
Herausforderungen bei der Allokation von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien: Probleme und mögliche Lösungskonzepte

EVA HAUSER UND ALEXANDER ZIPP*

Eva Hauser, Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH (IZES), E-Mail: hauser@izes.de
Alexander Zipp, Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH (IZES), E-Mail: zipp@izes.de

Zusammenfassung: Der angestrebte Umbau der Energieversorgung wird die Rationalität des Stromsystems vollständig verändern, indem die fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE, das heißt Wind, Photovoltaik und große Teile der Laufwasserkraft) zu den prägenden Systemsäulen werden. Die FEE sollen sukzessive die elektrische Arbeit, die heute von fossil-nuklear betriebenen Kraftwerken bereitgestellt wird, substituieren. Die FEE unterscheiden sich jedoch fundamental von steuerbaren Stromerzeugungstechnologien: Sie sind als nicht brennstoffbasierte Stromerzeugungstechnologien annähernd frei von variablen Kosten und sehr emissionsarm. Gleichzeitig sind sie nur recht kurzfristig präzise prognostizierbar und benötigen eine hohe Flexibilität der übrigen Stromerzeuger und weiterer *Flexibilitätsoptionen*. Diese grundlegenden Charakteristika der FEE bedingen eine Anpassung der bestehenden marktlichen Prozesse des Kraftwerksdispatches und eine Weiterentwicklung der Allokation der erzeugten FEE-Strommengen. In diesem Beitrag werden die hierfür entwickelten Vorschläge einer *Echtzeitwälzung der FEE* und des *Residuallastmarktes* vorgestellt und begründet sowie mögliche Formen ihrer Ausgestaltung diskutiert.

Summary: The intended transformation of the energy supply system will completely change the rationality of the electricity system by establishing the variable renewable energies (VRE, that is wind, photovoltaic and large parts of the run-of-the-river hydroelectricity) as its formative pillar. As they are not reliant on fuels to produce electricity, they run without marginal costs and with very low emissions. However, their production can only be precisely predicted on the short term which causes the need for a high flexibility of the remaining electricity generators and other *flexibility options*. The fundamental characteristics of the VRE require an adjustment of the present market-based processes concerning the power plant dispatch and the allocation of the generated VRE-electricity amounts. This article presents the developed suggestions for a *real time transfer of the VRE* and the *residual load market* and discusses possible implementations of these new allocation mechanisms.

→ JEL Classification: D47, Q41, Q42

→ Keywords: Electricity market design, variable renewable energies, allocation mechanisms

* Die Autoren danken ihren Kollegen Lars Grote, Martin Luxenburger und Matthias Sabatier für die Unterstützung bei der Redaktion des Artikels.

I Grundlegende Ziele der Systemtransformation und Rolle der fluktuierenden erneuerbaren Energien

Die deutsche Elektrizitätswirtschaft steht erneut vor gewaltigen Veränderungen und Herausforderungen. Nachdem die Umsetzung der Liberalisierung in den letzten 15 Jahren in einem großen Kraftakt bereits zu neuen Strukturen, Akteuren und Institutionen geführt hat, gilt es nun, den Umbau des Stromsystems dahingehend zu organisieren, dass die erneuerbaren Energien (EE) künftig die Hauptrolle spielen werden. Dies bedeutet an erster Stelle eine Umgestaltung der Erzeugungsstrukturen beziehungsweise des Kraftwerksparks: Mit dem Energiekonzept von 2010 benennt die Bundesregierung die erneuerbaren Energien als eine „tragende Säule“ (BMWi und BMU 2010: 7) der zukünftigen Energieversorgung. Vor dem Hintergrund der Anforderung einer sicheren, kostengünstigen und klima- und umweltschonenden Energieversorgung werden die größten Herausforderungen unter anderem im Ausbau der regenerativen Energien gesehen. Konkrete Ziele hierfür werden im erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) festgelegt: Demnach sieht das EEG 2012 vor, dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens auf 35 Prozent bis 2020, 50 Prozent bis 2030, 65 Prozent bis 2040 und 80 Prozent bis 2050 erhöht werden soll (EEG 2012: §1 Abs. 2). Neben der Erreichung von Klima- und Umweltschutzziele und einer wirtschaftlichen Tragfähigkeit nennt die Bundesregierung im Energiekonzept die Wahrung der Versorgungssicherheit als zentrale Voraussetzung, damit Deutschland als wettbewerbsfähiger Industriestandort bestehen kann (BMWi und BMU 2010: 3).

Während es in allen Teilen der Welt bereits Stromsysteme gibt, die von erneuerbaren Energien geprägt werden, unterscheidet sich das aufzubauende System in Deutschland fundamental von den bestehenden hydro- oder biomassegeprägten Systemen: Aufgrund beschränkter technisch-ökonomischer Potenziale anderer erneuerbarer Energien wird ein System aufgebaut, das die fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik (PV) in das Zentrum rückt.

Der Umstieg auf diese Technologien kann durch eine Reihe besonderer Eigenschaften erleichtert werden:

- Wind- und Solarenergie stellen die kostengünstigsten Potenziale der in Deutschland noch ausbaubaren erneuerbaren Energien dar. Nach gut begründeten Prognosen wird sich die Kostendegression bei diesen Technologien weiterhin über einen längeren Zeitraum fortsetzen (Neij 2008).
- Durch den dezentralen Charakter von Wind- und Photovoltaikanlagen sind sehr viele Akteure in der Lage, diese Anlagen zu errichten und zu betreiben.
- Eine hohe Akteursvielfalt durch einen breiten energiewirtschaftlichen Mittelstand ist unter Markt Gesichtspunkten sehr positiv zu bewerten.
- Die Akzeptanz von Wind- und Photovoltaikanlagen ist durch die Beteiligungsmöglichkeiten im Vergleich zu vielen anderen, insbesondere zentraleren Erzeugungstechnologien, sehr hoch (Wunderlich 2012).

