

# ALTERNATIVE VERGÜTUNGSMODELLE REGENERATIVER ERZEUGUNGSANLAGEN

Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas SCHÄFER, Dipl.-Wirt.-Ing. Barbara WIENEN(\*),  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert MOSER

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen  
Schinkelstraße 6, D-52062 Aachen, Deutschland  
Tel.: +49 241 80-97659, Fax: +49 241 80-92197  
email: as@iaew.rwth-aachen.de, url: www.iaew.rwth-aachen.de

**Kurzfassung:** In Europa ist eine zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energiequellen, insbesondere von Windenergie- und Photovoltaikanlagen zu beobachten. Diese und andere regenerative Erzeugungsanlagen stellen somit eine immer bedeutendere Komponente in Energieversorgungssystemen dar. Mit der zunehmenden Bedeutung wachsen auch die Herausforderungen an die Anlagen und ihre Integration. Insbesondere die Vergütung mittels einer Festpreisvergütung und die damit verbundene nicht-marktorientierte Einspeisung der Anlagen werden diskutiert. Im Rahmen dieses Beitrags werden daher die Potentiale zur Steuerbarkeit regenerativer Anlagen analysiert und alternative Vergütungsmodelle vorgestellt. Um die Auswirkungen alternativer Vergütungsstrukturen darlegen zu können, werden die Modelle der steuerbaren regenerativen Erzeuger und der Vergütungsmodelle in ein Optimierungsverfahren der Stromerzeugungs- und -handelsplanung integriert und exemplarischer Untersuchungen hinsichtlich der Betriebsweise und den aufzuwendenden Förderkosten durchgeführt.

**Keywords:** Regenerative Erzeugungsanlagen, Marktprämienmodell, Spot Market Gap Modell, Festpreisvergütung, Cap & Floor-Modell

## 1 Einführung

Die Einspeisung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen (EE) nimmt sowohl im deutschen Marktgebiet als auch im europäischen Ausland stetig zu. Im ersten Halbjahr 2011 konnte erstmals in Deutschland mehr als 20 % der Nachfrage nach elektrischer Energie mittels regenerativen Erzeugungsanlagen, wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen oder Biomasse- und Laufwasserkraftwerken gedeckt werden [1]. Dieser Anstieg der Einspeisung geht mit zahlreichen Herausforderungen hinsichtlich der marktgerechten Integration erneuerbarer Energiequellen in den Markt für elektrische Energie einher. Diese Herausforderungen sind unter anderem die marktgerechte Einspeisung regenerativer Erzeugungsanlagen, das monetäre Fördervolumen und die Dargebotsabhängigkeit bzw. Prognostizierbarkeit erneuerbarer Energiequellen. Insbesondere die Festpreisvergütung gemäß Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) wird zunehmend in Frage gestellt und alternative Vergütungsstrukturen angedacht. Im Rahmen dieses Beitrags sollen daher unterschiedliche Vergütungsmodelle für regenerative Erzeugungsanlagen als Alternative zur Festpreisvergütung gemäß EEG vorgestellt und aus Sicht der Anlagenbetreiber sowie unter Betrachtung der aufzuwendenden Förderkosten mittels eines energiewirtschaftlichen Optimierungsverfahrens bewertet werden. In Abschnitt 2 werden zunächst die relevanten Erzeugungsanlagen und das bisherige Förderregime, basierend auf dem EEG erläutert. Anschließend erfolgt in Abschnitt 3 eine Analy-

se unterschiedlicher alternativer Vermarktungsmodelle. In Abschnitt 4 wird das verwendete Optimierungsverfahren vorgestellt, bevor in Abschnitt 5 Bewertungen der unterschiedlichen Vergütungsmodelle vorgenommen werden.

## **2 Regenerative Erzeugungsanlagen**

Erneuerbare Energiequellen stellen eine nicht zu vernachlässigende Größe im Erzeugungssystem für elektrische Energie dar und werden zukünftig weiter an Bedeutung gewinnen, wie die prognostizierten Ausbaupfade vorhersagen. Dabei stellen den größten Anteil der regenerative Erzeugungskapazität Windenergie- sowie Photovoltaikanlagen, gefolgt von Biomasse- und Wasserkraftwerken. Dieser zunehmende Anteil regenerativer Erzeugungsanlagen stellt das Energieversorgungssystem vor Herausforderungen, da es nicht für einen solch hohen Anteil fluktuierender, teilweise lastferner Erzeugung an der Stromerzeugung und Einspeisung ausgelegt ist [2]. Durch den steigenden Anteil der Einspeisung aus erneuerbaren Anlagen ergeben sich auch an diese selbst neue Anforderungen. Sie müssen zunehmend einen Beitrag zur Stabilität des Gesamtsystems leisten und in den Markt integriert werden.

### **2.1 Photovoltaikanlagen**

Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) wandeln – im Gegensatz zu solarthermischen Anlagen – direkt die solare Strahlungsenergie in elektrische Energie um. Im Jahr 2010 waren etwa 15,83 GW und damit 155 % mehr Leistung als noch im Jahr 2008 in Deutschland in Solaranlagen installiert. Der starke Zuwachs ist vor allem durch staatliche Subventionen bedingt. Bis zum Jahr 2015 ist ein Anstieg der installierten Leistung in PV-Anlagen auf etwa 39,4 GW prognostiziert [3]. Eine Integration der PV-Anlagen in den deutschen Elektrizitätsmarkt gewinnt damit in den kommenden Jahren an Bedeutung. Berechnet man die Wertigkeit des im Jahr 2010 aus PV eingespeisten Stromes im Gebiet des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz anhand der börslichen Marktpreise, ergibt sich ein Preis von 49,25 €/MWh, im Vergleich zu einem durchschnittlichen Marktpreis (Baseload) von 44,49 €/MWh. Hieraus wird ersichtlich, dass Strom aus PV tendenziell zu hochpreisigen Zeiten eingespeist wird. Zur Berechnung des Marktwertes der elektrischen Energie erfolgt eine Bewertung des Einspeiseprofils mit den Marktpreisen.

