

Analyse von Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte auf der Basis agentenbasierter Simulation

Themenbereich 3

Matthias REEG¹⁽¹⁾, Kristina NIENHAUS⁽¹⁾, Nils ROLOFF⁽¹⁾, Sandra WASSERMANN⁽²⁾, Wolfgang WEIMER-JEHLE⁽²⁾, Eva HAUSER⁽³⁾, Uwe LEPRICH⁽³⁾, Thomas KAST⁽⁴⁾

⁽¹⁾ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung

⁽²⁾ Universität Stuttgart, ZIRN - Interdisziplinärer Forschungsschwerpunkt Risiko und Nachhaltige Technikentwicklung

⁽³⁾ Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)

⁽⁴⁾ Thomas Kast Simulation Solutions

Kurzfassung:

Dieser Beitrag beschreibt die Entwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Direktvermarktung von Windstrom unter verschiedenen Rahmenbedingungen. Agentenbasierte Modelle sind sehr gut geeignet, komplexe Systeme mit individuell handelnden Akteuren zu beschreiben und zu untersuchen. Während einer zweijährigen Pilotphase wurde primär die Übertragbarkeit dieses Ansatzes auf die zu untersuchenden Fragestellungen geprüft. Erste Ergebnisse werden in diesem Beitrag vorgestellt.

Keywords: Agentenbasierte Modellierung, Marktintegration, Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, Erneuerbare Energien, Akteursanalyse

1 Ausgangslage

Den politischen Zielen entsprechend sollen die Erneuerbaren Energien (EE) zukünftig den Hauptanteil der Stromversorgung in Deutschland decken. Hierbei ist nach regelbaren (Wasser, Bioenergie, Geothermie) und dargebotsabhängigen (Wind, Fotovoltaik) EE zu unterscheiden. Schon heute machen Wind- und Fotovoltaik (PV)-Strom knapp 50 % des gesamten nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) eingespeisten Stroms aus. Die gesamte EEG-Quote² lag in Deutschland im Jahr 2009 bei 18,5 % [1].

Für die Umgestaltung des Status Quo hin zu einem Stromsystem mit hohen Anteilen an EE müssen jedoch sowohl technische, organisatorische als auch finanzielle Aspekte, an denen eine Vielzahl von Akteuren beteiligt ist, neu geregelt werden. Aus diesem Grund wird in

¹ Jungautor, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart, Tel. +49-711-6862-282, Fax +49-711-6862-747, eMail matthias.reeg@dlr.de, www.dlr.de/tt/system

² Die EEG-Quote ist die von den Übertragungsnetzbetreibern aufgenommene Strommenge aus durch das EEG geförderten Anlagen bezogen auf die gesamte in Deutschland an nicht privilegierte Letztverbraucher abgegebene Strommenge.

Deutschland derzeit auch über eine Novellierung des EEG diskutiert, die EE-Anlagenbetreiber näher an das Marktgeschehen heranführen soll. Auf solche Änderungen der Rahmenbedingungen können die verschiedenen Marktteilnehmer auf sehr unterschiedliche Weise reagieren.

Für die Modellierung des Verhaltens heterogener Akteure, die in komplexen Systemen miteinander interagieren, sind insbesondere agentenbasierte Modelle geeignet [3]. Bei diesem Ansatz steht der in ein soziales System eingebundene lernende Akteur mit seinen Wahrnehmungen und Handlungsmustern im Zentrum der Modellierung. Mit Hilfe des agentenbasierten Simulationsmodells AMIRIS³, das die individuellen Verhaltensweisen der relevanten Akteure berücksichtigt, werden mögliche Entwicklungen in Folge entsprechender Änderungen von Rahmenbedingungen der Vermarktungsoptionen von Windstrom analysiert.

Die Entwicklung von AMIRIS wurde vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert.

2 Rahmenbedingungen des Stromsektors

In der Vergangenheit mussten für die Stabilität des Elektrizitätssystems hauptsächlich zwei Faktoren berücksichtigt werden: Die Wahrscheinlichkeiten von Kraftwerksausfällen und Prognosen der Last. Durch zunehmende fluktuierende Einspeisung kommt nun eine dritte stochastische Größe hinzu [4]. Diese neue Komponente, die Abweichungen der tatsächlichen EE-Einspeisung von der EE-Prognose darstellt, wird in Deutschland bisher über den Wälzungsmechanismus des EEG ausgeglichen. Dieser Mechanismus regelt die Einspeisung, den Ausgleich von Prognoseabweichungen sowie die Abnahme von EE-Strom über alle beteiligten Akteursgruppen hinweg (Anlagenbetreiber, Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber (VNB und ÜNB), Stromlieferanten und nicht privilegierte Letztverbraucher⁴) (physikalische Wälzung) und sorgt für einen finanziellen Ausgleich der aus diesen Aufgaben resultierenden Kosten (finanzielle Wälzung).

Bei steigenden EE-Anteilen müssen in Zukunft jedoch weitere Anpassungen erfolgen. Zum einen muss der bestehende Kraftwerkspark flexibilisiert werden, um schneller auf kurzfristige Abweichungen von den eingeplanten EE-Strommengen reagieren zu können. Zum anderen sind neue und verbesserte Prognoseinstrumente für EE zu entwickeln und in das System zu integrieren, um die Prognoseabweichung zu reduzieren. Diese Umstellungen sind wiederum mit Entwicklungs-, Anpassungs- und Betriebskosten verbunden, die von den Akteuren im Markt getragen werden müssen. Wer künftig welche Aufgaben und Kosten übernehmen soll, ist bis heute ungeklärt und erfordert politische Entscheidungen.

In diesem Zusammenhang gab es in der Vergangenheit in den Reihen der Energiewirtschaft, der Politik als auch der Wissenschaft vermehrt Befürworter einer Direktvermarktung von EE-Strom, also einer Verwertung des EE-Stroms auf Basis der Regeln des liberalisierten Marktes. Dadurch sollen Anreize auf Seiten der Anlagenbereiter entstehen, ihren Teil zur

³ AMIRIS steht für Agentenbasierte Modellierung zur Integration Regenerativer In den Strommarkt.

⁴ Hierbei handelt es sich um Letztverbraucher, die nicht, wie beispielsweise stromintensive Industrie- und Gewerbekunden, von der EEG-Umlage befreit sind.