Die Entscheidung, in Deutschland auf eine umfassende Nutzung von Wind und PV zu setzen, erscheint aus energiewirtschaftlicher und umweltpolitischer Sicht als einzig mögliche Option, wenn die EE-Ziele der Bundesregierung in Deutschland erreicht werden sollen. Das zentrale öko-

nomische Ziel besteht darin, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern und eine langfristige Versorgungssicherheit zu schaffen. Dieses Ziel kann durch den Einsatz von EE erreicht werden, wie eine Vielzahl wissenschaftlicher Studien belegt (DLR et al. 2012, FVEE 2010, Fraunhofer ISE 2012). In diesen Studien werden Langfristszenarien mit verschiedenen Ausbaupfaden für EE in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Systemkosten untersucht. Dabei zeigt sich, dass in der kurzen Frist mit Mehrkosten zu rechnen ist, langfristig jedoch ein stärkerer EE-Ausbau bei steigenden Primärenergieträgerpreisen, anhaltender Kostendegression der EE-Technologien und hohen CO₂-Preisen vorteilhaft sein kann (Stern 2006, Krewitt und Schlomann 2006: 21 ff.). Dabei erscheint in Hinblick auf externe Umwelteffekte, die über die Klimafolgen hinausgehen und demzufolge nicht vom europäischen Emissionshandel erfasst werden, technologische Spillover-Effekte und zur Vermeidung von technologischen Lock-In-Effekten bereits eine frühzeitige, breite Nutzung und Förderung von EE-Technologien sinnvoll (Lehmann und Gawel 2013).

2 Bestandteile eines künftigen Energiemarktdesigns

Aktuell zeichnen sich somit die Konturen dieses neuen Stromsystems in Deutschland immer klarer ab: Wind und Photovoltaik werden zu den prägenden Systemsäulen, flankiert von vielfältigen Flexibilitätsoptionen zur Überbrückung kurz-, mittel- und langfristiger Angebotslücken sowie zur sinnvollen Verwendung von EE-Überschüssen. Zu diesen Flexibilitätsoptionen gehören regelbare EE-Anlagen, Speicher und nachfrageseitige Maßnahmen (vergleiche Schill 2013b in diesem Heft).

Im zukünftigen Stromsektor lassen sich drei Hauptbestandteile unterscheiden:

- Anlagen der Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien (FEE),
- die sogenannten *Flexibilitätsoptionen* zur Flankierung der FEE, begleitet von einer Optimierung und einem Ausbau der Stromnetze, die den Einsatz der verschiedenen Flexibilitätsoptionen ermöglichen beziehungsweise erleichtern soll, sowie
- Must-Run-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität. Dies sind solche Kraftwerke, die Leistungen zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit bereitstellen und nur bedingt flexibel eingesetzt werden können.

Sterner (2012: 2) schlägt vor, diese Systemtransformation im Sinne einer „leistungsautarken Energiewende“ zu konzipieren. Demnach sollten die in Deutschland installierten Erzeugungskapazitäten zur Deckung der nationalen Höchstlast ausreichen, müssen diese jedoch nicht zu jeder Zeit erbringen, wobei die Import-/Exportbilanz auf längere Sicht ausgeglichen sein sollte. Wird dieser Leitgedanke verfolgt, bedeutet dies tendenziell eine Fokussierung auf den Ausbau der inländisch verfügbaren erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (die in den europäischen Stromaustausch beziehungsweise -handel eingebettet sein sollten) zur Erreichung der EE-Ziele.

In diesem künftigen System lassen sich im Hinblick auf das künftige (innerdeutsche) „*Systemdesign*“ aus Sicht der Autoren grob vier Finanzierungsbestandteile, die zukünftig weiter ausgearbeitet beziehungsweise verfeinert werden müssen, unterscheiden:

1. Ein verlässlicher Refinanzierungsmechanismus für fluktuierende erneuerbare Energien (FEE) mit Grenzkosten nahe null, insbesondere für Windanlagen und PV, aber auch für große Teile der Laufwasserkraft.
2. Dispatch-Märkte für den optimalen Einsatz regelbarer Kapazität zum Ausgleich der Residuallast; hier sind insbesondere die Großhandelsmärkte mit Spot- und Terminmärkten und die Regelenenergiemärkte zu unterscheiden.
3. Die Weiterentwicklung der bestehenden Refinanzierungsmechanismen für Neuanlagen aus dem Segment der Flexibilitätsoptionen, darunter auch für steuerbare EE wie Biomasse/Biogas, die stärker mit Elementen der Entlohnung der Leistungsvorhaltung gekoppelt werden sollten.
4. Finanzierung von Systemdienstleistungen, die von unterschiedlichen Anlagen übernommen werden müssen und die Systemstabilität garantieren; deren Finanzierung sollte – wie bisher – vor allem über Netzentgelte erfolgen.

Keines dieser vier Teilsegmente eines künftigen Stromsystemdesigns scheint aus Sicht der Autoren entbehrlich; die vielfältigen Interdependenzen zwischen den Segmenten sind allerdings sehr sorgfältig zu analysieren, um kurz- bis mittelfristig robuste Aussagen über ihre konkrete Ausgestaltung machen zu können.

3 Refinanzierung von FEE-Anlagen

1998 war der durch viele abgeschriebene Kraftwerke und hohe Überkapazitäten geprägte deutsche Strommarkt liberalisiert worden. Neuinvestitionen müssen sich seither fast vollständig durch den Stromverkauf im Wettbewerb, vor allem an der Strombörse, refinanzieren.¹ Für diejenigen Kraftwerke, die vor Beginn der Liberalisierung prinzipiell risikolos gebaut und bis zur Einführung des Großhandelsmarktes von den Endkunden vollständig oder größtenteils bezahlt wurden, bedeutete die Liberalisierung hingegen, dass sie hierdurch sogenannte *Stranded Benefits*² erzielen konnten (DLR et al. 2011: 24). Für Neuinvestitionen im liberalisierten Strommarkt stellt sich die Situation jedoch anders dar: Ob eine reine Refinanzierung von Neuinvestitionen an einem reinen *Energy-Only-Markt* (das heißt einem Markt, in dem ausschließlich gelieferte Arbeit gehandelt und vergütet wird) möglich ist, wird unter dem Stichwort *Missing-Money-Problem* bereits seit einigen Jahren diskutiert (Cramton and Stoft 2006, Joskow 2006). Das Hauptproblem wird hier darin gesehen, dass in liberalisierten Märkten bei einer unzureichend preiselastischen Nachfrage Spitzenlastsituationen auftreten können, in der es keine Markträumung mehr gibt, so dass die Gefahr von Blackouts droht. Selbst unter Annahme einer hinreichend elastischen Nach-