### **2.2 Windenergieanlagen**

In Windenergieanlagen (WEA) wird die kinetische Energie der bewegten Luft des Windes zunächst in mechanische Arbeit und dann in elektrischen Strom umgewandelt [4]. Im Jahr 2010 waren 26,55 GW in WEA und damit 12,1 % mehr als noch 2008 in Deutschland installiert. Eingespeist wurden aus diesen Anlagen im Jahr 2010 mit 46,37 TWh Strom 15,47 % mehr als im Jahr 2008 [3]. Betrachtet man den geplanten Zubau, so soll die in WEA installierte Leistung im Jahr 2015 etwa 38,8 GW betragen. Der Hauptanteil des erwarteten Ausbaus soll hierbei auf dem offenen Meer als Offshore-WEA erfolgen. Unter der Annahme einer Direktvermarktung des aus WEA im 50Hertz-Gebiet eingespeisten Stromes ergibt sich ein Marktwert von 42,14 €/MWh, der unterhalb des durchschnittlichen Marktpreises und der Wertigkeit für PV-Strom im Jahr 2010 liegt. Dies ergibt sich vor allem dadurch, dass die Einspeisungen aus WEA im Tagesverlauf nicht mit dem Lastprofil korrelieren, während die Einspeisungen aus PV hingegen einen typischen Tagesgang mit Mittagsspitze aufweisen [6].

### **2.3 Biomassekraftwerke**

Die in Biomassekraftwerken installierte Leistung betrug im Jahr 2010 mit 4,55 GW etwa 16,67 % mehr als noch im Jahr 2008 mit 3,91 GW. Eingespeist wurden 26,07 TWh und damit 17,22 % mehr als im Vorjahr [3]. Bis zum Jahr 2015 soll die in Biomassekraftwerken installierte Leistung auf etwa 5,2 GW ansteigen. Die Stromerzeugung aus Biomasse ist weitgehend von meteorologischen Einflüssen entkoppelt und der geplante Einsatz weicht in der Regel nur aus technischen Gründen, bspw. durch stochastische Kraftwerksausfälle, vom tatsächlichen Einsatz ab [7]. Die charakteristische Bandedinspeisung wird bei der Berechnung der Wertigkeit des Stromes aus Biomasse im Jahr 2010 bestätigt, da der berechnete Wert von 44,48 €/MWh quasi dem durchschnittlichen Marktpreis entspricht [8].

### **2.4 Laufwasserkraftwerke**

Als vergütungsfähig im Sinne des EEG wird die originäre, regenerative Wasserkraftnutzung verstanden. Hierunter fällt auch die Nutzung der potentiellen oder kinetischen Energie von Trink- und Abwasser wie z.B. aus Kläranlagenabläufen, also Laufwasser (LW) im weitesten Sinne. Nach dem EEG von 2009 sind Speicherkraftwerke, die weitgehend unabhängig vom zeitlichen Verlauf der Zuflüsse betrieben werden können, wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke, aus dem Anwendungsbereich des EEG ausgeschlossen. Nach EEG vergütungsfähig sind hingegen Laufwasserkraftwerke (LWKW), die den anfallenden nutzbaren Zufluss nahezu unverzögert verwerten. Geringe zusätzliche Speicher, wie bspw. bei LWKW mit Schwellbetrieb, werden hierbei nicht berücksichtigt [9]. In der EEG Novelle zum Jahr 2012 werden auch Speicherkraftwerke berücksichtigt die aus ganz oder zumindest teilweise bereits bestehenden oder vorrangig zu anderen Zwecken als der Stromerzeugung aus Wasserkraft errichteten Staustufen oder Wehranlagen ohne durchgehende Querverbauung bestehen [10]. In vergangenheitsbezogenen Daten zur Förderung der Wasserkraft durch das EEG werden diese allerdings nicht erfasst und daher werden im Folgenden nur LWKW mit und ohne Schwellbetrieb betrachtet. Im Jahr 2010 wurden in Deutschland 1,522 GW installierte Leistung in Wasserkraft und damit 18,35 % mehr als noch 2008 nach dem EEG gefördert. Eingespeist wurden mit 6,04 TWh Strom aus Wasserkraft 19,6 % mehr als noch 2008 [5]. Bis zum Jahr 2015 soll die installierte Leistung auf 1,86 GW ansteigen. Die aggregierte Einspeisung aller Anlagen im Gebiet gleicht trotz der prinzipiellen Dargebotsabhängigkeit der Wasserkrafteinspeisung nahezu einer Bandedinspeisung. Dies spiegelt sich auch darin wider, dass die Wertigkeit des Wasserkraftstromes unter der Annahme einer Direktvermarktung im Jahr 2010 mit 44,38 €/MWh in etwa dem durchschnittlichen Marktpreis von 44,49 €/MWh entspricht [8]. Ausnahmen können Wasserkraftwerke mit Speichermöglichkeiten bilden [1]. Kurzfristig (day-ahead) ist die Erzeugung mit einer hohen Genauigkeit prognostizierbar und auch langfristig bewegt sich der Prognosefehler in engen Grenzen [7].

## **3 Alternative Vergütungsmodelle**

Die Einspeisung regenerativer Erzeugungsanlagen wird politisch gefördert und entsprechend vergütet. Hierbei nimmt der überwiegende Teil der Anlagen eine so genannte Festpreisvergütung mit Einspeisevorrang des EEG in Anspruch. Festpreisvergütung bedeutet, dass jede eingespeiste Kilowattstunde regenerativ erzeugter elektrischer Energie unabhängig von Marktpreisen oder Tageszeiten mit einer festen Vergütung entlohnt wird. Die Höhe der Ent-

lohnung richtet sich dabei ausschließlich nach der Technologie, dem Alter der Anlage sowie der Anlagengröße [10].<sup>1</sup> Die EEG-Vergütung bietet somit zunächst keine Anreize, marktorientiert einzuspeisen. Dies bedeutet insbesondere, dass auch für steuerbare Anlagen, wie Biomassekraftwerken oder Laufwasseranlagen mit Schwellfähigkeit kein Anreiz zur Einspeisung in Zeiten hoher Marktpreise, bspw. zu Starklastzeiten besteht. In Zukunft erscheint eine Marktintegration der regenerativen Einspeisung aus den in Abschnitt 3.1 genannten Gründen allerdings unerlässlich. Daher gilt es, Vergütungsmodelle zu implementieren, die sowohl eine Marktintegration der Anlagen ermöglichen, als auch Anlagenbetreibern Anreize zum entsprechenden Betrieb der Anlagen bieten. Im Folgenden werden exemplarisch drei denkbare Alternativen zur Festpreisvergütung analysiert.