Systemstabilität beizutragen, da sie damit für den Ausgleich der Prognoseabweichung in die Pflicht genommen werden würden. Gleichzeitig sollten bei einem tendenziell steigenden Börsenpreisniveau auf diesem Weg gleichwertige oder auch höhere Gewinne als bei einem Verbleib im EEG erwirtschaftet werden können. So wurde bei der Novellierung des EEG im Jahr 2009 der § 17 zur Direktvermarktung eingeführt. Dieser regelt vor allem Fragen zu den Aus- und Wiedereinstiegsfristen sowie deren Bekanntgabe gegenüber den Netzbetreibern. Nach einer kontroversen Diskussion – eingebracht wurden stündliche bis kalenderhalbjährliche Fristen [5, 6] – einigte man sich schließlich auf eine Bekanntgabe des Wechsels aus als auch wieder in die Festvergütung nach EEG, die vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats erfolgen muss.

Da durch die Direktvermarktung den Anlagenbetreibern bzw. entsprechenden Stromhändlern ein erhebliches Preis- und Mengenrisiko übertragen wird, wurden in der Folge zwei Bonusmodelle entwickelt, die im Rahmen einer Verordnungsermächtigung von der Bundesregierung ohne Zustimmung des Bundestags eingeführt werden könnten: Der Kombi-Kraftwerks- oder auch Integrationsbonus [7] sowie die gleitende Marktprämie [8]. Diese Modelle sollen auf die relevanten Akteure Anreizwirkungen für einen Speicherausbau bzw. eine Marktintegration entfalten, werden hier aber nicht weiter betrachtet.

3 Akteure und Akteursbeziehungen

Der Fokus der bisherigen Entwicklung von AMIRIS liegt auf der Untersuchung des Verhaltens verschiedener Akteure des Strommarktes, die für die Direktvermarktung von EE-Strom relevant sind. Dabei werden aktuelle und zukünftig mögliche Rahmenbedingungen berücksichtigt.

Um die zu untersuchenden Fragestellungen in einem Simulationsmodell analysieren zu können, wurde in einem ersten Schritt auf Basis wirtschaftssoziologischer Thesen zu organisationalen Feldern [9, 10] die existierenden Akteure wie die Netzbetreiber, die Börse sowie die Lieferanten im Hinblick auf ihre wirtschaftlichen Ziele und Strategien zur Zielerreichung analysiert. Aufgrund der Tatsache, dass die Windstromeinspeisung den aktuell größten Anteil des EE-Stroms darstellt und die Vergütungssätze den Großhandelspreisen am nächsten liegen, wurde der Schwerpunkt bei der weiteren Analyse auf Windanlagenbetreiber gelegt. In einem zweiten Schritt wurden auf der gleichen Basis wie zuvor potenzielle neue Akteure, wie z. B. selbstvermarktende Windkraftanlagenbetreiber und Zwischenhändler, identifiziert. Je nach Zugehörigkeit zu einem organisationalen Feld sind auch diese neuen Akteure durch unterschiedliche Verhaltensregeln und Geschäftsmodelle gekennzeichnet. Um diese ebenfalls untersuchen zu können, wurden im Modell unterschiedliche Typen von Windkraftanlagenbetreibern (WAB) und Zwischenhändlern (ZWH) abgebildet (siehe Abbildung 1).

3.1 Akteursgruppen mit Ermessensspielräumen in AMIRIS

Den WAB als Hauptakteuren stehen für die Vermarktung verschiedene Entscheidungsalgorithmen zur Verfügung (siehe 4.3.1). Außerdem sind sie in der Lage, durch ihre Aktivitäten zu lernen, so dass sie die Qualität ihrer Entscheidungen im Laufe der Zeit verbessern können.

Im Vergleich zum Verbleib in der Festvergütung nach EEG müssen die WAB bei der Direktvermarktung neue Aufgaben übernehmen. Hierzu zählen vor allem:

- die Ausarbeitung von Entscheidungsstrategien, inwieweit innerhalb eines bestimmten Zeitraums (zumeist eines Monats) sich der Ausstieg aus dem EEG wirtschaftlich lohnt;
- die Prognose der von ihren Anlagen produzierten Strommengen sowie ggf. notwendige kurzfristige Anpassungen dieser Vorhersagen, um die vermarktbareren Mengen möglichst exakt zu bestimmen;
- die eigentliche Direktvermarktung des Windstroms - entweder an der Strombörse EEX oder als Ökostromband an einen Stromlieferanten. Für den Fall, dass die eigenen Anlagen für die Deckung einer solchen Profillieferung nicht ausreichend produzieren, wird der Zukauf von Strommengen aus anderen, regelbaren EE-Anlagen unterstellt.

Da die Übernahme dieser Aufgaben in Abhängigkeit der Größe eines WAB (Windpark eines EVUs vs. genossenschaftlich finanzierte Anlage kleinerer Leistung) sehr unterschiedliche Markteintrittsbarrieren und Risiken mit sich bringt, wurde

- zwischen drei WAB-Typen differenziert (im Modell AMIRIS als aktive, passive und an ZWH gebundene WAB abgebildet, siehe 4.3.1) sowie
- ein Zwischenhändler eingeführt.

Hierbei übernimmt der ZWH die oben skizzierten Aufgaben für diejenigen WAB, die die Vermarktung ihrer Strommengen nicht in Eigenregie ausführen wollen oder können. Auch beim ZWH wurden unterschiedliche Gruppen gebildet, die sich vor allem in ihrer finanziellen Ausstattung - und damit auch hinsichtlich ihres Risikoverhaltens - und ihrer Prognoseerstellung unterscheiden. Diese Differenzierung kann sich anschließend in verschiedenen Tarifen, die die ZWH den WAB für die Vermarktung ihres Windstroms anbieten, im Lernverhalten sowie in ungleichen Annahmen zur Prognosegüte äußern (siehe 4.3.2).

Sowohl die WAB als auch die ZWH verhalten sich im Rahmen ihrer Möglichkeiten gewinnmaximierend. Unterstützende Funktionen für die Vermarktung, wie das Zuliefern bzw. Ein- und Ausspeichern überschüssiger oder fehlender Strommengen, wurden in Form von regelbaren EE-Anlagen und Speicherbetreibern in das Modell integriert. Sie sind den beiden Hauptakteuren zugeordnet (siehe Abbildung 1).