1 Weitere Erlöse können über die Regelenenergiemärkte sowie bei KWK-Anlagen im Wärmemarkt erzielt werden.

2 *Stranded Benefits*, also unerwartete Zusatzgewinne, können beim Übergang von einer Kostenregulierung hin zu einem liberalisierten Strommarkt entstehen, da in der Kostenregulierung ausschließlich die anfallenden Kosten der Stromerzeugung anerkannt und den Endkunden berechnet werden. Im Fall von bereits abgeschriebenen und refinanzierten Kraftwerken wären dies die Grenzkosten der Stromerzeugung. In einem liberalisierten Strommarkt erwirtschaften diese Kraftwerke jedoch häufig Erlöse, die über ihren Grenzkosten liegen. Somit kann ein Wohlfahrtstransfer von den Endkunden hin zu den Besitzern der Kraftwerke aufgrund der Liberalisierung stattfinden (Cearley und McKinzie 1995).

frage besteht die Möglichkeit einer regulatorischen Intervention beispielsweise durch Preisobergrenzen, so dass in der Erwartung der Investoren keine ausreichend hohe Anzahl von Stunden mit hohen Spotmarktpreisen erreicht wird, um neue, insbesondere (Spitzenlast-)Kapazitäten zu refinanzieren. Zwar ist der deutsche Strommarkt kein reiner *Energy-Only-Markt*, da dieser auch durch leistungsbezogene Komponenten, wie zum Beispiel die Regelergergiemärkte, ergänzt wird. Diese sind gegenwärtig jedoch größtenteils von Überkapazitäten und hohem Wettbewerbsdruck geprägt, weisen ein recht geringes Preisniveau auf und sind daher kaum maßgeblich bei der Investitionsentscheidung von Kraftwerksneubauten.

Dieses *Missing-Money-Problem* wird verstärkt durch den Ausbau der EE und den damit verbundenen Merit-Order-Effekt: Durch den sinkenden Spotmarktpreis sinken die Erträge nicht nur für alle konventionellen Technologien, sondern auch für die EE. Da sich der Preis eines Terminmarktproduktes an den Erwartungen der Spotmarktpreise während des Zeitraums des Termingeschäftes orientiert, sinken auch hier die Preise. Zusätzlich sinkt nicht nur der durchschnittliche Strompreis, sondern für viele Kraftwerke auch die Zahl der Einsatzstunden. Je höher der Anteil der Erneuerbaren, desto häufiger wird es zu Zeiten kommen, in denen große Anteile des Strombedarfs aus Erneuerbaren gedeckt werden können.

Bei den FEE kann – im Gegensatz zu fast allen anderen Wirtschaftsgütern – die Produktionsmenge nicht über ein veränderliches natürliches Dargebot ausgeweitet werden, wenn es wirtschaftlich opportun erscheint. Die einzige Anpassung bei der Produktionsmenge der FEE liegt darin, dass diese im Rahmen des vorhandenen Dargebots gegebenenfalls gedrosselt werden oder bei durchgeführter Drosselung dann wieder bis auf die Dargebotsmenge angehoben werden können.

In der Merit-Order sind die FEE aufgrund ihrer geringen variablen Kosten grundsätzlich am linken Ende der Einsatzreihenfolge platziert. Somit ergibt sich – unter Vernachlässigung von Flexibilitätsrestriktionen sonstiger Kraftwerke – im aktuellen Strommarktdesign ein ökonomischer Einspeisevorrang der FEE. Unter Berücksichtigung der Kostenstrukturen inflexibler fossiler Kraftwerke können allerdings temporäre FEE-Abregelungen aus einer statischen Perspektive kostensenkend wirken, insbesondere wenn kein gesetzlicher Einspeisevorrang existiert. Denn ein Betreiber von konventioneller und FEE-Kapazität kann bei seinen Dispatch-Entscheidungen unter Umständen An- und Abfahrkosten seiner konventionellen Erzeugungskapazität einsparen, indem er stattdessen die FEE abregelt. Sollen FEE jedoch zu Systemsäulen werden, verlangt dies nach Ansicht der Autoren eine vorrangige Nutzung vor den zu ihrer Flankierung dienenden Flexibilitätsoptionen. Der hieraus folgende Kraftwerkseinsatz mag das Kriterium der statischen Kosteneffizienz verletzen, aus einer dynamischen Perspektive wird jedoch ein stärkerer ökonomischer Druck zur Flexibilisierung des Kraftwerksparks erzeugt, der für die Transformation des Stromsystems hilfreich sein kann. Gleichzeitig wird das Risiko von schwer vorhersehbaren Abregelungen für FEE-Anlagenbetreiber reduziert. Eine gegebenenfalls näher zu prüfende Alternative wäre, den statisch effizienten Kraftwerkseinsatz durchzuführen, das heißt FEE-Anlagen abzuregeln, die hierdurch entgangenen Erlöse der FEE-Betreiber jedoch von den Betreibern inflexibler konventioneller Kraftwerke tragen zu lassen und zur Finanzierung beziehungsweise Senkung der EEG-Umlage zu nutzen (Leprich et al. 2013: 70 ff.). Dies setzt jedoch voraus, dass unzweifelhaft nachgewiesen sein muss, dass der ökonomische Druck zur Flexibilisierung der konventionellen Anlagen aufrecht erhalten bleibt.