### 3.1 Ungeförderte Direktvermarktung

Die Direktvermarktung von Strom ist derzeit bereits gemäß EEG kalendermonatlich als Alternative zur Festpreisvergütung wählbar [10]. Direktvermarktung bezeichnet hierbei die direkte Teilnahme am Day-Ahead-Markt für elektrische Energie analog konventioneller Erzeugung. Im Jahr 2011 wurden etwa 88 % des in Deutschland aus EE eingespeisten Stromes nach dem Festpreisvergütungsmodell vergütet werden, während etwa 12 % direkt vermarktet wurden. Bei den direkt vermarkteten Anlagen handelt es sich vor allem um große Wasserkraft- und Windenergieanlagen, die im Festpreisvergütungsmodell auf einer niedrigeren Stufe vergütet worden wären [12, 13]. Da im Modell der Direktvermarktung Einspeisungen aus EE-Anlagen nicht gefördert werden und somit eine vollständige Marktintegration dieser Anlagen stattfindet, kann es keine Mitnahmeeffekte oder Ineffizienzen bei der Fördermittelverteilung, wie in anderen Förderregimen möglich, geben. Durch die Eigenverantwortlichkeit des EE-Anlagenbetreibers für den Ausgleich von Abweichungen zwischen prognostizierter und eingespeister Erzeugung ist eine Verbesserung der Prognosegüte und damit einhergehend eine Reduzierung des Regelenergiebedarfes zu erwarten.

### 3.2 Marktprämienmodell

Das Marktprämienmodell kombiniert die Direktvermarktung zur Kompensation der zusätzlichen Risiken und Aufwendungen der Anlagenbetreiber mit zusätzlichen Prämien. Betreiber müssen den mit ihren Anlagen erzeugten regenerativen Strom durch Direktvermarktung am Strommarkt vermarkten, erhalten aber als Anreiz zum Wechsel in das Marktprämienmodell eine zusätzliche Prämie. Im Folgenden wird von einem Marktprämienmodell wie in [5] vorgestellt ausgegangen. Die Prämie setzt sich dabei, aus einer gleitenden Marktprämie, einer Profilservicekomponente zur Fahrplanerfüllung und einer fixen Prämie für die Handelsanbindung zusammen. Das hier angenommene Marktprämienmodell unterscheidet sich insofern von dem seit dem 01.01.2012 im EEG verankerten Modell, als im EEG-Modell zum einen die Profilservicekomponente und die Prämie für die Handelsanbindung zu einer je Technologie fixen sogenannten Managementprämie zusammengefasst sind und zum anderen die Festlegung eines technologiespezifischen Profilfaktors dadurch entfällt, dass die unterschiedlichen Einspeiseverläufe der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien durch die monatliche Berechnung eines durchschnittlichen Verkaufserlöses bei Direktvermarktung des

---

<sup>1</sup> Bei WEA wird außerdem der Referenzertrag und bei Photovoltaik die insgesamt in Photovoltaik installierte Leistung bei der Festlegung der jeweiligen Vergütungshöhe berücksichtigt.

aus diesen Energien erzeugten Stromes am Markt berücksichtigt werden [10]. Die den beiden Modellen zugrunde liegende Idee ist identisch, wobei eine Vergütung entsprechend des EEG-Modells auch durch die gezielte Parametrierung des hier vorgestellten Modells erreicht werden kann.

Die gleitende Marktprämie soll die Differenz zwischen der Festpreisvergütung und dem Verkaufserlös am Markt ausgleichen und ergibt sich aus der EEG-Vergütung abzüglich des Marktpreisindikators. Der Marktpreisindikator berechnet sich hierbei ex-post aus dem ungewichteten Monatsmittelwert der stündlichen Day-Ahead-Preise für elektrische Energie an der EPEX Spot (Phelix-Base), gewichtet mit einem technologiespezifischen Profilmfaktor. Dieser Profilmfaktor dient der Berücksichtigung der unterschiedlichen Einspeiseverläufe der EE und soll die Korrelation der Einspeisung mit dem tatsächlichen Marktpreisverlauf widerspiegeln.

Im Marktprämienmodell ist der Betreiber der EE-Anlagen wie bei der Direktvermarktung für den Ausgleich von Abweichungen zwischen prognostizierter und eingespeister Erzeugung verantwortlich. Die Profilservicekomponente soll die dadurch entstehenden Kosten der Fahrplanerfüllung bzw. der Beschaffung der notwendigen Ausgleichsenergie abdecken. Im bisherigen Festpreisvergütungsmodell fiel dieses in den Aufgabenbereich des Übertragungsnetzbetreibers. Die Höhe dieser Vergütung ist ebenfalls an den ungewichteten Monatsmittelwert des Phelix-Basepreises gekoppelt und mit einem erzeugungstechnologiespezifischen Fahrplanerfüllungsfaktor gewichtet. Durch den Fahrplanerfüllungsfaktor soll die Prognosezuverlässigkeit der unterschiedlichen EE-Technologien berücksichtigt werden.

Die fixe Prämie für die Handelsanbindung soll die Kosten für den Aufbau einer eigenen Handelsabteilung oder der Beauftragung eines Handelsunternehmens erstatten, um die operative Vermarktung der elektrischen Energie zu ermöglichen. Die Höhe der Prämie ist nach Erzeugungstechnologien differenziert. Ein Vorschlag zur Festlegung der Parameter des Marktprämienmodells für das Jahr 2009 ist in Tabelle 1 dargestellt [5].

Technologie	Profilmfaktor [%]	Fahrplanerfüllungsfaktor [%]	Handelsanbindung [€/MWh]
Windenergie	83,5 <sub>1)</sub>	20,0	3,0
Biomasse	100,0	2,5	2,5
Wasserkraft	100,0	2,5	2,5
Photovoltaik	120,0	10,0	3,0
Geothermie	100,0	2,5	2,5

1) Jährliche Absenkung um 0,75 Prozentpunkte

Tabelle 2: Parameter im Marktprämienmodell für das Jahr 2009 [5]

Aus historischen Einspeise- und Preisverläufen lassen sich dabei ähnliche Profilmfaktoren wie in Tabelle 1 angegeben ableiten.<sup>2</sup> Auch bei den Vorschlägen zum Fahrplanerfüllungsfaktor wurden die Besonderheiten der unterschiedlichen EE berücksichtigt. So liegt der Fahrplanerfüllungsfaktor für Wind bei 20 %, da die Einspeiseprognose für Wind die größten Unsicher-

---

<sup>2</sup> Aus den für Wind und PV-Strom errechneten Wertigkeiten im Gebiet des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz im Jahr 2010 ergeben sich durch einen Vergleich mit dem Marktpreis Profilmfaktoren von etwa 109,6 % für PV und 93,7 % für Wind.

heiten aufweist. Die Prämie für die Handelsanbindung liegt für Windenergie und Photovoltaik bei 3 €/MWh und somit um 0,5 €/MWh höher als für die übrigen EE. Dieser Differenzbetrag soll den Mehraufwand für Prognose und Vermarktung der volatil einspeisenden EE ausgleichen [5]. Abweichend hiervon schlägt das BMU in [14] eine Festlegung der technologiespezifischen Wertigkeitsfaktoren, im ursprünglichen Modell als Profilmfaktoren bezeichnet, für Wind auf 88 % – 95 %, für PV auf 115 – 135 % und für die dargebotsunabhängigen Energieträger auf 100 % vor. Abbildung 1 zeigt den Verlauf der Vergütung in Abhängigkeit des Marktpreises.