3.2 Akteursgruppen ohne Ermessensspielräume in AMIRIS

Für eine vollständige Abbildung der nach EEG vergüteten oder direktvermarkteten Strommengen sind weitere Akteure von Relevanz. Damit sowohl die physikalischen als auch die finanziellen Flüsse von der Stromerzeugung bis zum Abnehmer dargestellt werden können, wurden daher folgende weitere Akteure berücksichtigt:

- ein Übertragungsnetzbetreiber,
- ein Verteilnetzbetreiber,
- die Börse und
- ein Lieferant.

Sie übernehmen im Rahmen der Direktvermarktung nur unterstützende Funktionen, die auf ihren aktuell durchgeführten Aufgaben basieren. Aus diesem Grund werden sie im Modell relativ einfach, d. h. ohne komplexe Entscheidungsalgorithmen und Lernschleifen, abgebildet. In der Realität sind diese Akteure sehr wohl lernfähig und interessengeleitet. Jedoch wurde zunächst für eine bessere Handhabbarkeit des Modells auf eine weitere Ausdifferenzierung verzichtet.

4 Das Simulationsmodell AMIRIS

Das in Kapitel 2 beschriebene Elektrizitätssystem weist eine Reihe von Merkmalen auf, die für die Auswahl eines geeigneten Simulationsmodells von Bedeutung sind. Hierzu zählen u. a. die Vielzahl der beteiligten Akteure am Transformationsprozess und ihre unterschiedlichen Reaktionsmöglichkeiten auf Änderungen von Rahmenbedingungen.

4.1 Agentenbasierte Modellierung

In der agentenbasierten Modellierung (ABM) haben unter Umständen sehr viele Einheiten Entscheidungs- oder Handlungsmöglichkeiten. Als Akteur wird eine Entität der realen Welt bezeichnet, ein Agent ist die Umsetzung dieses Akteurs im Modell. Bei der ABM weisen Agenten i. d. R. folgende charakteristische Merkmale auf. Sie besitzen (vgl. [11]):

- ein „Weltbild“ als interne Repräsentation der äußeren Welt,
- autonomes Verhalten mit eigenen Zielvorstellungen,
- Strategien, die sie zur Erreichung dieser Zielvorstellungen entwickeln und anpassen können,
- die Fähigkeit zur Planung sowie
- zur Kooperation und Kommunikation.

Das Systemverhalten resultiert aus den Handlungen der einzelnen Agenten und wird nicht, wie in klassischen Optimierungsmodellen üblich, auf Systemebene zentral vorgegeben bzw. gesteuert. Es geht darum, mögliche dynamische Änderungen bzw. emergentes Verhalten zu erzeugen und zu untersuchen. Emergentes Verhalten bedeutet hierbei, dass auf einer übergeordneten Abstraktionsebene eines Systems neue, in keinem Subsystem vordefinierte Eigenschaften entstehen, die sich aus dem autonomen Verhalten der Subsysteme auf einer niedrigeren Abstraktionsebene sowie aus deren Interaktion ergeben [12, 13].

Durch die Abbildung der Akteure als heterogene Agenten, die ihre Umwelt beeinflussen und von ihr beeinflusst werden, lassen sich komplexe Systeme modellieren und analysieren. Dementsprechend sind agentenbasierte Modelle sehr gut geeignet, adaptive Strukturen und Verhaltensänderungen von Akteuren, die durch Änderungen äußerer Gegebenheiten hervorgerufen werden, zu untersuchen.

4.2 Modellstruktur

Im Simulationsmodell AMIRIS haben die Agenten abhängig von ihren implementierten Fähigkeiten unterschiedliche Möglichkeiten, Einfluss auf das Simulationsgeschehen zu

nehmen. Die WAB, die Betreiber regelbarer EE-Anlagen (REE) sowie die Speicherbetreiber produzieren bzw. speichern den Strom und leiten ihn an den VNB bzw. ÜNB weiter.⁵ Der Lieferant repräsentiert die Nachfrageseite und fungiert als Senke für den erzeugten Strom. Die finanziellen Geldflüsse richten sich nach den Vermarktungsentscheidungen der einzelnen WAB bzw. der ZWH. Erfolgt die Vermarktung nach den Regeln der EEG-Festvergütung, erhalten die WAB bzw. die ZWH ihre entsprechenden Vergütungszahlungen vom VNB bzw. vom ÜNB. Entscheiden sich die WAB bzw. ZWH hingegen für eine Direktvermarktung, erfolgen die Zahlungen über die Börse oder im Fall einer Profillieferung über den Lieferanten an den ZWH. Die Komponente EEGR (Erneuerbare Energien - gesetzliche Rahmenbedingungen) gibt die energiewirtschaftlichen Regelungen vor (siehe Abbildung 1).