Dies wirft die Frage nach robusten Refinanzierungsmechanismen für die EE allgemein und insbesondere die FEE auf. Hier wird vielfach gefordert, dass die EE sich zunehmend als *normale Strommarktteilnehmer* über den Strommarkt refinanzieren sollten (Frondelet al. 2013, Monopolkommission 2013, VDE 2013, VKU 2013). Dies wird häufig unter dem Begriff der *Marktintegration der EE* subsumiert. Dieser Begriff impliziert, dass diese im bestehenden Energy-only-Markt prinzipiell auch *marktfähig* seien. Damit die EE „aus dem EEG herauswachsen können“ und „marktbasiert“ refinanziert werden können, wird die Vermarktbarkeit der EE in den diversen Teilmärkten des Stromsektors angestrebt.

Diese generelle Zielstellung ist jedoch aufgrund des Merit-Order-Effekts der erneuerbaren Energien in Frage zu stellen. Für die Wind- und PV-Stromerzeugung gilt, dass ihre Einspeisung durch die gegen null tendierenden variablen Kosten und die weitgehende Gleichzeitigkeit der Einspeisung just die Spotmarktpreise stark reduziert, die zu ihrer eigenen Refinanzierung benötigt werden. Diese Auswirkungen auf die Preisbildung am Spotmarkt haben Rückwirkungen gerade auch auf die beiden Energieträger selbst. Die sogenannten relativen Marktwerte der PV sind in den letzten Jahren beständig gefallen und nähern sich der 100-Prozent-Marke an, die der Windstromerzeugung liegen bereits darunter und sinken tendenziell weiter. Der Vergleich der monatlichen relativen Marktwerte macht den zunehmenden Verfall des Marktwertes deutlich, insbesondere für PV in den sonnenreichen Sommermonaten (IZES 2012: 19, Abbildung 1).

Joskow (2011) weist auf die Nichteignung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten während der Lebensdauer (levelized cost of energy) als Vergleichsmaßstab für den ökonomischen Wert einer FEE-Anlage und einer regelbaren Stromerzeugungsanlage hin. Im Gegensatz hierzu wird ein marktbasierter Ansatz vorgeschlagen, der den Zeitpunkt der Stromerzeugung mit berücksichtigt. Der (relative) Marktwert entspricht einem solchen Vergleichsmaßstab. Wird dieser herangezogen, ergibt sich jedoch ein erhebliches Problem aufgrund des Merit-Order-Effektes, der infolge der hohen Gleichzeitigkeit der Erzeugung entsteht und zu einem sinkenden Marktwert für FEE-Strom mit zunehmendem Anteil an der gesamten Stromerzeugung führt.

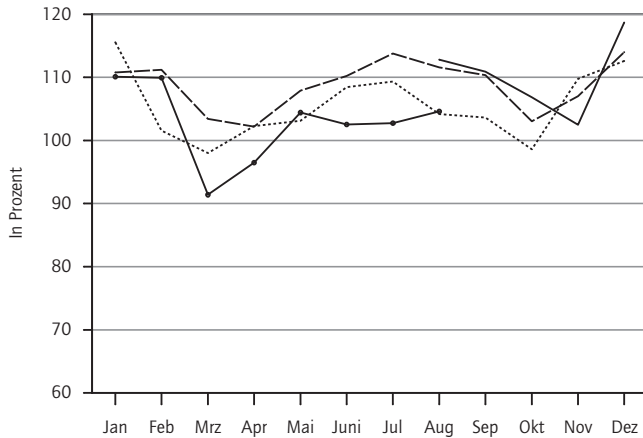
Neben der Beobachtung anhand historischer Preis- und FEE-Erzeugungsdaten zeigen auch Modellrechnungen bei einem hohen Ausbau der FEE-Erzeugung eine Fortführung dieser Tendenz (Kopp, Eßer und Frey 2012, Hirth 2013). Die dort berechneten, zukünftig sehr geringen FEE-Marktwerte führen mit einem generellen Verfall der durchschnittlichen Preise am Stromgroßhandelsmarkt dazu, dass eine sich selbst tragende Vermarktung der gesamten FEE-Erzeugung in den Teilmärkten des Stromsektors aus heutiger Sicht in Frage gestellt werden muss. Sehr hohe Emissionszertifikats- sowie Knappheitspreise könnten dem Verfall der FEE-Marktwerte ein Stück entgegenwirken. Doch selbst unter diesen Umständen wäre in Zeiten einer vollständigen FEE-Deckung eine Preistendenz gegen null zu erwarten.

Daher erscheinen gegenwärtig Differenzierungen notwendig, die den verschiedenen Charakteristika von regelbaren und fluktuierenden Stromerzeugungsanlagen Rechnung tragen. Eine gesonderte Behandlung der FEE bedeutet vor allem in volkswirtschaftlicher Hinsicht einen Paradigmenwechsel, der einerseits durch die Ununterscheidbarkeit der FEE mittels Grenzkosten gerechtfertigt zu sein scheint und andererseits vor allem durch die Tatsache, dass die Energiewende in allererster Konsequenz eines Umbaus der Erzeugungsinfrastruktur bedarf, die in der Lage sein muss, die bislang aus fossil-nuklearen Energieträger produzierte Elektrizität zu ersetzen.

Abbildung 1

Monatliche relative Marktwerte von Photovoltaik und Windkraft in Deutschland

a) Photovoltaik



b) Windkraft



Quelle: Eigene Berechnungen, EEX.