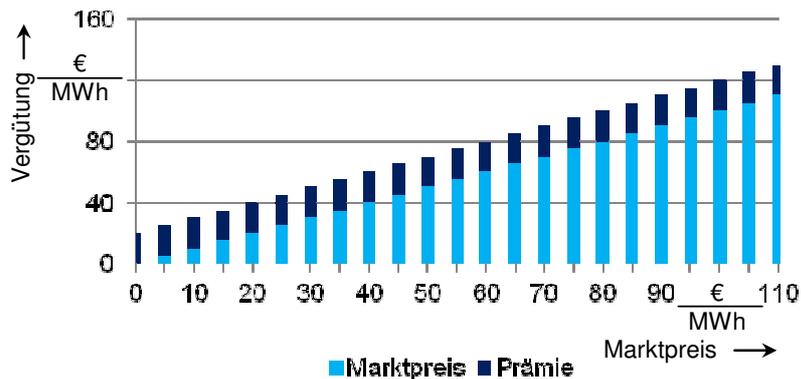


Abbildung 1: Vergütungsverlauf Marktprämienmodell

Eine Variation des Marktprämienmodells ist das sogenannte Spot Market Gap Modell. Die Vermarktung des erzeugten Stromes geschieht analog zum Marktprämienmodell, allerdings wird die zusätzliche Prämie gezahlt, um einen Minimalpreis sicherzustellen [15]. Übersteigt der Marktpreis diesen Minimalpreis, entfällt die zusätzliche Prämienzahlung.

### 3.3 Cap- and Floor Vergütung

Ein weiteres mögliches Vermarktungsmodell stellt das so genannte Cap- and Floor Modell dar. Dieses Modell wird derzeit bereits in Spanien als Wahlmöglichkeit neben der Festpreisvergütung für ausgewählte Technologien angeboten [16]. Im Design ist dieses Modell dem Marktprämienmodell ähnlich, weist aber weitere Modifikationen hinsichtlich der Beschränkung der Förderungen. Die EE-Anlagenbetreiber vermarkten auch hier den Strom eigenständig oder über externe Handelsunternehmen am Day-Ahead-Markt für elektrische Energie. Zusätzlich zum Marktpreis erhalten sie eine variable, stündlich an den Marktpreis angepasste, Prämie. Diese Prämie ist in ihrer Höhe nach oben bzw. unten durch einen Cap und einen Floor begrenzt. Der Cap-Wert soll Windfallprofits bei plötzlich stark steigenden Elektrizitätspreisen begrenzen. Der Floor-Wert soll als minimale Vergütung Risiken minimieren. Die Cap- and Floor-Werte werden zur Festlegung der Prämie auf die stündlichen Marktpreise angewendet. Der Vergütungsverlauf in Abhängigkeit des Marktpreises ist in Abbildung 2 dargestellt. Die Effizienz der Fördermittel ist im Cap- and Floor Modell grundsätzlich hoch, da nur die zusätzliche Prämie als Förderung gezahlt werden muss. Bei hohen Preisen werden eine Erhöhung der Windfallprofits und damit einhergehende überflüssige Prämienzahlungen durch das Cap vermieden. Mitnahmeeffekte treten, wie am vergütungsverlauf ersichtlich, auf, da die EE-Anlagenbetreiber bei sehr niedrigen bzw. negativen Preisen preislich abgesichert sind, Gewinne aus hohen Preisen aber uneingeschränkt - wenn auch ohne zusätzliche Prä-

mie - abschöpfen können. Die nach EE-Anlagen differenzierte Förderung ermöglicht zwar eine Förderung der einzelnen EE, aber keine gezielte Technologieentwicklung. Durch das Cap- and Floor Modell finden eine Marktintegration der EE und ein Wettbewerb zwischen konventionellen und regenerativen Energien statt, allerdings werden Marktsignale, wie bspw. sehr niedrige bzw. negative Preise nur in stark abgeschwächter Form an die Anlagenbetreiber weitergegeben.

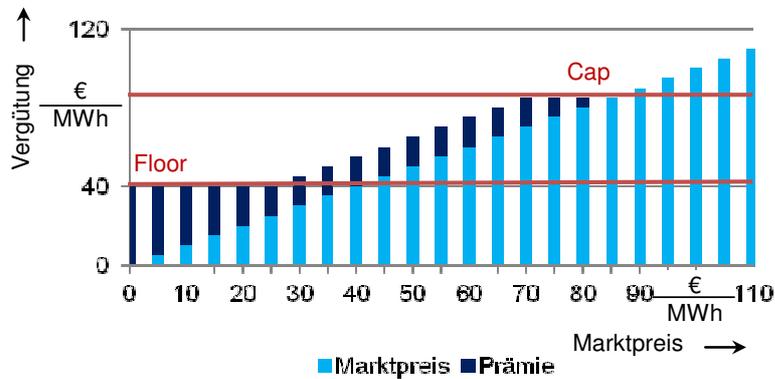
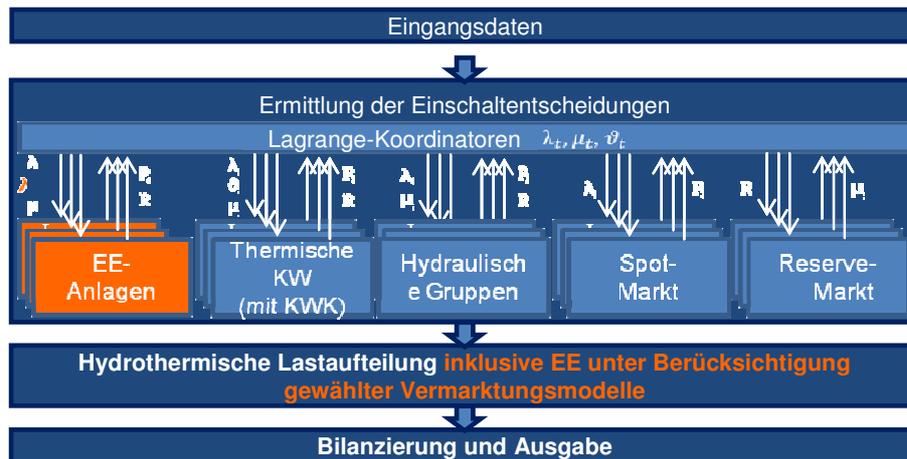


Abbildung 2: Vergütungsverlauf im Cap- and Floor Modell

#### 4 Bewertungsmethodik

Um die Vermarktungsmöglichkeiten der erneuerbaren Anlagen in den unterschiedlichen Modellen bewerten zu können, werden sowohl die erneuerbaren Anlagen als auch die Vermarktungsmöglichkeiten in ein bestehendes Verfahren zur Stromerzeugungs- und -handelsplanung integriert. Es handelt sich hierbei um ein mehrstufiges Optimierungsverfahren zur Deckungsbeitragsmaximierung durch Ermittlung des optimalen Kraftwerkseinsatzes und der Teilnahme an Spot- und Reservemärkten unter den Nebenbedingungen der vorzugebenden systemweiten Last- und Reservedeckung [17]. Die Ergebnisse der Simulation umfassen den systemweiten Kraftwerkseinsatz je Stunde sowie die Gesamtkosten [18].