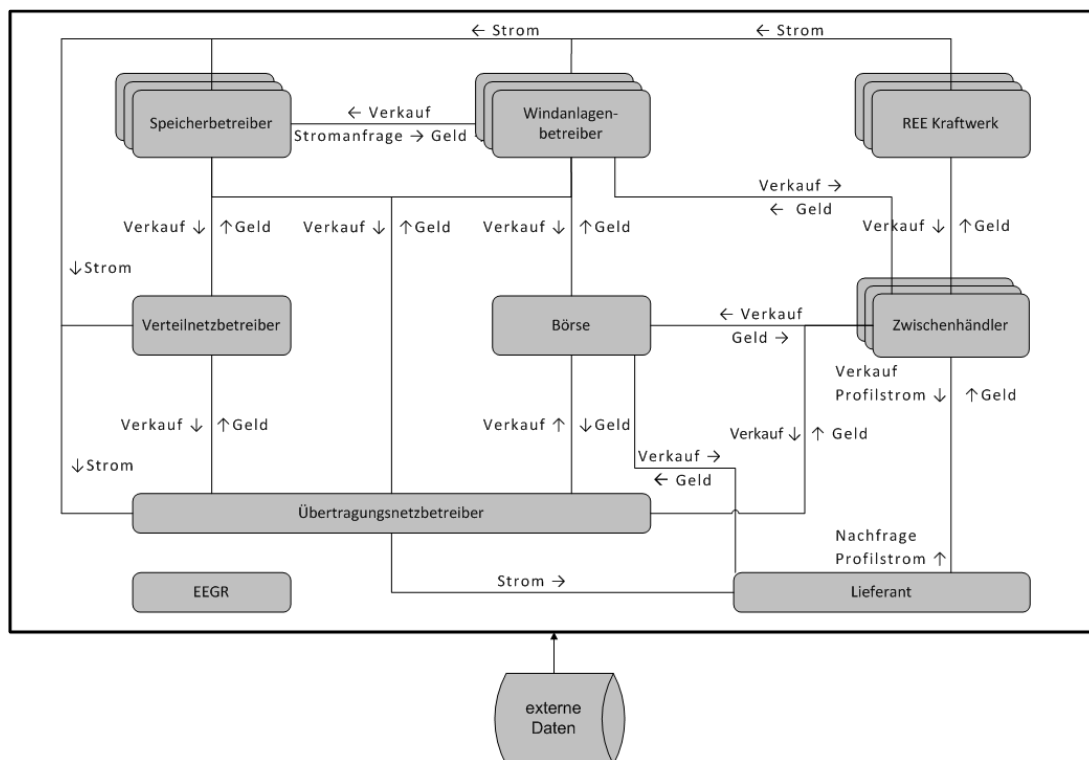


Abbildung 1: Die Modellstruktur von AMIRIS

4.3 Struktur der Agenten

Die in Kapitel 3 genannten Akteure mit ihren Funktionsweisen, Informationsverarbeitungs- und Handlungsmöglichkeiten wurden in Form von (Software-) Agenten in AMIRIS abgebildet. Insbesondere auf die Struktur der WAB und ZWH wird im Folgenden näher eingegangen.

4.3.1 Der Windanlagenbetreiber

Wie bereits erwähnt, spielt der WAB beim betrachteten Direktvermarktungsprozess eine zentrale Rolle. Aus diesem Grund ist der WAB in Bezug auf die Vermarktung seiner Strommengen mit vielfältigen Fähigkeiten ausgestattet. Hierbei ist nach den WAB-Typen zu differenzieren:

⁵ WAB und Speicherbetreiber können zusammen ein Kombi-Kraftwerk bilden.

- Der passive WAB bleibt während des gesamten Simulationszeitraums in der EEG-Festvergütung.
- Der WAB, der einen Vertrag mit einem ZWH abschließt, bleibt über den gesamten Zeitraum an diesen gebunden und fällt keine weiteren Entscheidungen.
- Nur der aktive WAB übernimmt selbständig die Direktvermarktung und die damit verbundenen Rechte und Pflichten.

Vermarktungsmöglichkeiten:

Zur Ermittlung der von den WAB produzierten Strommengen wurden Stundenwerte aus historischen und prognostizierten Zeitreihen⁶ für den Zeitraum 2006 bis 2014 abgeleitet. Zu jedem möglichen Entscheidungszeitpunkt, der durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen und damit in der EERG Komponente bestimmt wird, kann er:

- sich für einen Verbleib in der EEG-Vergütung entscheiden;
- in der EEG-Vergütung bleiben und für eine begrenzte Anzahl von Stunden an die Börse gehen (Stunden-Cap);⁷
- sich für eine Direktvermarktung entschließen und seinen Strom direkt an der Börse vermarkten.

Für eine selbständige Direktvermarktung entscheidet sich der WAB Agent grundsätzlich, wenn der erwartete Börsenertrag abzüglich eines einstellbaren Spesenbetrags zur Abdeckung der Aufwendungen des Börsenhandels und eines Risiko- bzw. Sicherheitsfaktors höher ausfällt als die Festvergütung nach EEG. Um möglichst reale Vermarktungsbedingungen abzubilden, können im Modell Prognoseunsicherheiten hinsichtlich der erwarteten Stromerzeugung und der künftigen Börsenpreise eingestellt werden. Die Windprognose gilt bis max. 48 h im Voraus; die Börsenpreisprognose wird als effektives Preismittel⁸ der Börsenpreisreihen für die bevorstehende Ausstiegsfrist mit einer einstellbaren mittleren Fehlerabweichung berechnet. Außerdem wurde jedem WAB-Agenten ein Speicherbetreiber zugeordnet, damit evtl. verbesserte Vermarktungsmöglichkeiten untersucht werden können, die sich unter Inanspruchnahme potenzieller Förderinstrumente wie dem Kombi-Kraftwerksbonus ergeben könnten.

Einteilung in Klassen

Zur Bestimmung der erzielbaren EEG-Vergütung wurden für jedes Jahr vier Vergütungsklassen gebildet, in denen jeweils die Kapazitäten von Windkraftanlagen mit ähnlichen Vergütungssätzen zusammengefasst wurden. Die in Tabelle 1 dargestellten klassenspezifischen Vergütungssätze bestimmen sich dabei aus Mittelwerten, die mit der installierten Leistung der Anlagen der ursprünglichen Vergütungssätze gewichtet wurden.

⁶ Historische Daten nach BDEW [14]; prognostizierte Daten hergeleitet auf Basis BMU Leitstudie 2010 [15].

⁷ Diese Option wird in dieser Veröffentlichung nicht weiter ausgeführt.

⁸ Effektiv bedeutet hierbei, dass der prognostizierte Preis mit der erwarteten Stromeinspeisung gewichtet wird, um der Korrelation zwischen eingespeister Windstrommenge und Spotmarktpreis Rechnung zu tragen.

Tabelle 1: Vergütungsklassen und –höhe in €/MWh der WAB über den Simulationszeitraum (WAB 1: Anlagen in der Grundvergütung, WAB 2 und WAB 3: Anlagen in der erhöhten Anfangsvergütung, WAB 4: Offshore-Anlagen).