Perspektivisch lässt sich sogar die These vertreten, dass auch in einer FEE-basierten Regenerativwirtschaft viele Flexibilitätsoptionen nur noch kurzfristig planbare ertragsmaximierende Produktionsentscheidungen treffen können, da die Ermittlung der Grenzkosten immer stärker *probabilistischer* Art sein wird. Dies liegt daran, dass ihre Grenzkosten zu großen Teilen eine Funktion sich beständig wandelnder, und ebenso nur bedingt zeitlich präzise vorhersehbarer externer Faktoren sind, nämlich der Residuallast zu einer bestimmten Viertelstunde (sofern diese der bestimmende Handelszeitraum werden) und dem sich dann einstellenden Strompreis

im Stromspotmarkt. Zusätzlich erschwert wird die Produktions- beziehungsweise Einsatzentscheidung für die Stromerzeugungsanlagen unter den Flexibilitätsoptionen dadurch, dass sie tendenziell weitaus höhere Anteile an Fixkosten im Vergleich zu den variablen Kosten aufweisen werden, je geringer ihre Vollbenutzungstundenzahlen werden. Auch die Bestimmung der Kosten von Kraftwerksdrosselungen oder An- und Abfahrkosten ist zeitlich variabel, je nachdem wie lange kein oder nur verminderter Bedarf an konventioneller Kraftwerkskapazität vorherrscht. Die Speicher beziehungsweise Flexibilitätsoptionen des Demand-Side-Management sehen sich der Herausforderung gegenüber, in ihre Grenzkostenberechnung als Grundlage für die Einsatzentscheidung vielfältige Opportunitätskosten mit einzubeziehen, so beispielsweise Kosten durch beschränkte Lade- und Entladezeiten und sowie Kosten für die zeitliche Verschiebung der Stromnutzung beziehungsweise der Güterproduktion.

Es erscheint daher von Interesse, inwieweit Preise am Energy-Only-Markt zukünftig eine Planungsgrundlage für den Zubau regelbarer Stromerzeugungsanlagen sein können, da ihre Ermittlung auch in der sehr kurzen Frist wiederum eine nichtbeeinflussbare Funktion der zeitlichen Abfolge der Residuallast ist.

Somit bleibt als Zwischenfazit, dass eine Unterordnung des Einsatzes der FEE unter die Preise des Energy-Only-Markts zu einer Unterausnutzung ihres eigenen Dargebotes führen würde. Dies ist aus Sicht der Autoren im Sinne der Systemtransformation nicht zielführend, da diese als künftige Systemsäulen die Substitution der Arbeit aus fossil-nuklearen Stromerzeugungstechnologien leisten müssen. Dementsprechend sollte der Einspeisevorrang der FEE weiterhin gewährleistet bleiben und sich in den Marktregeln widerspiegeln.

4 **Vorgeschlagene Anpassungen der Dispatchmärkte und neue Handelsprodukte im Rahmen der Systemtransformation**

Vor diesem Hintergrund schlagen wir vor, den Stromsektor generell und seine Teilmärkte an die wachsende und absehbare tragende Rolle der FEE anzupassen und nicht umgekehrt die FEE an die bestehenden Gegebenheiten des Stromsektors. Daher sollten im Rahmen dieser Transformation des Stromsystems:

- die bestehenden marktlichen Prozesse des Kraftwerksdispatches und
- die Allokation der erzeugten Strommengen (im Sinne einer bilanziellen und monetären Weiterleitung vom Anlagenbetreiber bis zum Endkunden)

an die Charakteristika der FEE angepasst werden. Hierzu können die im Folgenden skizzierten Maßnahmen dienen.

Bei steigenden Mengen an EE-Strom wird immer weniger *Residualenergie* notwendig, allerdings kann die Spitze der Residuallast sehr hoch bleiben (Schill 2013a). Dabei muss die Residualenergie künftig wesentlich flexibler bereitgestellt werden. Daher wird die Bedeutung flexibler Kraftwerke zunehmen. Vor allem drei Charakteristika von Flexibilität sollten eine Rolle spielen:

- Möglichkeiten zu schnellen Lastwechseln,

- hohe oder zumindest akzeptable Wirkungsgrade im Niedriglastbereich der Kraftwerke und
- die Möglichkeit häufigen und günstigen An- und Ausschaltens der Stromerzeugung der jeweiligen Anlagen.

Die Veränderung des Erzeugungsmix mit einem stetig größer werdenden Anteil an FEE bedeutet zugleich eine Zunahme an Kurzfristigkeit und eine Abnahme der langfristigen Planbarkeit in den Strommärkten. Es wird ein Wandel hin zu einem wesentlich kurzfristigeren Handel notwendig sein, in dem der Verkauf von Strom an die dargebotsabhängige Erzeugung der EE angepasst wird. Die Fristen des heutigen Day-Ahead-Handels führen zu einem Zeitverzug von bis zu 36 Stunden zwischen Handelsschluss und Erfüllungszeitpunkt.³ Für die Prognosegüte der FEE-Erzeugung gilt jedoch grundsätzlich, dass diese umso genauer wird, je kürzer der Abstand zwischen Prognoseerstellung und Zeitpunkt der prognostizierten Erzeugung ist. Daher könnte es zielführend sein, mehrere tägliche Block-Einheitspreisauktionen statt eine einzelne Auktion am Vortag durchzuführen. Die Auktionszeiträume könnten beispielsweise an den Gradienten der Verbraucherlast sowie der PV-Erzeugung ausgerichtet werden. Entsprechend könnten während eines Tages mehrere vier- bis sechsstündige Blockauktionen stattfinden (zum Beispiel für die Zeiten 6–12 Uhr, 12–16 Uhr, 16–20 Uhr), während in der Offpeak-Zeit in der Nacht ein bis zwei Auktionen ausreichend sein könnten. Durch die Kürzung der Zeitverzüge und die folglich besseren FEE-Prognosen könnten die heutigen Ausgleichsenergiemengen reduziert werden.

Zusätzlich ist auch eine Anpassung der Handelszeiträume (heute stündlich) an die Bilanzierungszeiträume (heute viertelstündlich) in Erwägung zu ziehen. Diese Lösung würde den teilweise sehr steilen Leistungsgradienten der erneuerbaren Energien, insbesondere der PV, besser gerecht werden und auch die Betriebsweise konventioneller Kraftwerke (Kraftwerksrampen) besser abbilden und somit den Ausgleichsenergiebedarf senken. Durch den engeren Zeitraum könnte eventuell auch einer größeren Anzahl an flexiblen Lasten der Zugang zu den Kurzfristmärkten ermöglicht werden.