Die hierbei zu beachtenden technologiespezifischen Besonderheiten der WEA sind zeitlich variable Maximal- und Minimalleistungen sowie Unsicherheiten bezüglich der tatsächlichen Einspeisehöhe. Leistungsgradienten und Zeitbereiche der Regelung werden nicht weiter betrachtet, da diese aufgrund der Flexibilität einzelner Anlagen und der im Stundenraster stattfindenden Optimierung vernachlässigbar sind. Im Betrieb ist die WEA regelfähig und kann zwischen ihrer zeitlich variablen Maximal- und Minimalleistung betrieben werden. Ebenso können Photovoltaikanlagen zwischen der durch die solare Einstrahlung vorgegebene maximale Einspeisung und dem minimalen Einspeisewert (0 kW) variabel betrieben werden. Bei Biomasse- sowie Laufwasserkraftwerken wird eine Steuerung gemäß den Anlagenparametern bzw. der Schwellfähigkeit des Laufwasserkraftwerks angenommen. Eine Übersicht über das erweiterte Optimierungsverfahren gibt Abbildung 3.

Abbildung 3: Verfahren zur Stromerzeugungs- und -handelsplanung<sup>3</sup>

## 5 Untersuchungsergebnisse

Im Rahmen der Untersuchungen werden zwei Szenarien simuliert. Zunächst soll die Auswirkung unterschiedlicher Vergütungsmodelle auf die Erlöse einzelner regenerativer Erzeugungsanlagen untersucht werden. Hierzu werden vierzehn Windenergieanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 26,4 MW, sieben verschiedene PV-Anlagen, von denen je 100 aggregiert betrachtet werden, mit einer installierten Gesamtleistung von 29 MW, zwei Biomassekraftwerke mit einer Maximalleistung von jeweils 20 MW sowie sieben LWKW, von denen fünf schwellfähig sind, mit insgesamt 94,4 MW installierter Leistung betrachtet (Anlagenpark 1) [17-19]. Der für die Berechnungen verwendete Datensatz beruht auf Daten des Jahres 2009. Als Spotmarktpreiszeitreihe wird für die Betrachtungen die reale Zeitreihe der Preise am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot des Jahres 2009 verwendet [20]. Für die stündlichen Maximaleinspeisungen der WEA liegen ebenfalls Einspeisezeitreihen vor. Die stündlichen Maximaleinspeisungen der PV-Anlagen werden auf Basis der solaren Strahlungswerte drei verschiedener Messstandorte in Deutschland sowie ausgewählter Sommer- und Wintertageseinspeisungsverläufe in der Umgebung liegender PV-Anlagen skaliert [21]. Für die Biomassekraftwerke werden 5000 Volllaststunden sowie ein Primärenergiepreis für feste Biomasse von 5,6 €/GJ angenommen [22]. Die Wärmeverbrauchscurven der Biomassekraftwerke sowie die Durchflüsse der LWKW werden aus Betreiberangaben extrapoliert [23,24].

Anschließend erfolgt die Simulation eines regenerativen Anlagenparks im Gebiet eines regionalen Versorgungsunternehmens (Anlagenpark 2). Dieser umfasst 710 PV-Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 7,3 MW, 10 Windenergieanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 15,5 MW, 12 Biomassekraftwerke mit 8,1 MW installierter Leistung, sowie vier LWKW, die in Summe eine installierte Leistung von 90,24 MW stellen. Zusätzlich werden zwei der LWKW mit insgesamt 90 MW installierter Leistung ergänzt, um die unterschiedlichen Effekte im Bereich großer und kleiner LWKW beurteilen zu können. Des Weiteren werden drei thermische Kraftwerke berücksichtigt. Das Größte der drei Kraftwerke besitzt eine installierte Leistung von 140 MW und ist eine GuD-Anlage, die beiden kleineren Gasturbinen in Summe eine Leistung von 3,2 MW. Es wird hierbei angenommen, dass die Anlagen

<sup>3</sup> Im Rahmen der Arbeit entwickelte Komponenten in orange hinterlegt.

einer zentralen Steuerung im Sinne eines virtuellen regenerativen Kraftwerks unterliegen, die Steuerungshoheit also von den einzelnen Anlagenbetreibern im Falle der marktorientierten Vergütung auf den regionalen Versorger übertragen wird.

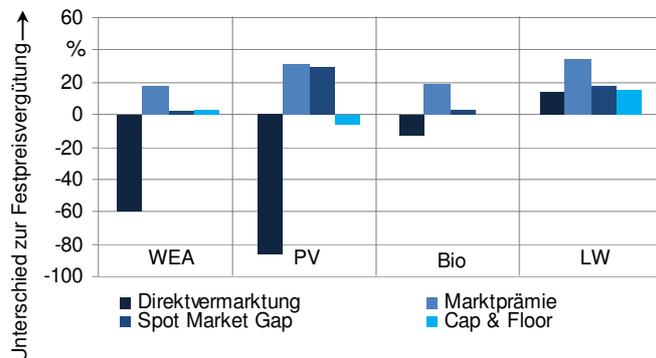


Abbildung 4: Einnahmen Alternativmodell zur Festpreisvergütung (Anlagenpark 1)

Zunächst werden nun Unterschiede der Vergütungen und anfallenden Förderkosten für die jeweiligen EE analysiert. In Abbildung 4 sind die sich bei Vermarktung in den unterschiedlichen Modellen ergebenden Veränderungen der Vergütungen nach Erzeugungstechnologie aufgezeigt. Hierbei wird jeweils nur die Erlösseite betrachtet, zusätzlich auftretende Kosten, wie bspw. zur Erhöhung der Prognosegüte werden nicht betrachtet. Als Vergleich dienen die Einnahmen, die die Anlagen bei identischer Einspeisung wie in den Modellen und Vergütung nach den im EEG festgelegten Festpreisvergütungssätzen erzielen würden. Bei Direktvermarktung erhalten WEA, PV- und Biomasseanlagen eine geringere Vergütung als nach dem EEG. Bei LWKW ergibt sich insgesamt eine höhere Vergütung als nach dem EEG. Im Marktprämienmodell ergibt sich für alle EE eine höhere Vergütung als nach EEG, so dass ein Wechsel für Anlagenbetreiber in jeder Technologie lohnenswert erscheint. Im Spot Market Gap Modell hingegen erhalten WEA und Biomassekraftwerke aufgrund der Belegung des Cap-Wertes mit der nach EEG vorgesehenen Vergütung eine nahezu identische Vergütung wie im EEG und damit eine niedrigere Vergütung als im Marktprämienmodell, da die Vergütung bei höheren Marktpreisen ohne Zahlung einer zusätzlichen Prämie erfolgt. Für PV-Anlagen ergibt sich, bedingt durch die Einspeisung zu tendenziell hochpreisigen Zeiten, ein Anstieg der Einnahmen im Spot Market Gap Modell und somit nahezu dieselbe Vergütungshöhe wie im Marktprämienmodell. Auch bei LWKW tritt durch die Schwellfähigkeit eine höhere Vergütung als nach EEG auf. Die Ergebnisse bei Vermarktung des in EE-Anlagen erzeugten Stromes im Cap- and Floor Modell im Vergleich zur Vermarktung im spanischen Festpreisvergütungsmodell variieren je nach Energieträger. Während WEA und Biomassekraftwerke nahezu identische Gesamtvergütungen erhalten, ist die Gesamtvergütung der LWKW höher und die der PV-Anlagen niedriger als im Festpreismodell.

Ein Förderkostenvergleich der verschiedenen Vergütungsmodelle ist über die Betrachtung der Nettoförderkosten möglich. In den Vermarktungsmodellen entsprechen die Förderkosten nahezu den Nettoförderkosten. Lediglich in Zeiten mit negativen Strompreisen fallen durch die Vermarktung zusätzliche Kosten beim Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) an. Aufgrund der geringen Höhe werden diese Kosten bei der Berechnung der Nettoförderkosten im Folgenden vernachlässigt. Bei Festpreisvergütung ergeben sich die Nettoförderkosten aus der Subtraktion der Einnahmen im Spothandel bei Verkauf des durch EE erzeugten Stromes

durch den ÜNB von den direkten Förderkosten. Die Einnahmen durch den ÜNB entsprechen im Fall der dargebotsabhängigen EE in etwa dem Erlös bei Direktvermarktung des erzeugten Stromes. Bei Betrachtung der prinzipiell steuerbaren EE wie Biomasse und LW mit Schwellfähigkeit findet bei Vergütung nach dem EEG, wie in Abschnitt 3.1 erläutert, nahezu eine Bandeinspeisung statt, sodass sich die Einnahmen des ÜNB durch Multiplikation der insgesamt eingespeisten Leistung mit dem durchschnittlichen Marktpreis annähern lassen. Die sich ergebenden Veränderungen der Nettoförderkosten gegenüber dem EEG sind in Abbildung 5 zu erkennen.

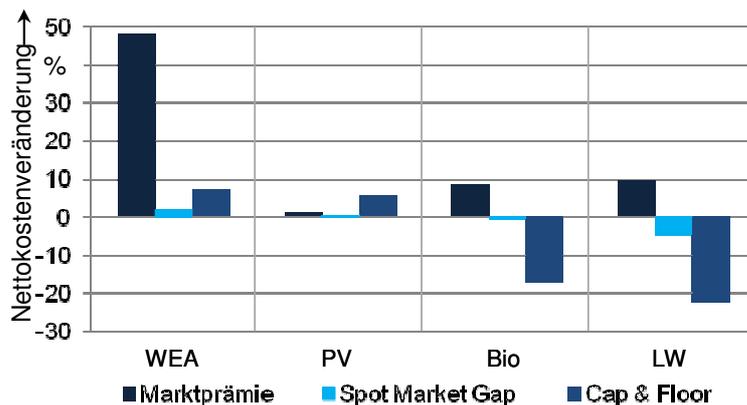


Abbildung 5: Nettoförderkosten im Vergleich zur Festpreisvergütung (Anlagenpark 2)<sup>4</sup>

Auffällig ist, dass die Nettoförderkosten im Marktprämienmodell für alle Technologien steigen. Der Grund hierfür liegt in der gewünschten Anreizwirkung des Modelles. Die extreme Steigerung der Nettoförderkosten bei WEA liegt in der Wahl des Fahrplanerfüllungs- und des Profildfaktors begründet. Da WEA prinzipiell zu Zeiten mit niedrigen Preisen einspeisen und eine hohe Prognoseunsicherheit bzgl. der Höhe des eingespeisten Stromes aufweisen, werden ein niedriger Profil- und ein hoher Fahrplanerfüllungsfaktor gewählt. Hieraus ergeben sich sowohl eine hohe gleitende Marktprämie als auch eine hohe Profilservicekomponente. Bei PV-Anlagen hingegen wird durch einen hohen Profildfaktor die Prämie niedriger gehalten. Sodass sich für diese Anlagen nur geringe Nettokostensteigerungen ergeben. Dies erscheint besonders im Hinblick auf die durch das BMU vorgeschlagenen Fördersenkungen für PV-Anlagen im EEG sinnvoll. Für Biomasseanlagen ergibt sich ebenfalls ein Anstieg der Förderkosten zur Bildung des gewünschten Wechselanreizes. Gleiches gilt auch für kleine LWKW.

Im Spot Market Gap Modell hingegen ändern sich die Nettoförderkosten aufgrund der Festlegung des Cap-Wertes nur wenig. Erkennbar ist, dass für WEA geringe Zuwächse der Nettoförderkosten zu verzeichnen sind, da hier gehäuft eine Einspeisung in Stunden mit negativen Marktpreisen auftritt. Die Differenz wird für die Anlagenbetreiber durch die Prämie ausgeglichen, fällt aber beim jeweiligen ÜNB durch den Verkauf der erzeugten Energie an. Bei PV-Anlagen ergeben sich trotz prinzipieller Einspeisung zu hochpreisigen Zeiten keine Verringerungen der Nettoförderkosten, da die Einnahmen in hochpreisigen Zeiten teilweise ebenfalls durch Vermarktung des ÜNB bei Einspeisungen in Zeiten mit negativen Marktpreisen aufgehoben werden und sich zusätzlich durch die hohen Nettofördersätze selbst bei ho-

<sup>4</sup> Nur LWKW unter 30 MW werden berücksichtigt, da sich für große LWKW bereits die Direktvermarktung lohnt und sich bei Weitervermarktung am Spotmarkt somit Förderkosten kleiner Null ergeben würden.

hen Marktpreisen prozentual nur geringe Auswirkungen auf die gezahlten Nettoförderkosten ergeben. Bei Biomassekraftwerken und LWKW sind geringe Senkungen der Förderkosten durch marktpreisorientierte Einspeisung möglich. Im Cap- and Floor Modell steigen die Förderkosten für WEA und PV aufgrund der auch hier gewünschten Anreizwirkung an, während sie für Biomassekraftwerke und LWKW stark sinken, obwohl die Einnahmen der Einzelanlagen steigen. Dieser Effekt ist durch die in diesen Modellen erfolgende bedarfsgerechte Einspeisung begründbar. Im Falle der Direktvermarktung fallen keine Förderkosten an.

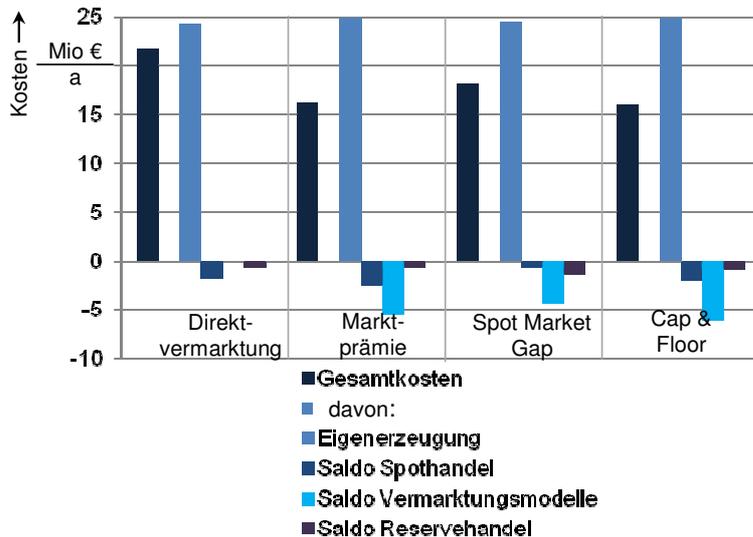


Abbildung 6: Kosten in den unterschiedlichen Vermarktungsmodellen (Anlagenpark 2)<sup>5</sup>

Im Folgenden wird auf die sich einstellenden Ergebnisse aus Sicht eines regionalen Versorgungsunternehmens eingegangen. Die sich bei Vermarktung der erzeugten Energie in den Modellen für den Anlagenpark des Regionalversorgers ergebenden Gesamtkosten und ihre Zusammensetzung sind in Abbildung 6 dargestellt. Es wird neben der Lastdeckung eine Teilnahme am Day-Ahead-Markt und den Märkten für Minutenreserven angenommen. Hierbei ist zu erkennen, dass die Einnahmen durch den Spothandel im Spot Market Gap Modell am niedrigsten sind, da hier zum einen kein besonderer Anreiz zur Vermarktung in Stunden mit einem hohen Marktpreis, außer der Marktpreis übersteigt das Cap, besteht und zum anderen die Volllaststundenzahl der Biomassekraftwerke geringer ist. Dementsprechend sind die Einnahmen durch den Spothandel im Marktprämienmodell aufgrund der Abhängigkeit der Gesamtvergütung vom Marktpreis und der hohen Volllaststundenzahl der Biomassekraftwerke am höchsten. Gleiches gilt in abgeschwächter Form für das Cap- and Floor Modell.

Die Ergebnisse für den Anlagenpark des Regionalversorgers zeigen außerdem, dass im Falle der Direktvermarktung lediglich die Einnahmen der großen LWKW mit niedrigen EEG-Förderraten im Vergleich zur Festpreisvergütung gesteigert werden können. Bei Vermarktung im Marktprämienmodell werden, wie bei Festlegung der Modellparameter gewünscht [5], die Einnahmen aller Anlagen gesteigert, um trotz der durch den Aufbau eines Handelssystems anfallenden Kosten, einen Anreiz zum Wechsel zu bieten. Im Spot Market Gap Modell mit Festlegung des Cap-Wertes der Vergütung auf den EEG-Vergütungssatz

<sup>5</sup> Geringere Kosten der Eigenerzeugung bei Direktvermarktung und im Spot Market Gap Modell folgen aus einer niedrigeren Volllaststundenzahl der Biomassekraftwerke mit hohen Grenzkosten der Erzeugung.

zeigt sich, dass die dargebotsabhängigen WEA kaum Zusatzgewinne erwirtschaften und die Prämie, um einen Wechselanreiz zu bieten, höher festgelegt werden müsste. Gleiches gilt für die betrachteten Biomasseanlagen, da sie in diesem Modell ihre maximale Volllaststundenzahl nicht erreichen. Für PV-Anlagen hingegen ist eine Erhöhung der Prämie nicht notwendig, da sie bereits durch ihre tendenzielle Einspeisung zu hochpreisigen Zeiten Zusatzgewinne erwirtschaften. Im Cap- and Floor System zeigt sich ein sehr nach Technologien differenziertes Bild. Während WEA und Biomasseanlagen geringe Einnahmezuwächse zu verzeichnen haben, nimmt die Gesamtvergütung der PV-Anlagen in diesem Modell gegenüber der Festpreisvergütung ab. Zu beachten ist hierbei, dass eine Vergütung von PV-Anlagen in diesem Modell in Spanien nicht vorgesehen ist [16]. Die Untersuchungen zeigen außerdem, dass Biomassekraftwerke mit höheren spezifischen Kosten in allen Modellen mit Ausnahme des Marktprämienmodells aufgrund einer geringeren Vergütung keine signifikante Anzahl an Volllaststunden erreichen. Dieser Effekt kann allerdings bei Betrieb lediglich der zu bestimmten Zeitpunkten wirtschaftlichsten thermischen Kraftwerke gewünscht sein. Es lässt sich insgesamt folgern, dass bei Wahlmöglichkeit zwischen den Modellen für den größten Teil der EE-Anlagen ein Anreiz zum Wechsel in die marktorientierten Modelle besteht.

## 6 Zusammenfassung

Der Anteil des aus EE erzeugten Stromes an der Stromerzeugung ist in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen. Die weiterhin ambitionierten Ausbauziele des Energiekonzeptes für Deutschland sehen eine Fortsetzung und Steigerung dieses Trends vor. Es zeigt sich vermehrt, dass das derzeitige Energieversorgungssystem nicht für große Anteile der EE an der Stromeinspeisung ausgelegt ist. Zunehmende Netzengpässe und eine vermehrt fluktuierende Stromeinspeisung stellen sowohl neue Anforderungen an das bisherige Energieversorgungssystem als auch an die regenerativen Erzeugungsanlagen selbst. Die Flexibilität des bestehenden Energieversorgungssystems und die Integration der EE in dieses System sind zu gering. Es ergibt sich die Notwendigkeit der Modernisierung des Systems mit dem Ziel einer ökologisch und ökonomisch optimalen Integration regenerativer Energiequellen in das System. Eine Möglichkeit zur Förderung dieser Integration in ein zukünftiges Energieversorgungssystem ist die Ablösung des bisherigen, weiterhin im EEG verankerten Festpreisvergütungssystems durch alternative Vergütungsstrukturen. Es zeigt sich, dass Wind, Photovoltaik, Biomasse und Wasser die zukünftig vermutlich dominierenden regenerativen Energiequellen sind und dass für ein zukünftiges Energieversorgungssystem mit gesteigerter Integration der EE nur marktorientierte Vergütungsmodelle für in Frage kommen. Die Direktvermarktung, das Marktprämienmodell, das Spot Market Gap und das Cap- and Floor Modell wurden daher in ein bestehendes Verfahren zur Stromerzeugungs- und -handelsplanung integriert ebenso wie die explizite Abbildung der Steuerbarkeit regenerativer Erzeugungsanlagen. Die exemplarischen Untersuchungen wurden anhand realitätsnaher Anlagen und des Systems eines Regionalversorgers durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass bei der in der Analyse vorgeschlagenen Wahl der Modellparameter für fast alle Anlagen ein Anreiz zum Wechsel aus der Festpreisvergütung besteht und die gewünschte Marktpreiorientierung der Anlagen erreicht wird. Die direkten Förderkosten lassen sich gegenüber der Festpreisvergütung trotz entstehender Mehreinnahmen fast aller Anlagentypen senken. Eine Betrachtung der Nettoförderkosten unter Berücksichtigung der Einnahmen durch Weitervermarktung des aus EE erzeugten Stromes zeigt allerdings, dass Nettoförderkostensenkungen nur für weit-

gehend dargebotsunabhängige Anlagen möglich sind. Im Spot Market Gap Modell sind für diese Anlagen geringe Nettoförderkostensenkungen möglich, im Cap- and Floor Modell sind die Kostensenkungspotenziale deutlich größer. Die Betrachtung der Vergütungsmodelle anhand eines Anlagenparks eines Regionalversorgers zeigt, dass die für den Betrieb des Anlagenparks anfallenden Gesamtkosten im Vergleich zur Direktvermarktung, trotz steigender Kosten der Eigenerzeugung vor allem durch höhere Volllaststunden der Biomassekraftwerke, durch Zusatzeinnahmen in den alternativen Vergütungsmodellen sinken.

## Literatur

- [1] SENSFUSS, F.; RAGWITZ, M.: Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, Fraunhofer ISI, Karlsruhe, 2009, Paper.
- [2] BUNDESUMWELTMINISTERIUM: Verbesserung der Systemintegration der Erneuerbaren Energien im Strombereich, Berlin, 2008, Bericht.
- [3] ENERGYMAP: Die Karte der erneuerbaren Energien, <http://www.energymap.info>, (Zugriff: 05.04.2011).
- [4] HAU, E.: Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit, Springer Verlag, Berlin, 2003, 3. Auflage.
- [5] CONSENTEC GMBH; R2B ENERGY CONSULTING: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Aachen/Köln, 2010, Studie.
- [6] 50 HERTZ: 50 Hertz Transmission GmbH, <http://www.50hertz-transmission.net>, (Zugriff: 28.03.2011).
- [7] DEUTSCHE ENERGIE AGENTUR: DENA-Netzstudie I, Köln, 2005, Endbericht.
- [8] EEX: European Energy Exchange, <http://www.eex.com>, (Zugriff: 25.03.2011).
- [9] BUNDESUMWELTMINISTERIUM: Leitfaden für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft, Berlin, 2005, Leitfaden.
- [10] BUNDESUMWELTMINISTERIUM: Erneuerbare-Energien-Gesetz, 2008, Bundesgesetzblatt.
- [10] BUNDESUMWELTMINISTERIUM: Erneuerbare-Energien-Gesetz, Konsolidierte (unverbindliche) Fassung, 2012.
- [12] NESTLE, U.: Gleitende Marktprämie im EEG: Chance oder Risiko für die Erneuerbaren?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, S.14-18, März, 2011, Paper.
- [13] AMPRION; ENBW; TENNET; 50HERTZ: EEG/KWK-G Informationsplattform, <http://www.eeg-kwk.net>, (Zugriff: 11.04.2011).
- [14] BUNDESUMWELTMINISTERIUM: Entwurf EEG-Erfahrungsbericht, Berlin, 2011, Bericht.
- [15] COUTURE, T.; GAGNON, Y.: An analysis of feed-in-tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment, Energy Policy, S. 995-965, Ausgabe 38, 2010, Paper.
- [16] MINISTRO DE INDUSTRIA Y COMERCIO: Real Decreto 661/2007 por el que se regular la actividad de producción de energía eléctrica en el régimen especial, 2007, Gesetz.
- [17] INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRTSCHAFT: HERMES Benutzerhandbuch, Aachen, 2005, Dokumentation.
- [18] HARTMANN, T.: Bewertung von Kraftwerken und Verträgen im liberalisierten Strommarkt, Univ.-Prof. Dr.-Ing. H.-J. Haubrich (Hrsg.) Aachen, 2007, Dissertation.
- [19] GROTE, F.: Modellierung thermischer Speichertechnologien im Rahmen der Stromerzeugungs- und -handelsplanung, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Aachen, 2011, Diplomarbeit (unveröffentlicht).
- [20] EPEX: European Power Exchange, <http://www.epexspot.com/en>, (Zugriff: 01.08.2011).
- [21] SUNNY PORTAL: Sunny Portal, <http://www.sunnyportal.de/Templates/Start.aspx>, (Zugriff: 15.08.2011).
- [22] BUNDESUMWELTMINISTERIUM: Leitstudie 2010, Berlin, 2010, Studie.
- [23] RWE INNOGY: Biomasse, 2011, <http://www.rwe.com/web/cms/de/87036/rwe-innogy/erneuerbare-energien/biomasse/biomasse-kraftwerke>, (Zugriff: 23.07.2011).
- [24] ENBW: EnBW AG Wasserkraftwerke, [http://www.enbw.com/content/de/der\\_konzern/enbw\\_gesellschaften/kraftwerke\\_ag/wasserkraft/index.jsp](http://www.enbw.com/content/de/der_konzern/enbw_gesellschaften/kraftwerke_ag/wasserkraft/index.jsp), (Zugriff: 15.08.2011).