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
WAB 1	61,90	61,90	61,90	61,90	61,90	61,90	61,90	61,90	61,90
WAB 2	87,47	86,99	86,44	86,44	86,44	86,44	86,44	86,44	86,48
WAB 3	91,00	91,00	91,00	91,20	92,14	92,78	93,14	93,50	93,73
WAB 4	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00

Lernen

Der aktive WAB-Agent wurde mit der Fähigkeit des Lernens ausgestattet, um den Einfluss von Erfahrungslernen auf mögliche Verhaltensänderungen und evtl. resultierende Konsequenzen für das Gesamtsystem untersuchen zu können. Somit ist der aktive WAB in der Lage, seinen Entscheidungsalgorithmus auf Basis von Erfahrungswerten anzupassen und damit sein Risikoverhalten (Schwellenwert S) zu variieren. Hierfür beurteilt der WAB nach jeder Entscheidungsperiode, ob seine zurückliegende Entscheidung - in der Festvergütung geblieben oder aus ihr ausgestiegen zu sein - aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten richtig oder falsch war. Tabelle 2 zeigt die vier Evaluierungsmöglichkeiten:

Tabelle 2: Selbstevaluierung der Vermarktungsentscheidung durch den WAB nach Ablauf einer EEG-Ausstiegsperiode.

Entscheidung vor Beginn der Ausstiegsperiode:	Eff. Börsenpreismittel < EEG	Eff. Börsenpreismittel > EEG
Verbleib im EEG	korrekt	fehlerhaft
Vermarktung an Börse	fehlerhaft	korrekt

War die Vermarktungsentscheidung richtig, erfolgt keine Anpassung des Schwellenwertes S ; war sie falsch, wird der Wert von S angehoben oder abgesenkt:

$$S_{t+1} = S_t \cdot LK \cdot (EEG - \bar{B}) \quad (1)$$

mit LK als Lernkoeffizient und \bar{B} als Börsenpreismittel.

Wie aus Formel (1) ersichtlich, hängt die Anpassung hierbei nicht nur von der Höhe des Lernkoeffizienten ab, sondern auch von der Höhe der entgangenen Erlöse ($EEG - \bar{B}$).

4.3.2 Der Zwischenhändler

Der ZWH-Agent repräsentiert einen Akteur, der nicht in Eigenregie vermarktende WAB vertraglich an sich bindet und die Vermarktung des von ihnen erzeugten Stroms als Dienstleistung für diese WAB übernimmt.

Vermarktungsmöglichkeiten:

Im Modell bieten sich einem Zwischenhändler folgende Alternativen hinsichtlich des Stromverkaufs:

- Er kann sich für einen Verbleib in der EEG-Vergütung entscheiden. Der ZWH erhält in diesem Fall die EEG-Vergütung entsprechend der Vergütungsklasse der WAB, die er vertritt.
- Der ZWH kann den Windstrom an der Börse stündlich zum jeweils aktuellen Börsenpreis verkaufen.
- Der ZWH kann mit dem Lieferanten eine Profillieferung⁹ vereinbaren und erhält in diesem Fall einen festen Betrag pro gelieferter Strommenge.

Dabei kann er auf folgende Arten Strom beziehen:

- vom WAB-Agenten oder
- vom REE-Agenten. Hierzu ist er gezwungen, falls er einen Profilliefervertrag mit einem Lieferanten eingegangen ist und nicht genug Windstrom zur Erfüllung dieses Vertrages vorhanden ist.

Tarifmodelle und ZWH-Typen

Um auch unterschiedliche Typen von ZWH abzubilden, wurden drei verschiedene Tarifmodelle eingeführt:

- Tarif A: Sowohl die durch die Direktvermarktung erwirtschafteten Vor- als auch Nachteile, die im Vergleich zu einer Festvergütung entstanden sind, werden paritätisch zwischen dem ZWH und dem WAB aufgeteilt.
- Tarif B: Der ZWH gewährt dem WAB einen festen Bonus (Aufschlag in € pro MWh) auf die EEG-Vergütung.
- Tarif C: Der WAB erhält mindestens den EEG-Tarif. Im Falle einer erfolgreichen Direktvermarktung erhält der WAB zusätzlich noch einen festgelegten Anteil an den Zusatzeinnahmen.

Neben den Tarifmodellen kann das Entscheidungsverhalten ähnlich wie beim WAB über die Prognosegenauigkeit und das Lernen eingestellt werden. Als weitere Komponente beeinflusst das Risikoverhalten entsprechend der finanziellen Ausstattung und Größe des ZWH den wirtschaftlichen Erfolg bzw. Misserfolg.

Diese Charakteristika wurden drei ermittelten Typen von ZWH zugewiesen. Hierbei repräsentiert Typ I einen kleinen unabhängigen ZWH, der vor allem kleine WAB vertritt; Typ II einen ZWH aus dem Umfeld eines großen Stromkonzerns, der überwiegend für kleine und mittelgroße WAB vermarktet und Typ III einen ZWH aus dem Umfeld großer Anlagenbetreiber, der hauptsächlich mittelgroße WAB vertraglich bindet (siehe Tabelle 3). Bei großen WAB wird angenommen, dass sie die DV selber übernehmen (aktive WAB).

⁹ Die Profillieferung repräsentiert einen Ökostromliefervertrag über einen bestimmten Zeitraum. Diese Option wird in dieser Veröffentlichung nicht weiter ausgeführt

Tabelle 3: Typen von ZWH mit ihren Tarifen, Prognosekompetenzen und Risikoverhalten. LK_+ steht für den verwendeten Lernkoeffizienten bei richtiger Entscheidung, LK_- für den bei falscher Entscheidung

	Geschäftsmodell (Tarif)	Kompetenz (Prognosegenauigkeit)	Risikomanagement (Lernverhalten)
ZWH Typ I	Tarif A	Prognosefehler hoch	Risikoavers: $LK_+ > LK_-$.
ZWH Typ II	Tarif B	Prognosefehler gering	Risikoneutral: $LK_+ = LK_-$.
ZWH Typ III	Tarif C	Prognosefehler mittel	Risikoneutral: $LK_+ = LK_-$.

4.3.3 Weitere Agenten

Die Agenten VNB, ÜNB, Lieferant, Speicherbetreiber, REE-Kraftwerk und Strombörse werden hier nicht weiter ausgeführt, da sie wie bereits erwähnt bisher nur unterstützende Funktionen übernehmen. Es sei noch darauf hingewiesen, dass der Börsenpreis zum jetzigen Stand als externe Zeitreihe¹⁰ eingelesen wird, da wesentliche preisbildende Faktoren, wie der konventionelle Kraftwerkspark, das Nachfrageverhalten, Importe/Exporte etc. bisher nicht Bestandteile des Modells sind.

4.4 Modellvalidierung

Die Validierung des vorliegenden Modells ist mit gewissen Herausforderungen verbunden. Erstens handelt es sich um ein exploratives Modell („out of sample“), so dass es sich nur in wenigen Punkten mittels empirischer Daten kalibrieren lässt. Zweitens enthält es stochastische Größen (Prognosefehler beim Börsenpreis), und drittens besteht in den Sozial- und Wirtschaftswissenschaften meistens nicht die Möglichkeit, mit vertretbarem Aufwand Experimente durchzuführen, um Annahmen und Modellparameter zu überprüfen. Für diese Fälle empfiehlt die Literatur [16] zum einen ein bottom-up Vorgehen. Zum anderen wird nahegelegt, auch die grundlegenden Mechanismen der einzelnen Modellkomponenten sowie die verwendeten Parametersätze offenzulegen und genau zu erläutern (Plausibilitätsprüfung). Dieses Vorgehen wurde bei AMIRIS angewandt. Zusätzlich wurde hoher Wert auf die Qualität der Inputdaten gelegt. Dementsprechend deckt beispielsweise ein Referenzlauf mit ausschließlicher Festvergütung zu 99 % die für die Jahre 2006 und 2007 sowie zu 98 % die für das Jahr 2008 in der Realität gezahlten EEG-Vergütungen ab.

5 Ergebnisse

Mit den zugrunde gelegten Börsenpreisentwicklungen (Preispfade A und B), den implementierten Fähigkeiten (Lernen, Risikoverhalten, Prognosegenauigkeit) und den Tarifmodellen der zentralen Agenten (WAB und ZWH) sowie den äußeren Rahmenbedingungen (Vermarktungsoptionen, Ausstiegsfristen und Vergütungssätze) lassen sich auf Basis des bestehenden Modells vielfältige Simulationsexperimente durchführen. Es

¹⁰ Historische Daten der EEX (2006-2008) wurden unter Berücksichtigung des Merit-Order-Effekts aus [17] für zwei Preispfade (A und B) für die Jahre 2009-2014 extrapoliert. Preispfad A orientiert sich am Preisszenario BMU „deutlich“ [18], Preispfad B am Preispfad EE-Branche [18].

muss dabei darauf hingewiesen werden, dass v. a. aufgrund der einfach generierten Inputdaten bislang nur eine vergleichende Interpretation der quantitativen Ergebnisse erfolgen kann.

5.1 Einfluss des Börsenpreisniveaus

Die Tatsache, dass die Höhe des Börsenpreises den Haupteinflussfaktor in Bezug auf direkt vermarktete Strommengen und daraus resultierende Erlöse darstellt, wird in der wissenschaftlichen Diskussion nicht weiter bestritten. Interessanter ist die Frage, bei welchem Preisniveau sich volkswirtschaftlich relevante Größenordnungen einstellen. So konnte festgestellt werden, dass bei einer Preisentwicklung nach Preispfad A (siehe Tabelle 4) bis 2014 keine wesentlichen Strommengen direktvermarktet werden. Erst bei einem bedeutenden Anstieg der Preise (Preispfad B) werden über das Jahr gesehen im Modell bis zu 40 % der produzierten Strommengen direktvermarktet (wie oben erwähnt, ist nur eine relative Interpretation der Ergebnisse möglich).

Tabelle 4: Jahresdurchschnitte der angenommenen Stundenkontraktpreise am Spotmarkt (€/MWh)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Preispfad A	50,8	38,0	65,8	65,5	73,8	67,3	67,7	76,2	70,7
Preispfad B	50,8	38,0	65,8	75,9	88,9	86,8	93,0	108,8	105,2

Unabhängig vom Preispfad zeigt sich außerdem, dass der überwiegende Teil der DV-Strommengen nicht – wie vielleicht zunächst zu erwarten – von Anlagen, die sich bereits in der Grundvergütung befinden (WAB 1), stammt, sondern von denen der Vergütungsklassen 2 und 3. Dies ist vor allem mit den erheblich größeren installierten Leistungen zu erklären, die sich in der zweiten und dritten Vergütungsklasse befinden.

5.2 Einfluss der Ausstiegsfrist

Bei der Untersuchung unterschiedlicher Ausstiegsfristen (täglich vs. monatlich¹¹) zeigte sich, dass dieser in der politischen Diskussion zunächst kontrovers diskutierte Parameter keinen wesentlichen Einfluss auf die direktvermarkteten Mengen an Windstrom hat. Anhand von Abbildung 2 ist ersichtlich, dass sich in Anbetracht der Größenrelation absolut gesehen weder bei den Strommengen noch bei den Erlösen wesentliche Unterschiede ergeben. Lediglich im Jahr 2014 zeigen sich im Simulationslauf zwischen täglicher und monatlicher Ausstiegsfrist signifikante Unterschiede. Der Unterschied begründet sich in der Parametereinstellung zur Anpassung der Entscheidungsregel der Agenten. In einem Referenzlauf, bei dem das Lernverhalten „ausgeschaltet“ und der Prognosefehler (PF) gleich Null gesetzt werden, hebt sich der große Unterschied zwischen monatlicher und täglicher Ausstiegsfrist für das Jahr 2014 weitgehend auf.

¹¹ Hierbei muss angemerkt werden, dass im Modell der Ausstieg aus der Festvergütung vor Beginn des relevanten Monats (anders als nach § 17 EEG vor Beginn des vorangehenden Monats) dem ÜNB bekannt gegeben werden muss. Annahmen über Prognoseerstellung wären bei einer Befolgung der aktuellen Rechtslage nicht sinnvoll zu treffen gewesen.

Im Verhältnis zum Unterschied zu den Einnahmen der Referenzsimulation (Verbleib in der EEG-Vergütung) spielt die Ausstiegsfrist aus Akteursperspektive durchaus eine Rolle. Die Einnahmenunterschiede in Bezug zur ausschließlichen EEG-Vermarktung können im Falle einer täglichen mehr als doppelt so hoch als bei einer monatlichen Ausstiegsfrist ausfallen.

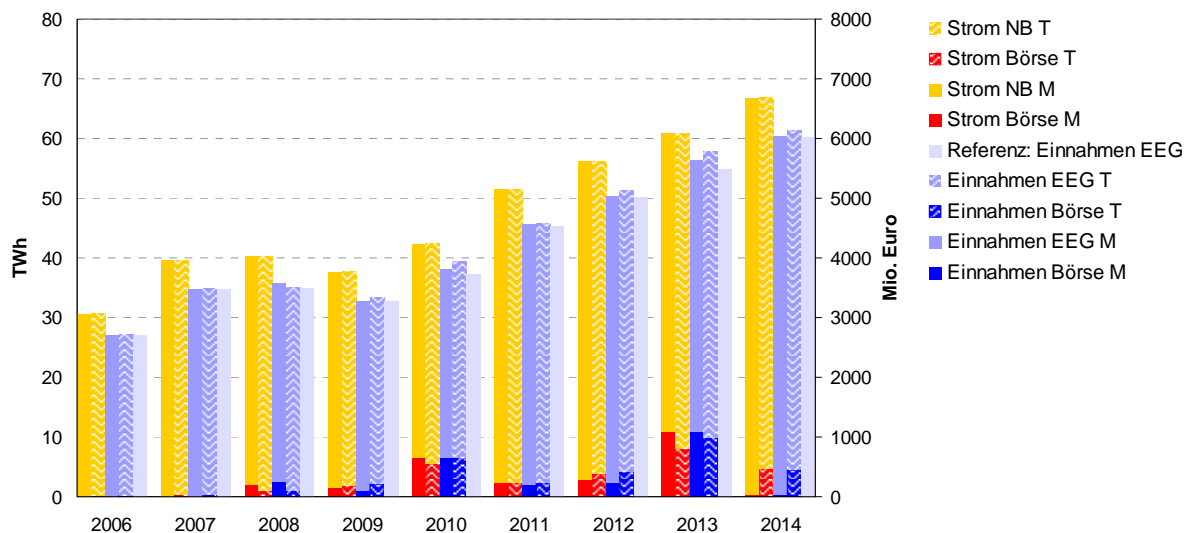


Abbildung 2: Vergleich der Strommengen und Erlöse nach Vermarktungsweg zwischen tage- (T) und monatsweiser (M) Ausstiegsfrist; NB (Netzbetreiber) entspricht EEG-Vergütung (Preisfad A; Abschlag Börse = 10 €/MWh; 100 % WAB aktiv; PF (M) = 0,2; PF (T) = 0,1; LK = 0,005; Windprognose = 48 h).

5.3 Einfluss des Tarifmodells und des Prognosefehlers

Die internen Parameter der Agenten stellten sich bei verschiedenen Simulationsläufen als sehr einflussreiche Größen hinsichtlich der direkt vermarkteten Strommengen und -erlöse heraus. Bei der Betrachtung der drei Tarifmodelle (siehe Abbildung 3) zeigt sich bei einer Entwicklung nach Preisfad B, dass sich ein fixer Bonus (ZWH 2) sowohl im Vergleich zur paritätischen Gewinn- und Verlustbeteiligung (ZWH 1) als auch in Relation zur festen Gewinnbeteiligung (ZWH 3) vorteilhaft auf die Zahlungsbilanz des ZWH auswirkt (für die Einnahmen der WAB gilt diese Feststellung natürlich umgekehrt). Diese Aussage darf jedoch nicht verallgemeinert werden. Für eine Beurteilung muss immer noch die Ausgestaltung des gezahlten Tarifs (Gewinnanteil und Bonushöhe) berücksichtigt werden.

Insgesamt können sich in Abhängigkeit des Tarifmodells im dargestellten Simulationslauf Einnahmeunterschiede bis zu 20 % ergeben (wie oben erwähnt, ist auch hier nur eine relative Interpretation der Ergebnisse möglich). Aus Sicht der WAB ist allerdings mehr das Tarifmodell des verbundenen ZWH entscheidend für einen Erfolg der Direktvermarktung als dessen ggf. bessere Prognosefähigkeit (ZWH 2). Zu erklären ist dies vor allem durch das hohe Preisniveau des Preisfad B und den hohen Anteil direkt vermarktender WAB in der Vergütungskategorie 1 im dargestellten Simulationslauf. Beide Faktoren lassen einen fixen Bonus für den WAB relativ unattraktiv erscheinen.

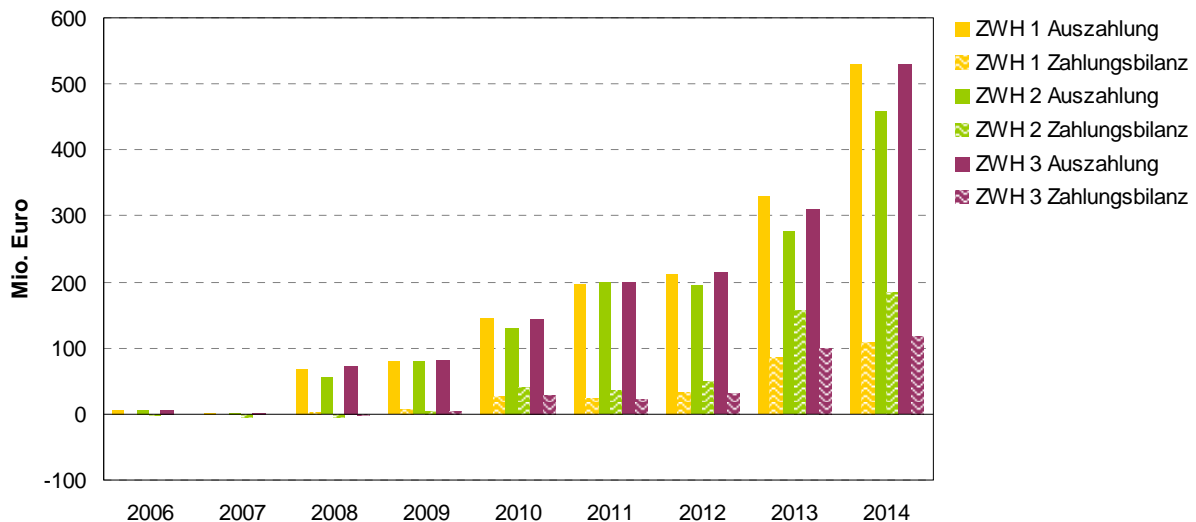


Abbildung 3: Auszahlungen der Zwischenhändler an Windanlagenbetreiber sowie Zahlungsbilanzen der Zwischenhändler in Abhängigkeit vom Geschäftsmodell. (Preisfad B; Abschlag Börse = 10 €/MWh; 100 % Vermarktung von WAB 1; LK = 0,005; Windprognose = 48 h; ZWH 1: PF = 0,2 / paritätische Gewinn- und Verlustbeteiligung; ZWH 2: PF = 0,15 / Bonusauszahlung an WAB i. H. v. 5 €/MWh; ZWH 3: PF = 0,2 / Gewinnbeteiligung des WAB i. H. v. 40 %)

6 Fazit und Ausblick

Nach Abschluss einer zweijährigen Pilotphase können sowohl die Funktionsweise als auch die ersten Ergebnisse des Simulationsmodells AMIRIS als zufrieden stellend beurteilt werden. Derzeit wird das Modell einerseits um weitere Akteure und Rahmenbedingungen sowie einen im Modell endogen ermittelten Börsenpreis ergänzt. Andererseits werden bisher getroffene Vereinfachungen bei der Modellbildung überprüft und ggf. überarbeitet. Dies betrifft vor allem Annahmen zur Prognoseerstellung und den Handlungsstrategien der zentralen Akteure.

Mit der Weiterentwicklung soll also die Prüfung auf weitere Fragestellungen zur Ausgestaltung zukünftiger Regelungen für die Direktvermarktung von Strom aus EE-Anlagen ermöglicht werden. Hierzu zählen beispielsweise vertiefende Analysen zum Vergleich verschiedener Konzepte der Marktintegration.

Im Rahmen eines Promotionsvorhabens soll durch die zusätzliche Abbildung weiterer Einnahmemöglichkeiten der EE-Anlagen (z.B. Systemdienstleistungen) untersucht werden, ob das derzeitige Marktdesign des liberalisierten Strommarktes bei einem hohen EE-Anteil für ausreichende Investitionsanreize sorgen kann.

Literatur

- [1] BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Erneuerbare Energien in Zahlen – Internet Update ausgewählter Zahlen. Online: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_deutschland_update_bf.pdf, (Abruf: 12.01.2011).
- [2] BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2011): Erwachsen werden – Erneuerbare werden allmählich in den Wettbewerb auf dem Strommarkt integriert. In: Schlaglichter der Wirtschaftspolitik – Monatsbericht Januar 2011. Online: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Monatsbericht/schlaglichter-der-wirtschaftspolitik-01-2011.property=pdf.bereich=bmwi.sprache=de.rwb=true.pdf> (Abruf: 13.01.2011).
- [3] Troitzsch (2009): Perspectives and Challenges of Agent-Based Simulation as a Tool for Economics and Other Social Sciences. Decker et al. (Hrsg.): Proceedings of the 8th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems (AAMAS), Vol. 1, 10.-15.05.2009, Budapest, Ungarn, S. 35-42.
- [4] Haubrich (2008): Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs: Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Online: <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/102556/publicationFile/5861/Gutachten%20zur%20H%C3%B6he%20des%20Regelenergiebedarfes.pdf> (Abruf: 10.11.2010)
- [5] Bundestag (2008): Begründung zu dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) Konsolidierte Fassung. Online: www.clearingstelle-eeeg.de/files/A9-EEG_2009_konsolidierte_Begr.pdf (Abruf: 08.12.2010).
- [6] In.power (2007): Verfahren zur Festlegung von Bedingungen für die Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen. Vorschlag der in.power GmbH für ein Vermarktungsmodell bei der Bundesnetzagentur. Online: <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/15562/publicationFile/4819/DirektvermarktungsmodellEEGId11281.pdf.pdf> (Abruf: 12.01.2011).
- [7] Schmid et al. (2009): Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009 (Abschlussbericht). Online: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/abschlussbericht_kombikraftwerksbonus.pdf (Abruf: 10.04.2010).
- [8] Sensfuss und Ragwitz (2009): Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. 6. Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT 2009, 11.-13.02.2009. Online: http://eeeg.tuwien.ac.at/eeeg.tuwien.ac.at/pages/events/iewt/iewt2009/papers/2D_3_SENSFUSS_F_P.pdf (Abruf: 06.04.2010).
- [9] DiMaggio und Powell (1983): The Iron Cage Revisited: Institutional Isomorphism and Collective Rationality in Organizational Fields. American Sociological Review, Vol. 48, S. 147-160.
- [10] Hasse und Krücken (1999): Neo-Institutionalismus. transcript, Bielefeld.
- [11] Schmidt (2000): Die Modellierung menschlichen Verhaltens. SCS – European Publishing House, Delft u. a.
- [12] Strube (1996): Emergenz. In: Strube et al. (Hrsg.): Wörterbuch der Kognitionswissenschaft, S. 139. Klett-Cotta, Stuttgart.
- [13] Urban (2004): Das Referenzmodell PECS: Agentenbasierte Modellierung menschlichen Handelns, Entscheidens und Verhaltens. Dissertation, Fakultät für Informatik und Mathematik, Universität Passau.

- [14] BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2009): EEG-Mittelfristprognose: Entwicklungen 2000 bis 2015. Online: http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xbcr/eeg_kwk/2009-05-11_EEGMittelfristprognose-bis-2015%281%29.pdf (Abruf: 20.06.2010).
- [15] Nitsch et al. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis des Leitszenario 2010. Berlin. Online: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/langfristszenarien_ee_bf.pdf (Abruf: 31.01.2011).
- [16] Carley (1996): Validating Computational Models. Social and Decision Sciences. Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA. Online: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.87.9019&rep=rep1&type=pdf> (Abruf: 29.04.2010).
- [17] Sensfuss, Ragwitz, Genoese (2008): The Merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. Energy Policy, Vol. 36 (8), S. 3076-3084.
- [18] Wenzel (2009): Strom aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020. Kosten-Nutzen-Betrachtung ausgewählter Aspekte. Teltow. Online: http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/Studie_Ausbau_EE_Strom_2020_Kosten-Nutzen-Analyse_01.pdf (Abruf: 05.05.2010).