In einem FEE-dominierten und verstärkt kurzfristig orientierten System dürfte der längerfristige Handel mit klassischen durchgängigen Leistungsbändern schwer aufrechtzuerhalten sein. Der Leistungskredit⁴ von FEE-Anlagen wird als sehr gering eingeschätzt. Ketterer (2012: 4) geht nach einer Auswertung mehrerer Quellen von einem Leistungskredit für Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland von sechs Prozent der installierten Leistung aus. Ackermann et al. (2013: 122 f.) sehen aus einer konservativen Sicht einen Leistungskredit von null Prozent für PV in Deutschland (sowie innerhalb der EU) als angemessen an.⁵

Ein Bandprodukt auf der Basis von FEE-Anlagen ist nur durch eine Kombination mit regelbaren konventionellen Kraftwerken und/oder Speichern beziehungsweise nachfrageseitigen Flexibili-

3 Der Day-Ahead-Handel wird in Deutschland ergänzt durch den kurzfristigeren Intraday-Handel.

4 Unter dem Leistungskredit von FEE-Anlagen wird allgemein deren Beitrag zur erforderlichen beziehungsweise angemessenen Erzeugungskapazität innerhalb eines Elektrizitätsversorgungssystems verstanden. Zur Quantifizierung des Leistungskredits verschiedener Technologien existieren mehrere Methoden (Amelin 2009).

5 Gleichzeitig betonen sie jedoch auch, dass dieser deutlich über diesem Wert liegen kann, falls hohe Lastsituationen verstärkt in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung fallen (Ackermann et al. 2013: 127).

tätsoptionen vorstellbar. Die Kosten für ein solches Produkt ergeben sich aus den Stromgestehungskosten der FEE-Anlagen, den Kosten für die Stromerzeugung aus konventionellen Anlagen sowie gegebenenfalls den Kosten für die Speicherung oder Lastverschiebung in Zeiten, in denen das Angebot von FEE-Strom von der Bandlieferung abweicht. Im Gegensatz zu einem Bandprodukt auf der Basis konventioneller Kraftwerke hat ein solches Bandprodukt jedoch systematische Nachteile bei der Optimierung auf den kurzfristigen Märkten. Grund hierfür ist die hohe Gleichzeitigkeit der FEE-Stromerzeugung und dem resultierenden Merit-Order-Effekt, der einem Anbieter eines konventionellen Bandprodukts günstige Beschaffungsmöglichkeiten durch eine *Make-or-buy*-Optimierung ermöglicht und einem Anbieter eines Bandprodukts mit hohem FEE-Anteil tendenziell nicht.

Dies eröffnet einen Such- und Forschungsprozess nach neuen Absicherungsstrategien und entsprechenden Hedginginstrumenten, wie zum Beispiel die im Juni 2013 von der EEX angekündigte Einführung der sogenannten Phelix Sun Peak Futures noch im Verlauf dieses Jahres. Dieses neue Absicherungsinstrument soll den durch die Photovoltaik geänderten Preisprofilen an den Spotmärkten Rechnung tragen und durch den definierten Zeitraum von 10–16 Uhr eine Terminvermarktung von PV-Strom perspektivisch ermöglichen (EEX 2013).

Darüber hinaus sollten die Teilnahmebedingungen an den Regelenenergiemärkten angepasst werden, um eine breite Teilnahme von EE zu ermöglichen. Zum Beispiel umfassen die Zeitscheiben der Sekundärregelleistung fünf Tage (Hauptzeit) beziehungsweise eine Woche (Nebenzeit). Da die Prognosegenauigkeit der FEE-Stromerzeugung für diesen Zeitraum stark nachlässt, ist deren Teilnahme nach aktuellen Bedingungen kaum möglich. Eine Umstellung auf deutlich kürzere Fristen der ausgeschriebenen Produkte könnte für eine stärkere Teilnahme von EE-Anlagen an den Regelenenergiemärkten sorgen.

5 Getrennte Allokationsmechanismen: Echtzeitwälzung und Residuallastmarkt

Eine mögliche Reaktion auf die genannten Problemstellungen bestünde in der Umsetzung zweier Vorschläge des IZES zur Neugestaltung der Allokationsmechanismen der FEE und der Flexibilitätsoptionen (IZES 2011, Leprich und Hauser 2012, Hauser 2013b):

- Eine *Echtzeitwälzung* als FEE-Allokationsmechanismus: Dabei sammeln die ÜNB die nationale FEE-Einspeisung ein und wälzen diese physisch und viertelstündlich anteilig auf alle Stromlieferanten, die die durchschnittlichen Kosten der FEE-Anlagen entsprechend ihrem Anteil zu tragen haben.⁶ Hierbei tragen die ÜNB die Verantwortung für die Güte der Einspeiseprognosen. Somit ergibt sich ein Bündelungseffekt, der die Qualität einer Prognose prinzipiell erhöht. Darüber hinaus könnte ein zusätzlicher Anreizmechanismus die ÜNB zur Erstellung besonders guter Prognosen anregen.
- Ein *Residuallastmarkt* als marktbasierter Allokationsmechanismus der Flexibilitätsoptionen

6 Die durchschnittlichen Kosten der FEE-Anlagen ergeben sich aus dem gewählten Refinanzierungsinstrument. Eine Möglichkeit sind feste Einspeisevergütungen, wie sie im heutigen EEG bestehen. Die gewälzten Kosten entsprechen dann den Differenzkosten.

tionen zur Flankierung der FEE-Erzeugung (diese ausgenommen, siehe Absatz 6.4 für Überschusssituationen): Die Stromlieferanten als Kenner des Stromhandels und des Verbraucherverhaltens werden für die wettbewerbliche Beschaffung der viertelstündlich notwendigen Residualenergie zuständig. Sie tragen dabei die Verantwortung für die Güte ihrer Lastprognosen.

6 Diskussion der praktischen Umsetzung der vorgeschlagenen Konzepte

Die Konzepte des Residuallastmarktes und der Echtzeitwälzung werfen einige Fragen auf, die entweder eher grundsätzlicher, gesamtsystemischer oder eher praktischer Art sind. Aus gesamtsystemischer Sicht erscheinen besonders die Fragen nach der zukünftigen Ausgestaltung des Risikomanagements und den möglichen wettbewerblichen Auswirkungen der beiden Konzepte von Bedeutung.

6.1 Neue Beschaffungsstrategien und Risikomanagement

Die Einführung einer Echtzeitwälzung könnte bei den Lieferanten zur Notwendigkeit eines neuen Risikomanagements und zur Änderung der Beschaffungsstrategie führen. Während heute im Wesentlichen auf langfristige (auch physische) Einkäufe in den Terminmärkten zurückgegriffen wird, würden durch die Einführung des Residuallastmarktes neue Risikomanagementinstrumente und Beschaffungsstrategien notwendig werden. Teilweise geht die Schaffung dieser neuen Risikomanagementinstrumente aber auch von den Marktteilnehmern oder von der EEX aus (mit der Einführung der Phelix Peak Sonnenfutures oder der Einführung des viertelstündlichen Handels im Intra-Day-Markt). Hierbei bestehen gute Chancen, dass die Marktteilnehmer selbst zur Lösung dieser Fragen beitragen können und werden.

6.2 Analysen der wettbewerblichen Auswirkungen

Die Einführung einer Echtzeitwälzung könnte aufgrund der damit verbundenen neuen Risiken für die Stromvertriebe und deren Reaktion darauf größere wettbewerbliche Konsequenzen haben. Mögliche, daraus resultierende Entwicklungen wären:

- eine Marktberreinigung bei den Lieferanten, so dass möglicherweise nur noch wenige Anbieter zurückbleiben,
- eine Stärkung der Rollen bestehender Aggregatoren, die heute schon die Beschaffung für größere Lieferantengruppen organisieren.

Inwieweit die genannten Entwicklungsmöglichkeiten eintreten würden, ist abhängig von Skaleneffekten bei der Beschaffungsorganisation sowie Regelung zum Markteintritt eines neuen Lieferanten und der Bestimmung seiner zugewiesenen EE-Mengen. Um hier keine Markteintrittsbarrieren zu erschaffen, dürfen Ausgleichszahlungen bei einer anfänglichen Fehleinschätzung des neuen Lieferanten über seine verkauften Energiemengen nicht so hoch angesetzt sein, so dass diese zu einem sofortigen Marktaustritt beziehungsweise einem gar nicht erst erfolgenden Markteintritt führen würden.

6.3 Anreizprobleme im Rahmen der Echtzeitwälzung

Die Methodik der Wälzung könnte den Fehlanreiz setzen, eine Lastverminderung in den Stunden hoher EE-Einspeisung durchzuführen, um die Aufnahme von teurem FEE-Strom zu minimieren (die praktische Umsetzbarkeit solcher Maßnahmen soll hier außer Acht gelassen werden). Dabei wäre es wünschenswert, genau das konträre Verhalten der Vertriebe anzuregen. Würden alle Vertriebe über vergleichbare Optionen der Lastbeeinflussung verfügen und sich in den betroffenen Stunden optimieren, bestünde die Gefahr bereits frühzeitiger EE-Überdeckungen, da die eingestellte EE-Menge in der vollen Menge nach wie vor abgewälzt werden muss. Bei unterschiedlichen Möglichkeiten der Vertriebe kommt es zu einer höheren Belastung der Vertriebe mit wenig ausgeprägten Lastminderungs- beziehungsweise -verlagerungsmöglichkeiten.

Eine Möglichkeit, diesem Fehlanreiz entgegenzuwirken, ist ein für jeden Lieferanten individuell fixierter Zuteilungsfaktor der gesamten EE-Mengen, der sich anhand einer Verbrauchsprognose über den Folgemonat ergibt. Dieser bestimmt sowohl den Anteil der vom Lieferanten zu tragenden Kosten als auch den vom tatsächlichen Lastprofil unabhängigen, eingestellten Anteil des gesamten FEE-Profiles. Hierdurch entstünde der Anreiz, Überdeckungen im individuellen Lieferantenbilanzkreis bestmöglich zu nutzen, beispielsweise durch Demand Side Management oder sonstige Flexibilität, da die Strommengen bereits bezahlt wurden.

6.4 Umgang mit FEE-Überschüssen

Die kurzfristig rollierende Wälzung wurde für einen Zeithorizont in der Transformationsphase des Energiesystems entwickelt, in dem nicht von häufigen und erheblichen Überschusssituationen ausgegangen werden kann. Dennoch sind vereinzelte Situationen denkbar, in denen eine gesamtsystemische Überdeckung (das heißt, die (F)EE Einspeisung übertrifft die gesamtdeutsche Last) auftritt.

Sofern sich die Anzahl der Stunden mit Überdeckungen in Grenzen hält, wäre es zunächst der unkomplizierte Weg, über Abregelungen der EE nachzudenken, da ohnehin bereits keine konventionelle Erzeugung (eventuell notwendige Must-Run außer Acht) mehr abgeregelt werden kann. Diese Lösung wirft jedoch die Frage auf, ob dem abgeregelten Anlagenbetreiber eine Entschädigung zusteht und, sofern dies bejaht wird, in welcher Form diese erhoben werden kann. Beispielsweise kann die Überdeckung wiederum anteilig auf die Lieferanten aufgeteilt und finanziell ausgeglichen werden.

Eine maximale Ausschöpfung der erzeugten FEE-Menge kann teilweise durch den Verkauf von FEE-Überschüssen ins Ausland erreicht werden, was dem Abregeln der Anlagen sowohl aus ökologischer Sicht als auch aus rein ökonomischer Sicht vorzuziehen ist. Gegebenenfalls etabliert sich auch innerhalb des Residuallastmarktes eine Plattform für optionale Lasten (und zukünftig auch Speicheroptionen wie elektrische Speicher oder Power-to-Gas) als Nachfrager, auf der prognostizierter Überschussstrom je nach Konkurrenzsituation mit den ausländischen Stromkäufern veräußert wird.

7 Fazit und Ausblick

Die Transformation des Stromsystems bedingt eine Berücksichtigung der Charakteristika der FEE, die zu den prägenden Säulen der zukünftigen Regenerativwirtschaft werden sollen. Dies bedeutet an erster Stelle eine Umgestaltung der Erzeugungsstrukturen beziehungsweise des Kraftwerksparks, damit die EE und insbesondere die FEE die auf die elektrische Arbeit bezogenen Ziele der Substitution der fossil-nuklearen Energieerzeugung leisten können. Der derzeit gesetzlich verankerte Vorrang der FEE sollte daher auch zukünftig in den Marktregeln implementiert bleiben. Der hier vorgestellte Vorschlag einer Trennung der Allokationsmechanismen für steuerbare und fluktuierende Energieträger soll hierzu dienen. Aus Sicht der Autoren erscheint es im Sinne der Systemtransformation als nicht zielführend, die FEE den Preisen am derzeitigen Spotmarkt unterzuordnen und eine Marktintegration als Selbstzweck anzusehen. Eine hieraus folgende Herausforderung im Rahmen der Systemtransformation besteht darin, die neue Rolle der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen festzulegen und ebenso durch Änderungen an den Marktregeln oder den sie jeweils betreffenden gesetzlichen und untergesetzlichen Regelwerken zu flankieren.

Literaturverzeichnis

- Ackerman, T. et al. (2013): Smart Modeling of optimal Integration of high Penetration of PV – Smooth PV. Final Report. EnergyNautics, EWI, KTH, DTU and TUE. 13. Mai 2013.
- Altmaier, P. (2012): Verfahrensvorschlag zur Neuregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Berlin, 11.10.2012.
- Amelin, M. (2009): Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Windpower. IEEE Transactions on Power Systems, 24 (2), 685–691.
- BMWi und BMU – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin.
- Cearley, R. und L. McKinzie (1995): The economics of stranded investment – a two way street. The Electricity Journal, 8 (9), 16–23.
- Cramton, P. und S. Stoft (2006): The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity. White Paper for the Electricity Oversight Board. Massachusetts Institute of Technology (MIT), Cambridge, MA.
- DLR et al. (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Vorhaben V: Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern. Endbericht, 24.
- DLR et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit. Berlin.
- EEX (2013): Pressemitteilung vom 11.6.2013, unter: www.eex.com/de/Presse/Pressemitteilung%20Details/press/136068 (Abruf am 21.6.2013).
- Fraunhofer ISE (2012): 100 Prozent erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Freiburg.

- Frondel, M. et al. (2013): Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 37 (1), 27–41.
- FVEE (2010): Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 Prozent erneuerbare Energien, Juni 2010.
- Hauser, E. (2013a): Leitideen für ein Stromsystem mit einem hohen Anteil fluktuierender Erneuerbarer Erzeugung, in *Energiericht* 03/2013, unter www.ERdigital.de/ER.03.2013.102 (Abruf am 21.06.2013).
- Hauser, E. (2013b): Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung – neue Akteure, Prozesse und zeitliche Dimensionen, Vortrag im Rahmen des 2. Saarbrücker Energiekongress des IZES, 13.3.2013, unter http://www.izes.de/cms/upload/pdf/EnergieKongress2013_Hauser_Ausgleich_der_fluktuierenden_Erzeugung.pdf (Abruf am 21.06.2013).
- Hirth, L. (2013): The market value of variable renewable-The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy Economics*, 38, 218–236.
- IZES (2011): Systemintegration von erneuerbaren Energien durch Nutzung von Marktmechanismen im Stromsektor. Abschlussbericht. Saarbrücken.
- IZES (2012): Kompassstudie. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien, unter www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2012/1212_BEE-GPE-IZES-Kompassstudie-Marktdesign.pdf.
- Joskow, P.J. (2006): *Competitive Electricity Markets and Investment in New Generation Capacity*. CEEPR Working Paper 06-009. Massachusetts Institute of Technology (MIT), Cambridge, MA.
- Joskow, P.J. (2011): Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. *American Economic Review*, 100 (3), 238–241.
- Ketterer, J. C. (2012): *The Impact of Wind Power Generation on the Electricity Price in Germany*. Ifo Working Paper No. 143. München.
- Kopp, O., A. Eßer-Frey und T. Engelhorn (2012): Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36 (4), 243–255.
- Krewitt, W. und B. Schломann (2006): Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, unter www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/erneuerbare_energien-/downloads/application/pdf/ee_kosten_stromerzeugung.pdf.
- Lehmann, P. und E. Gawel (2013): Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emission trading scheme? *Energy Policy*, 52, 597–607.
- Leprich, U. et al. (2013): *Stromsystemdesign: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes*. Studie im Auftrag der Baden-Württemberg Stiftung. Saarbrücken, Würzburg, Aachen.
- Leprich, U. und E. Hauser (2012): Vertriebe zu Akteuren aufwerten. *Zeitung für kommunale Wirtschaft*, Ausgabe 8/2012, 9.
- Monopolkommission (2013): *Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende*. Sondergutachten 65 gemäß § 62 Abs. 1 EnWG.
- Neij, L. (2008): Cost development of future technologies for power generation – A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. *Energy Policy*, 36 (6), 2200–2211.
- Schill, W.-P. (2013a): *Integration von Wind- und Solarenergie: Flexibles Stromsystem verringert Überschüsse*. DIW Wochenbericht Nr. 34. Berlin.

- Schill, W.-P. (2013b): Systemintegration erneuerbarer Energien: Die Rolle von Speichern für die Energiewende. *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung*, 82 (3), 61–88.
- Stern, N. (2006): *Stern Review: The Economics of Climate Change*. London.
- Sterner, M. (2012): Netzausbau vs. Speicher vs. Energiemanagement? Ergebnisse der BMU Langfristszenarien 2011 und anderer Studien. Vortrag im Rahmen der BMU Plattform EE, AG Interaktion, 1. Sitzung in Berlin am 12.7.2012.
- VDE (2012): Marktintegration erneuerbarer Energien. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Frankfurt a. M.
- VKU (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Studie im Auftrag des Verbands kommunaler Unternehmen e. V. Berlin.
- Wunderlich, C. (2012): Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für erneuerbare Energien. Erkenntnisse aus Akzeptanz- und Partizipationsforschung. *Renews Spezial* Nr. 60, Berlin, November 2012.