. (2010): Wind Power Integration and Power System Flexibility – An Empirical Analysis of Extreme Events in Germany under the New Negative Price Regime. Energy Policy, 38 (11), 7257–7268.
— Nitsch, J., T. Pregger, T. Naegler u.a. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Schlussbericht. Stuttgart u. a. O.
— Nykamp, S., M. Andor und J. L. Hurink (2012): „Standard“ incentive regulation hinders the integration of renewable energy generation. Energy Policy, 47, 222–237.
— RES LEGAL (2012): Legal sources on renewable energy: renewable energy policy database. An Initiative of the European commission. www.res-legal.eu/
— Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2013): Der Strommarkt für 100% erneuerbare Energien – den Übergang bis 2050 gestalten. Stellungnahme Nr. 19. Berlin.
— Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011): Verantwortung in Europa wahrnehmen. Jahresgutachten 2011/12. Wiesbaden.
— Schumacher, H. (2012): Die Neuregelungen zum Einspeise- und Engpassmanagement. Zeitschrift für Umweltrecht, 23 (1), 17–22.
— Sorknæs, P., A. N. Andersen, J. Tang und S. Strøm (2013): Market integration of wind power in electricity system balancing. Energy Strategy Reviews, 1 (3), 174–180.
— Toke, D. (2005): Are green electricity certificates the way forward for renewable energy? An evaluation of the United Kingdom's Renewables Obligation in the context of international comparisons. Environment and Planning C: Government and Policy, 23, 361–374.
— Verbruggen, A. und V. Lauber (2012): Assessing the performance of renewable electricity support instruments. Energy Policy, 45, 635–644.
— Welle, A. J. van der und J. de Joode (2011): Regulatory road maps for the integration of intermittent electricity generation: Methodology development and the case of The Netherlands. Energy Policy, 39 (10), 5829–5839.
— Winkler, J. und M. Altmann (2012): Market Designs for a Completely Renewable Power Sector. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36 (2), 77–92.
— Wustlich, G. und D. Müller (2011): Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012 – Eine systematische Einführung in die Marktprämie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration. Zeitschrift für Neues Energierecht, 15 (4), 380–396.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.123
Generated at 216.73.216.140 on 2025-07-16 01:48:40
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH