



Thomas Kast  
Simulation · Solutions



# **Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen**

## **Kurzfassung des Abschlussberichts**

**Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde unter dem Förderkennzeichen 0325182 mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert.**

**Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.**

**Stuttgart, Vilshofen, Saarbrücken**

**April 2013**

**Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)**

Institut für Technische Thermodynamik  
Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung  
Pfaffenwaldring 38-40  
70569 Stuttgart

Matthias Reeg  
Kristina Nienhaus  
Uwe Pfenning  
Nils Roloff  
Marc Deissenroth

**Zentrum für Interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung  
der Universität Stuttgart (ZIRIUS)**

Institut für Sozialwissenschaften der Universität Stuttgart  
Seidenstr. 36  
70174 Stuttgart

Sandra Wassermann  
Wolfgang Hauser  
Wolfgang Weimer-Jehle

**Thomas Kast Simulation Solutions**

Waizenbach 28a  
94474 Vilshofen

Thomas Kast

**Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH (IZES)**

Altenkesseler Str. 17  
66115 Saarbrücken

Uwe Klann

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Problemstellung.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Methodischer Ansatz und Vorgehensweise.....</b>	<b>2</b>
	<b>2.1 Agentenbasierte Modellierung.....</b>	<b>2</b>
	<b>2.2 Akteursanalyse.....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Ergebnisse.....</b>	<b>8</b>
	<b>3.1 Statische Simulationen.....</b>	<b>9</b>
	3.1.1 Entwicklung der Marktstruktur.....	9
	3.1.2 Entwicklung bei der Nutzung des Regelenergiemarktes.....	15
	3.1.3 Entwicklung der Bedarfsorientierung und Abregelung.....	16
	3.1.4 Entwicklung des Fördervolumens.....	16
	<b>3.2 Dynamische Simulationen.....</b>	<b>17</b>
<b>4</b>	<b>Fazit und Ausblick.....</b>	<b>19</b>

# 1 Problemstellung

Für einen weiterhin erfolgreichen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) müssen zukünftig einige Mechanismen des Strommarktes neu gestaltet werden. Es besteht die Herausforderung, das fluktuierende Potenzial an Wind- und Solarstrom sowie die bislang größtenteils unflexible Erzeugung aus grundsätzlich regelbaren Biomasseanlagen mit der jeweiligen Nachfrage in Ausgleich zu bringen. Als eine Möglichkeit, diesen Prozess zu steuern, wird eine Marktintegration der EE mit einhergehender Ausrichtung der EE-Stromerzeugung an Preissignalen der Strommärkte gesehen.

In den letzten Jahren sind daher von der Politik neue Förderinstrumente wie die gleitende Marktprämie zur Direktvermarktung (DV) von EE-Strom eingeführt worden. Im Vorfeld der Einführung des Marktprämienmodells gab es für Lieferanten von Strom bereits die Möglichkeit, sich über die Nutzung des sogenannten Grünstromprivilegs von der Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Umlage befreien zu lassen und Strom aus Anlagen, die nach dem EEG eine Vergütung erhalten können, auch direkt an Endkunden zu vermarkten. Im EEG 2012 wurde das Grünstromprivileg jedoch grundsätzlich novelliert, was eine Direktvermarktung über diesen Weg ab 2012 deutlich unattraktiver machte. Durch den ursprünglich im EEG 2012 vorgesehenen zusätzlichen Anreiz zur Direktvermarktung mithilfe einer relativ hohen Managementprämie („alte“ ManP) setzte vor allem bei der Windkraft ein regelrechter Boom zur Direktvermarktung über das Marktprämienmodell ein. Um eine Überförderung neuer EE-Anlagen zu vermeiden und Mitnahmeeffekte zu minimieren, wurde daher bereits ein halbes Jahr nach der Einführung des Marktprämienmodells über die Managementprämienverordnung (MaPrV 2012) eine Absenkung der Förderung ab 2013 beschlossen („neue“ ManP).

Die initiale Förderung der Direktvermarktung von EE sowie die anschließende Anpassung energiewirtschaftlich relevanter Parameter und Rahmenbedingungen hat auf dem Markt einerseits weitreichende Konsequenzen für die an der Direktvermarktung beteiligten Akteure. Andererseits bewirken Anpassungen im Akteursverhalten wiederum Änderungen auf höherer Systemebene (zum Beispiel bei den Großhandelsstrompreisen).

Für eine umfassende Bewertung von Politikinstrumenten ist es unerlässlich, diese Interdependenzen mit zu berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund wurde das agentenbasierte Simulationsmodell AMIRIS (**A**gentenbasiertes **M**odell zur **I**ntegration **R**egenerativer in den **S**trommarkt)<sup>1</sup> im Rahmen dieser Studie methodisch umfassend weiterentwickelt. Als An-

---

<sup>1</sup> Vgl. Krewitt, Nienhaus, Roloff, Weeber, Reeg, Weimer-Jehle, Wassermann, Fuchs, Kast, Schmidt, Leprich, Hauser (2011): Analyse von Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte auf der Basis agentenbasierter Simulation. Projektbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart, Vilshofen, Saarbrücken.

wendungsbeispiel wurden dabei Auswirkungen der zuvor beschriebenen energiewirtschaftlichen Instrumente und ihrer nachträglichen Änderung auf die beteiligten Akteure als auch auf das EE-Vermarktungssystem als Ganzes analysiert.

## **2 Methodischer Ansatz und Vorgehensweise**

### **2.1 Agentenbasierte Modellierung**

Einem komplexen System - als welches das Energie- bzw. Stromversorgungssystem betrachtet werden kann - liegen vielfältige Interdependenzen der Subsysteme sowie nur schwer nachvollziehbare Ursache-Wirkungsbeziehungen zu Grunde. Für die Modellierung des Verhaltens heterogener Akteure, die in komplexen Systemen miteinander interagieren, sind insbesondere agentenbasierte Modelle geeignet. Bei diesem Ansatz steht der in soziale Systeme eingebundene, lernende Akteur mit seinen Wahrnehmungen und Handlungsmustern im Zentrum der Modellierung.

In der agentenbasierten Modellierung haben (unter Umständen sehr) viele Einheiten (Agenten, die zum Beispiel Akteure aus der Realität abbilden) Entscheidungs- oder Handlungsmöglichkeiten. Das Systemverhalten resultiert aus den Handlungen der einzelnen Agenten und wird nicht, wie in klassischen Simulationsmodellen üblich, auf Systemebene zentral vorgegeben bzw. gesteuert.

Besonderes Interesse gilt dabei der Analyse emergenten Verhaltens. Von emergentem Verhalten kann man sprechen, wenn auf einer höheren 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<sup>2</sup>.

Agenten in agentenbasierten Simulationsmodellen weisen in der Regel folgende charakteristische Merkmale auf<sup>3</sup>:

---

<sup>2</sup> Schmidt (2000): Die Modellierung menschlichen Verhaltens. Delft, Erlangen, Ghent, San Diego: SCS – European Publishing House. Strube (1996): Emergenz. In Strube, G., Becker, B., Freksa, C., Hahn, U., Opwis, K., Palm, G. (Hrsg.). Wörterbuch der Kognitionswissenschaft. Stuttgart: Klett-Cotta. 139.

<sup>3</sup> Urban (2004): Das Referenzmodell PECS: Agentenbasierte Modellierung menschlichen Handelns, Entscheidens und Verhaltens; Dissertation, Faculty for the Department for Mathematics and Informatics, University of Passau, OPUS – Passau, <http://www.opus-bayern.de/uni-passau/volltexte/2005/47/>

- Agenten besitzen eine interne Struktur;
- Agenten besitzen eine interne Repräsentation ihrer Umwelt;
- Agenten haben die Fähigkeit, sich an eine sich verändernde Umwelt anzupassen, indem sie die interne Repräsentation ihrer Umwelt anpassen;
- Agenten zeigen autonomes und spezifisches Verhalten;
- jeder Agent formuliert eindeutige Ziele;
- Agenten verfügen über adaptive Strategien, um diese Ziele zu erreichen (Lernfähigkeit);
- Agenten weisen die Fähigkeit zum Planen auf;
- Agenten können mit anderen Agenten kooperieren und kommunizieren.

So entsprechen insbesondere agentenbasierte Modelle den Anforderungen, adaptive Strukturen und Verhaltensänderungen aufgrund des Wechsels äußerer Gegebenheiten untersuchen zu können, da bei der agentenbasierten Simulation der in soziale Systeme eingebundene lernende Akteur mit seinen Wahrnehmungen und Handlungsmustern im Zentrum steht<sup>4</sup>.

Abbildung 1 zeigt die aktuelle Gesamtmodellstruktur. Die EE-Anlagenbetreiber (AB) können entweder den in ihren Kraftwerken erzeugten Strom direkt an den Netzbetreiber (NB) liefern und sich ihre EEG-Vergütung auszahlen lassen, oder einen Vertrag mit einem Zwischenhändler (ZWH) abschließen und ihren Strom direkt vermarkten lassen. Die ZWH übernehmen sämtliche Pflichten der Vermarktung, erhalten vom NB Vergütungszahlungen aus Förderinstrumenten (EEG-Einspeisevergütung oder Marktprämie) sowie die Erlöse aus der etwaigen Vermarktung an der Strombörse. Im Gegenzug zahlen sie den AB eine Vergütung in Höhe des jeweiligen EEG-Festvergütungssatzes sowie einen zusätzlichen Bonus. Als weitere Einnahmequelle können die ZWH bestimmte Klassen von Biomasseanlagen auf dem Regellenergie Markt anbieten.

Physikalisch fließt der Strom immer über den NB zum Lieferanten, der die Nachfrage symbolisiert und als Senke des Systems dient. Die Nachfrageseite wird noch nicht explizit modelliert.

Eine Neuerung im Vergleich zu dem im Pilotprojekt entwickelten Modell ist die Abbildung der Vermarktung der Strommengen aus Photovoltaik- und Biomasseanlagen neben denen aus Windkraftanlagen. Bei der Biomasse wird dabei in Anlagen mit fester Biomasse (FBM) und Biogasanlagen (BGA) unterschieden. Die damit jetzt im Modell repräsentierte EE-Stromerzeugung beträgt 93,5 % der EEG-Einspeisung und 80 % der gesamten EE-Einspeisung (Stand Ende 2010).

---

<sup>4</sup> Für eine ausführliche Beschreibung dieser Eigenschaften agentenbasierter Modelle wird auf den Bericht des Vorgängervorhabens zu AMIRIS verwiesen (siehe Krewitt et al. (2011)).

Eine weitere, zentrale Neuerung stellt die modellendogene Berechnung des Börsenpreises mit Hilfe eines stündlich aufgelösten Merit Order-Modells für den konventionellen Kraftwerkspark dar<sup>5</sup>. Somit können nun direkte Effekte auf den Großhandelspreis berücksichtigt werden, die sich durch eine erhöhte Einspeisung von EE-Strom bzw. aus Verhaltensänderungen der EE-Anlagenbetreiber ergeben. Des Weiteren wurden der Regelenergiemarkt für negative Minutenreserve sowie eine Abbildung der Ausgleichsenergiepreise in die Modellierung mit aufgenommen<sup>6</sup>.

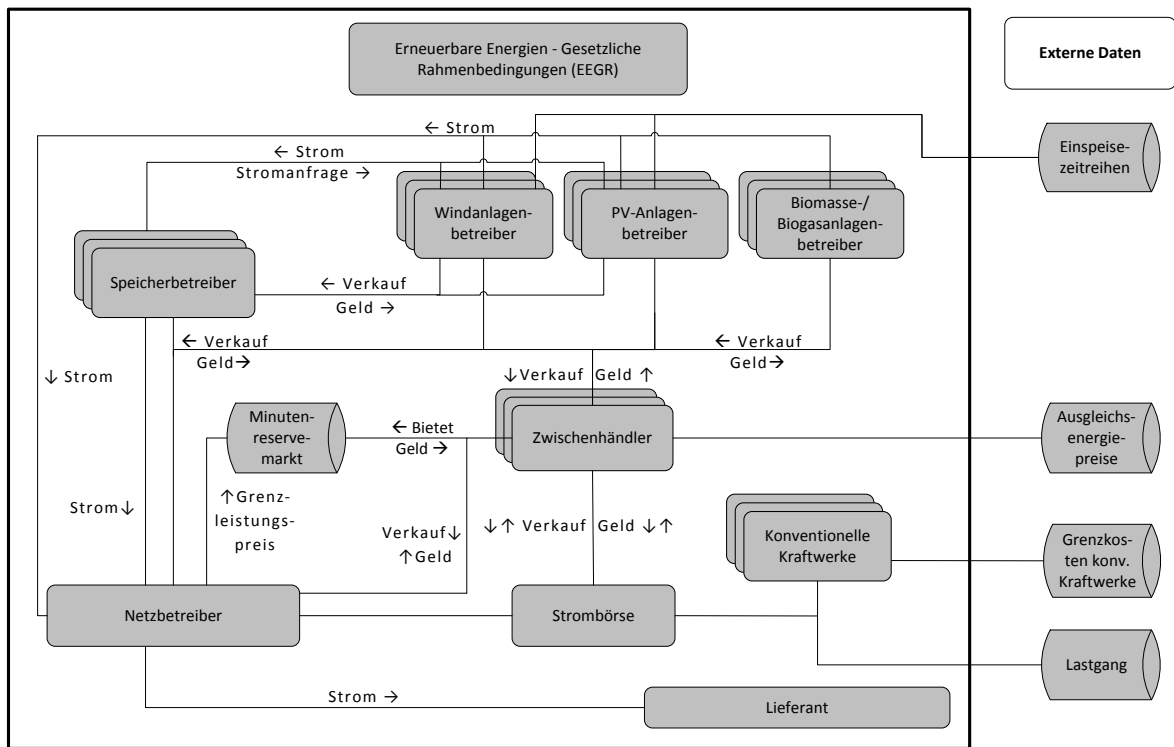


Abbildung 1: AMIRIS Gesamtmodellstruktur.

## 2.2 Akteursanalyse

Anders als bei etablierten Strommarktmodellen stellten nicht allein theoretische Überlegungen und empirische Makrodaten die Ausgangsbasis für die Entwicklung von AMIRIS dar, sondern es wurden für die Modellentwicklung auch einzelne Akteure betrachtet und empiri-

<sup>5</sup> Die Preisberechnung nach der Merit Order wird für bestimmte Intervalle der Residuallast außer Kraft gesetzt, denen sehr geringe oder negative Börsenpreise zugeordnet werden.

<sup>6</sup> Der Markt für negative Minutenreserve wird mittels der Implementierung des Grenzleistungspreises über eine lineare Regression abgebildet. Als erklärende Variablen dienen die Last, die Windeinspeisung und der Börsenpreis. Die Preise für Ausgleichsenergie werden per Zufallszug aus dem Histogramm der regelzonenübergreifend einheitlichen Bilanzausgleichspreise (reBAP) des Jahres 2011 ermittelt (für Sensitivitätsanalysen wurde diese Verteilung in zwei Szenarien geändert, die eine Annäherung der ursprünglichen Verteilung an eine Gleichverteilung zugrundelegten).

sche Erhebungen zum Akteursverhalten berücksichtigt. So war es Ziel bei der die Modellierung der verschiedenen Agenten, eine möglichst realitätsnahe Abbildung existierender Akteure auszugestalten, was explizit auch einer Abkehr von den Annahmen eines rationalen Akteursverhaltens unter vollständiger Information eines neoklassischen Homo Oeconomicus gleichkam. Für eine möglichst wirklichkeitsnahe Modellierung wurden Interessen und Motivationsstrukturen der zentralen Marktakteure empirisch erhoben und eine Typenbildung durchgeführt. Auf diese Weise konnten Annahmen getroffen werden, in welcher Hinsicht sich die zentralen Akteure substantiell unterscheiden und wie diese Unterschiede, z.B. aufgrund von Größe und Herkunft, auch zu unterschiedlichen Strategien bei der Direktvermarktung führen.

Um die zu untersuchenden Fragestellungen in einem Simulationsmodell analysieren zu können, wurden in einem ersten Schritt auf Basis wirtschaftssoziologischer Thesen zu organisationalen Feldern die zentralen Akteure, nämlich die direktvermarktenden Wind-, Photovoltaik und Biomasseanlagenbetreiber und Direktvermarkter („Zwischenhändler“) identifiziert und Thesen zu ihren Strategien und ihrem Verhalten abgeleitet. Je nach Zugehörigkeit zu einem organisationalen Feld sind diese Akteure durch unterschiedliche Verhaltensregeln und Geschäftsmodelle gekennzeichnet. Um diese Unterschiede im Akteursverhalten und die sich daraus ergebenden Interdependenzen und systemischen Effekte im Modell untersuchen zu können, wurden im Modell unterschiedliche Typen von Windkraftanlagenbetreibern (WAB), Photovoltaikanlagenbetreibern (PvAB), Biomasseanlagenbetreibern (BmAB) sowie Zwischenhändlern (ZWH) als Agenten abgebildet.

Die gewonnenen Ergebnisse der Akteursanalyse bilden demnach die Grundlage für die Modellierung der internen Struktur der Agenten. Dabei werden die erfassten Zusammenhänge in die Logik der Programmiersprache übersetzt und im Modell benötigte Größen entsprechend quantifiziert. Ein Agent im Modell beschreibt dabei keinen einzelnen Akteur, sondern repräsentiert das Verhalten einer Gruppe bzw. Population von Anlagenbetreibern (AB) oder Zwischenhändlern, die ähnliche Charakteristika aufweist.



Auf Seiten der Anlagenbetreiber wurden entsprechend folgende Typen ausdifferenziert:

- (1) Privatpersonen
- (2) Landwirte
- (3) Banken und Fonds
- (4) Projektierer
- (5) Stadtwerke
- (6) Große Energieversorgungsunternehmen (EVU)
- (7) Industrie

Die Ausdifferenzierung der Zwischenhändler stellt Tabelle 1 dar.

**Tabelle 1: Händlertypen.**

<b>Akteur</b>	<b>Typ</b>
Große EVU	(1) Große EVU
Internationale EVU	(2) Internationale EVU
Stadtwerke	(3) Große Stadtwerke
	(4) Stadtwerke Pionier
	(5) Stadtwerke klein
Grünstromhändler	(6) Grünstromhändler für Endkunden
	(7) Grünstromhändler für Geschäftskunden
	(8) Grünstromhändler für lokale Direktvermarktung
Zwischenhändler für Börse	(9) Neugründung mit Erfahrung
	(10) Neugründung ohne Erfahrung

Für die Abbildung der EE-Anlagen wurde eine Einteilung in technologiespezifische Vergütungsklassen (VK) vorgenommen (vgl.

Tabelle 2). Die Vergütung wird dabei als mit der jeweils installierten Leistung gewichteter Durchschnitt der EEG-Vergütungen aller Anlagen einer Klasse gebildet. Die Bestimmung der Höhe der EEG-Vergütung erfolgt für jede VK für jedes Simulationsjahr separat.

**Tabelle 2: Einteilung der EE-Anlagen in Vergütungsklassen.**

<b>Vergütungs- klasse</b>	<b>Wind (WAB)</b>	<b>PV (PVAB)</b>	<b>Biomasse (BmAB)</b>
<b>1</b>	Grundvergütung	Dachanlage < 30 kW, ab 2012 < 10 kW	Biomasse Heizdampf- kraftwerk 5-20 MW (Altholz, Waldrestholz)
<b>2</b>	Anfangsvergütung (niedri- ger Durchschnitt)	Dachanlage 30-1000 kW, ab 2012 10-1000 kW	Biomasse Holzvergaser
<b>3</b>	Anfangsvergütung (hoher Durchschnitt)	Dachanlage > 1000 kW	Biogasanlage 50-350 kW (Gülle und NawaRo)
<b>4</b>	Offshore	Konversions- und Freiflä- chenanlagen	Biogasanlage > 500 kW (Gülle, NawaRo und Bioabfall)

Eine Darstellung der installierten EE-Leistung nach Vergütungsklassen findet sich beispielhaft für die Jahre 2012 und 2020 in Abbildung 2. Für die Jahre 2006 bis einschließlich 2011 werden in AMIRIS historische Daten zur installierten Leistung verwendet. Für die Jahre ab 2012 wird hinsichtlich der erwarteten Leistungskapazitäten bis 2020 auf die Annahmen der BMU-Leitstudie zurückgegriffen<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Nitsch et. al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Projektbericht im Auftrag des BMU; DLR Stuttgart, Fraunhofer-IWES Kassel, IFNE Teltow, März 2012.

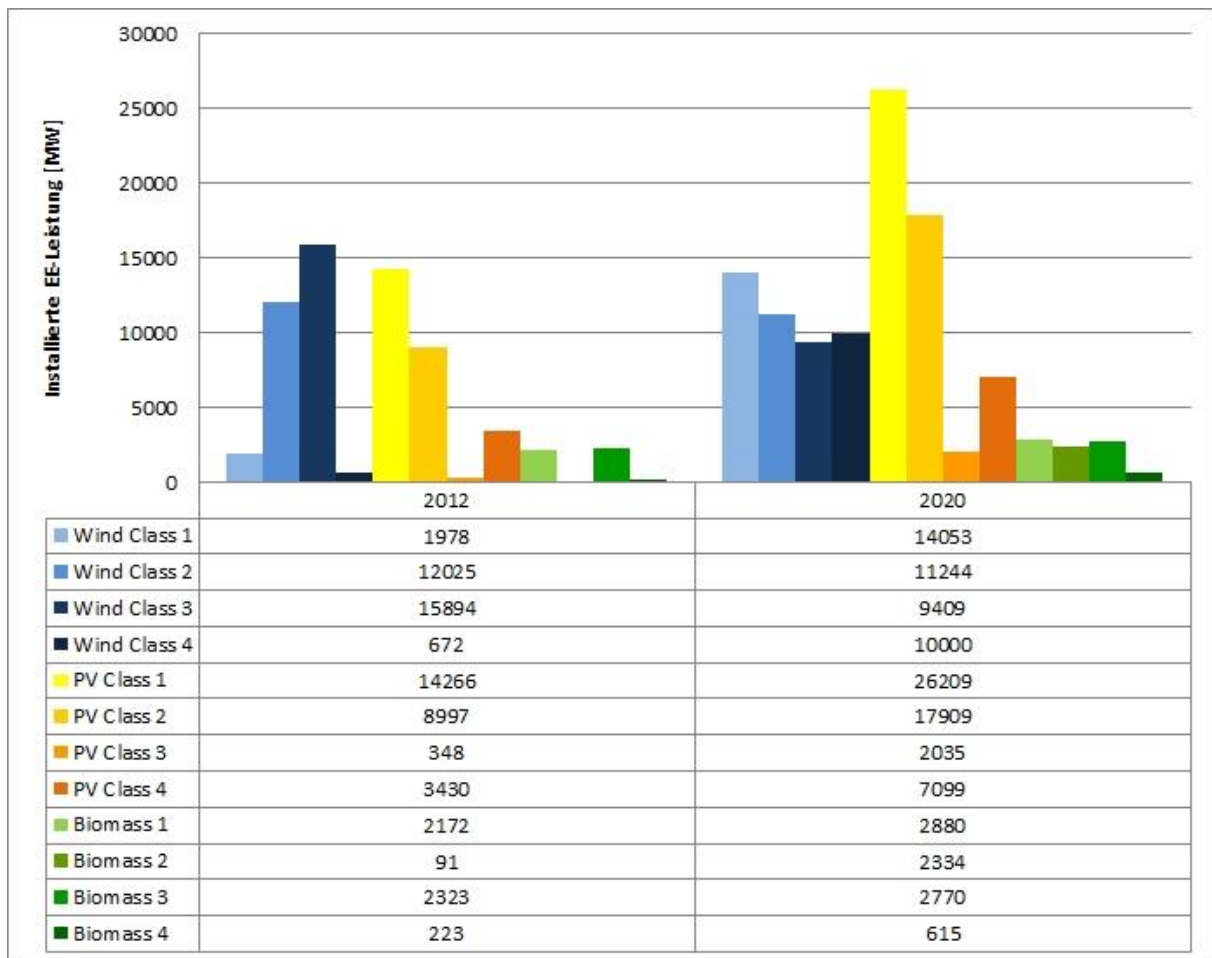


Abbildung 2: Installierte EE-Leistung nach Vergütungsklassen in AMIRIS in den Jahren 2012 und 2020.

### 3 Ergebnisse

Der Aufbau und die Struktur des Modells machen AMIRIS als Tool zur Politikberatung sehr flexibel, und Simulationsexperimente können über verschiedene Parametereinstellungen vielfältig konfiguriert werden. Auf diese Weise ermöglicht es das Modell, Auswirkungen auf der Mikroebene (Akteursebene) sowie der Makroebene (Energiesystemebene) der verschiedenen Varianten von Förderinstrumenten oder Änderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen modelltechnisch zu analysieren. Die Ergebnisse sollen Entscheidungsträgern in der Politik bei der Beantwortung folgender beispielhafter Fragen helfen:

- Wie gestaltet sich die Marktstruktur bei den Zwischenhändlern nach der Einführung der Marktprämie?
- Welche Faktoren (Prognosegüte, Portfoliozusammensetzung, Profilservicekosten etc.) stärken bzw. schwächen die Marktpositionen der Zwischenhändler?
- Welche Klassen von Anlagenbetreibern profitieren am stärksten von der Direktvermarktung?

- Reichen die am Markt vorhandenen Anreize aus, um durch die Marktintegration eine flexiblere EE-Einspeisung zu realisieren?
- Lässt sich die notwendige Investition in die Umrüstung der Anlagen durch einen zusätzlichen Nutzen und damit verbundene Mehreinnahmen refinanzieren?
- Was passiert, wenn durch politische Maßnahmen die Zahlungen von Prämien und sonstiger Förderung reduziert werden?
- Welche Auswirkungen hat die Entwicklung der Großhandelspreise an der Strombörse und des Regelenergiemarktes auf die Direktvermarktung?

Die inzwischen äußerst komplexe Struktur des AMIRIS-Modells lässt einerseits vielfältige detaillierte Analysen zu, erfordert auf der anderen Seite aber teilweise eine aufwändigere Interpretation der Ergebnisse. Nur mit einem guten Modellverständnis lassen sich die Einschränkungen der Übertragbarkeit der Modellergebnisse auf die Realität angemessen berücksichtigen. Auf diese Einschränkungen wird bei der Analyse der Ergebnisse explizit hingewiesen, so dass keine vorschnellen Schlüsse gezogen werden sollten.

### **3.1 Statische Simulationen**

Mit der statischen Modellversion – die im Gegensatz zur dynamischen Modellversion keinen Wettbewerb der Zwischenhändler um Vermarktungsverträge mit EE-Anlagenbetreibern abbildet – können vielfältige Analysen auf Seiten der Anlagenbetreiber und Zwischenhändler durchgeführt werden, um beispielsweise die Auswirkungen der Direktvermarktung auf die Einnahmensituation zu untersuchen. Zusätzlich lässt sich analysieren, welches Potenzial eine zusätzliche Vermarktung auf dem Regelenergiemarkt bietet und inwiefern durch die Direktvermarktung ein bedarfsorientiertes Einspeiseverhalten der EE-Anlagen angereizt wird. Darüber hinaus wurde untersucht, welches zusätzliche Fördervolumen durch das neue Instrument der Marktprämie im Vergleich zu einem fiktiven System einer reinen EEG-Einspeisevergütung entsteht.

#### **3.1.1 Entwicklung der Marktstruktur**

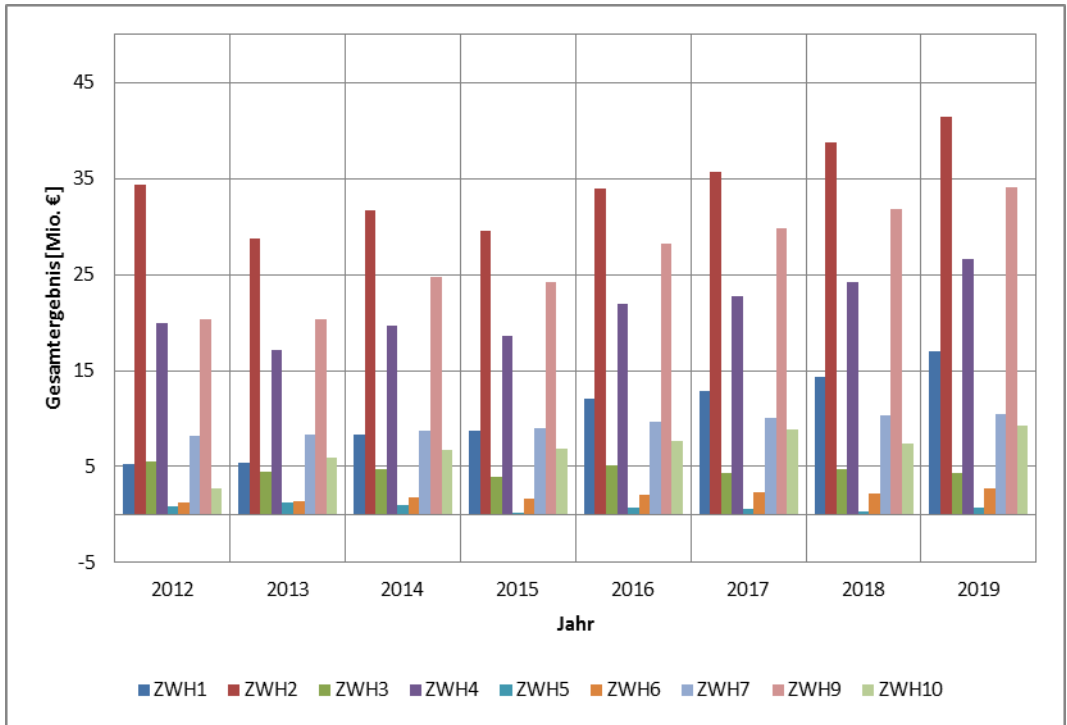
Nach den ersten Simulationsergebnissen profitieren auf Seiten der Direktvermarkter vor allem Zwischenhändler, die bereits Erfahrungen in verwandten Bereichen – vor allem dem Energiehandel – und bei der Direktvermarktung gesammelt haben, und die sich frühzeitig um Verträge mit Onshore-Windstromerzeugern gekümmert haben, von der Einführung der Marktprämie. Die größten Profiteure der Einführung der Marktprämie zur Direktvermarktung von EE-Strom sind demnach die Akteursgruppen der internationalen Energieversorgungsunternehmen (ZWH-Typ 2), große Stadtwerke, die sich frühzeitig mit dem Thema der Direktvermarktung auseinandergesetzt haben und somit „First Mover“-Vorteile nutzen

können (ZWH-Typ 4), und die neugegründeten spezialisierten Direktvermarkter, die frühzeitig große Onshore-Windkapazitäten unter Vertrag nehmen konnten (ZWH-Typ 9). Unter der Reduktion der Managementprämie leiden vor allem kleinere Direktvermarkter mit kleinen Portfolios und schlechterer Prognosequalität, so dass eine Marktkonzentration in den Jahren nach der vollständigen Degression der Managementprämie ab 2015 wahrscheinlich erscheint. Abschließende Urteile darüber können allerdings erst nach der Berücksichtigung der zusätzlichen Erlöspotentiale bei einer Vermarktung über den Regelenergiemarkt gefällt werden.

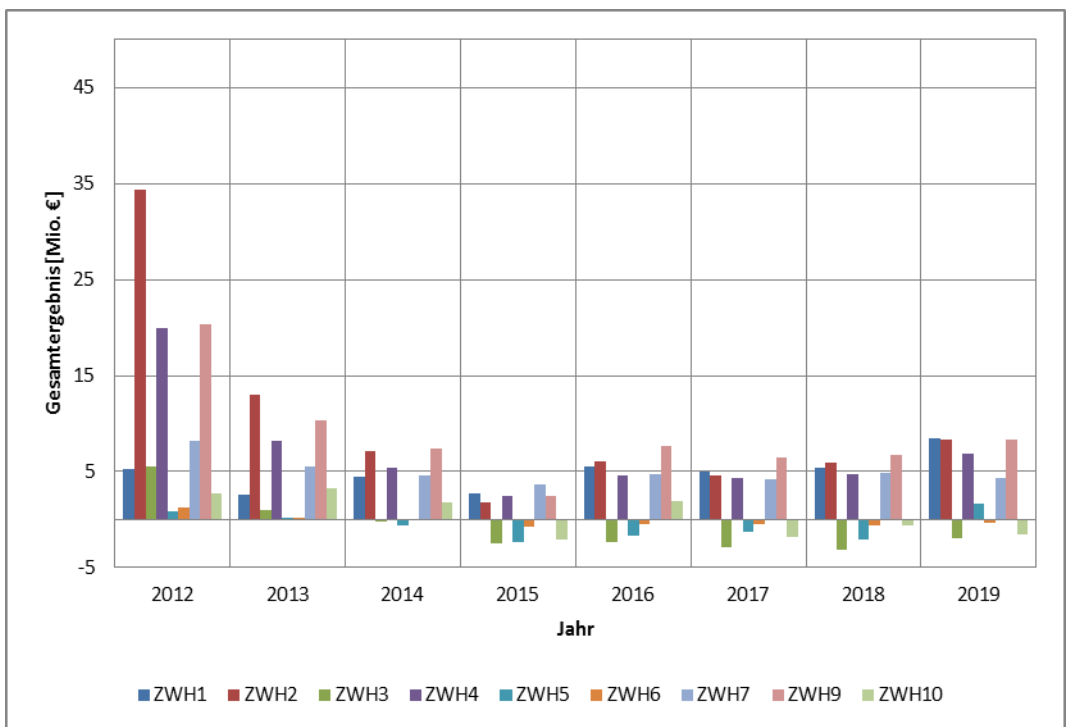
Die Entwicklungen der jährlichen Gesamtergebnisse der verschiedenen Zwischenhändlertypen (im Gesamtergebnis sind alle Einnahmen und Ausgaben pro Bilanzperiode kumuliert, die direkt und indirekt mit der Vermarktungsaktivität in Verbindung stehen) in den Simulationsläufen mit „alter“ Managementprämie sowie mit „neuer“ Managementprämie zeigen die Abbildung 3 und Abbildung 4. Dabei muss die Gesamteinnahmesituation der ZWH aus den Modellläufen noch mit einer gewissen Vorsicht betrachtet werden. Sie hängt in der Realität entscheidend von den Ausgleichsenergiekosten ab, die den Händlern als Teil der Profilservicekosten entstehen. Je nachdem, wie stark der Händler durch eine Abweichung seiner Einspeisung von seinem Fahrplan zum Bilanzausgleich des Netzregelverbundes beigetragen oder das Defizit sogar erhöht hat und welcher Ausgleichsenergiepreis errechnet wird, erhält er Zahlungen für Ausgleichsenergie oder muss diese leisten<sup>8</sup>. Die Leistungsprognosequalität spielt deshalb eine zentrale Rolle bei der wirtschaftlichen Entwicklung der ZWH.

---

<sup>8</sup> Für die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise konnte der ab dem 01.12.2012 geltende Mechanismus nicht mehr im Modell berücksichtigt werden.

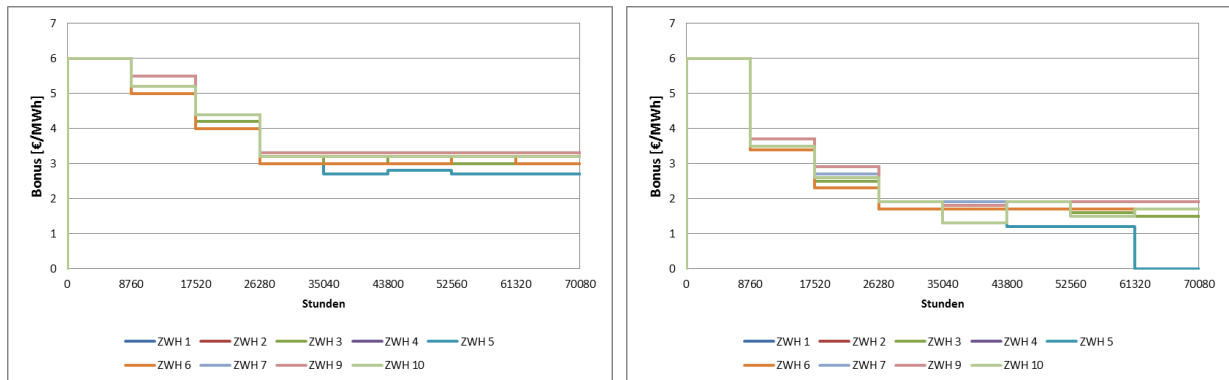


**Abbildung 3:** Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der neun an der DV über die Marktprämie beteiligten ZWH bei Lauf ManP „alt“.

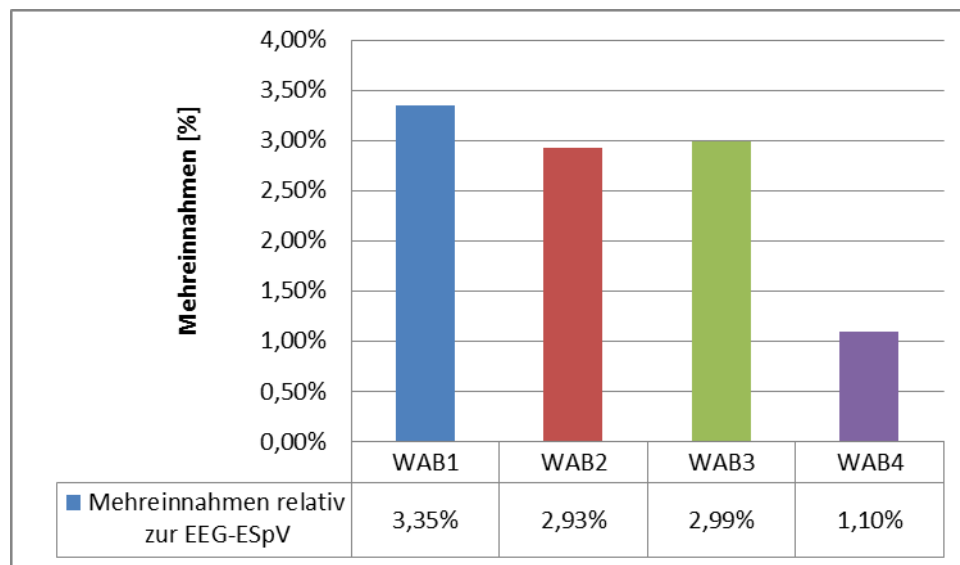


**Abbildung 4:** Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der neun an der DV über die Marktprämie beteiligten ZWH bei Lauf ManP „neu“.

Auf der Seite der Anlagenbetreiber sind es vor allem die WAB, die von der Direktvermarktung über die Marktprämie profitieren, da die zusätzlich gezahlten Boni der ZWH (vgl. Abbildung 5) relativ hoch im Vergleich zu ihren jeweiligen EEG-Einspeisevergütungssätzen sind (zum Beispiel Mehrverdienstmöglichkeiten in Höhe von circa 3 % für Onshore-Windanlagenbetreiber bei abgesenkter „neuer“ Managementprämie in Bezug auf die Einnahmen im Falle einer reinen EEG-Einspeisevergütung, vgl. Abbildung 6).

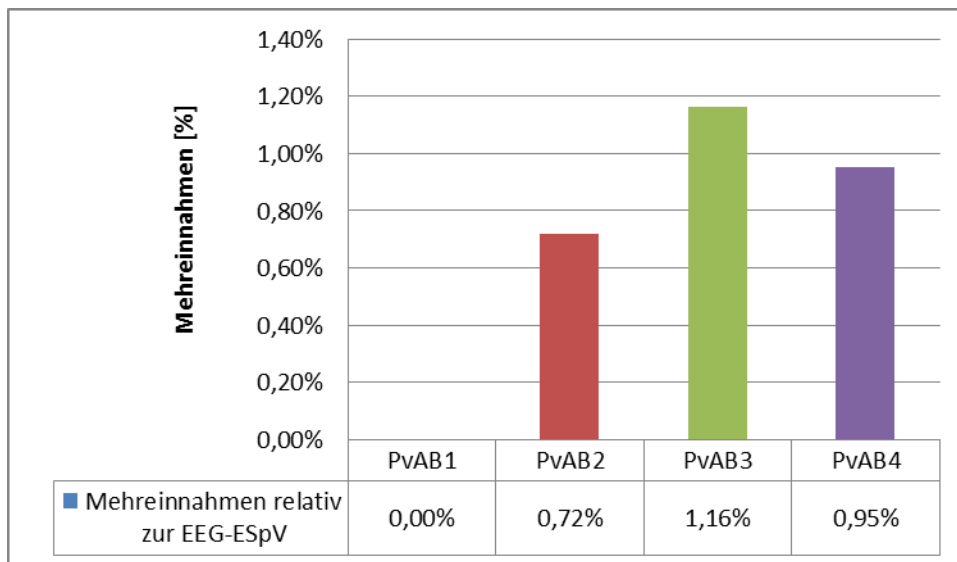


**Abbildung 5:** Entwicklung der Bonushöhe für fluktuierende EE-Technologien von 2012-2019 / links: Lauf ManP "alt", rechts: Lauf ManP "neu".



**Abbildung 6:** Mehreinnahmen der WAB durch Teilnahme an der DV über die Marktprämie im Verhältnis zur EEG-Einspeisevergütung - Lauf ManP "neu".

Die Mehreinnahmen der PvAB bewegen sich dagegen auf einem deutlich niedrigeren Niveau (PvAB1: keine DV / PvAB2: 0,72 % / PvAB3: 1,16 % / PvAB4: 0,95 %; Abbildung 10).



**Abbildung 7: Mehreinnahmen der PvAB durch Teilnahme an der DV über die Marktprämie im Verhältnis zur EEG-Einspeisevergütung - Lauf ManP "neu".**

Für die Biomasseanlagen (BmAB), die sowohl technisch als auch ökonomisch am besten in den bestehenden Markt integriert werden können, sind die ökonomischen Anreize zum Wechsel in die Direktvermarktung ebenfalls sehr gering. Die Mehrverdienstmöglichkeiten im Vergleich zur EEG-Einspeisevergütung liegen bei 1,12 % für Anlagen der Vergütungskategorie 1 (BmAB1 - große Biomasseheizkraftwerke) und bei sogar nur 0,57 % (BmAB3) bzw. 0,64 % (BmAB4) für Biogasanlagen (vgl. Abbildung 8) - und damit deutlich unter denen der WAB. Die mit einem vereinfachten Tag-Nacht-Zyklus flexibel einspeisenden Biomasseanlagen profitieren von der Direktvermarktung über die Marktprämie also nicht wie erwartet. Bisherige Analysen zu den Potenzialen einer flexiblen Einspeisung scheinen an dieser Stelle nicht die Interdependenzen mit der restlichen EE-Einspeisung zu berücksichtigen. Der weitere anzunehmende Anstieg der installierten Leistung von Fotovoltaik (PV)-Anlagen drückt die noch vorhandenen hohen Mittagspreise bis 2020 so stark, dass auch der relative Marktwert der Biomasseanlagen am Ende der Simulationen auf unter 100 % fällt (vgl. Abbildung 9). Ob durch eine flexiblere Fahrweise die potenziellen zusätzlichen Erlösmöglichkeiten hoch genug sind, um größere Investitionen wie Wärmespeicher für Biomasse-Heizkraftwerke zu refinanzieren, bleibt fragwürdig. Erst durch eine zusätzliche Teilnahme am Regelenergiemarkt wird die Direktvermarktung für Biomasseanlagen sehr lukrativ.



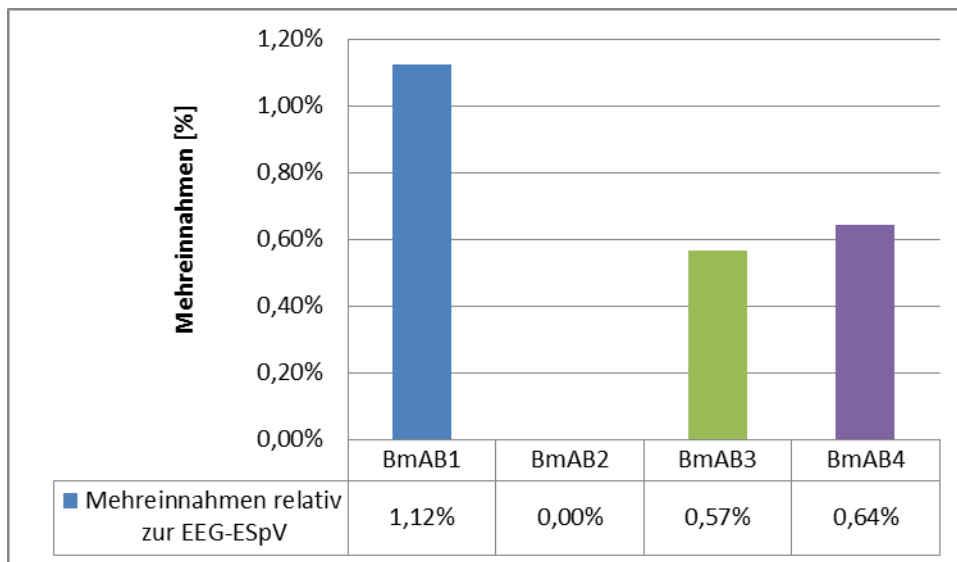


Abbildung 8: Mehreinnahmen der BmAB durch Teilnahme an der DV über die Marktprämie im Verhältnis zur EEG-Einspeisevergütung - Lauf ManP "neu".

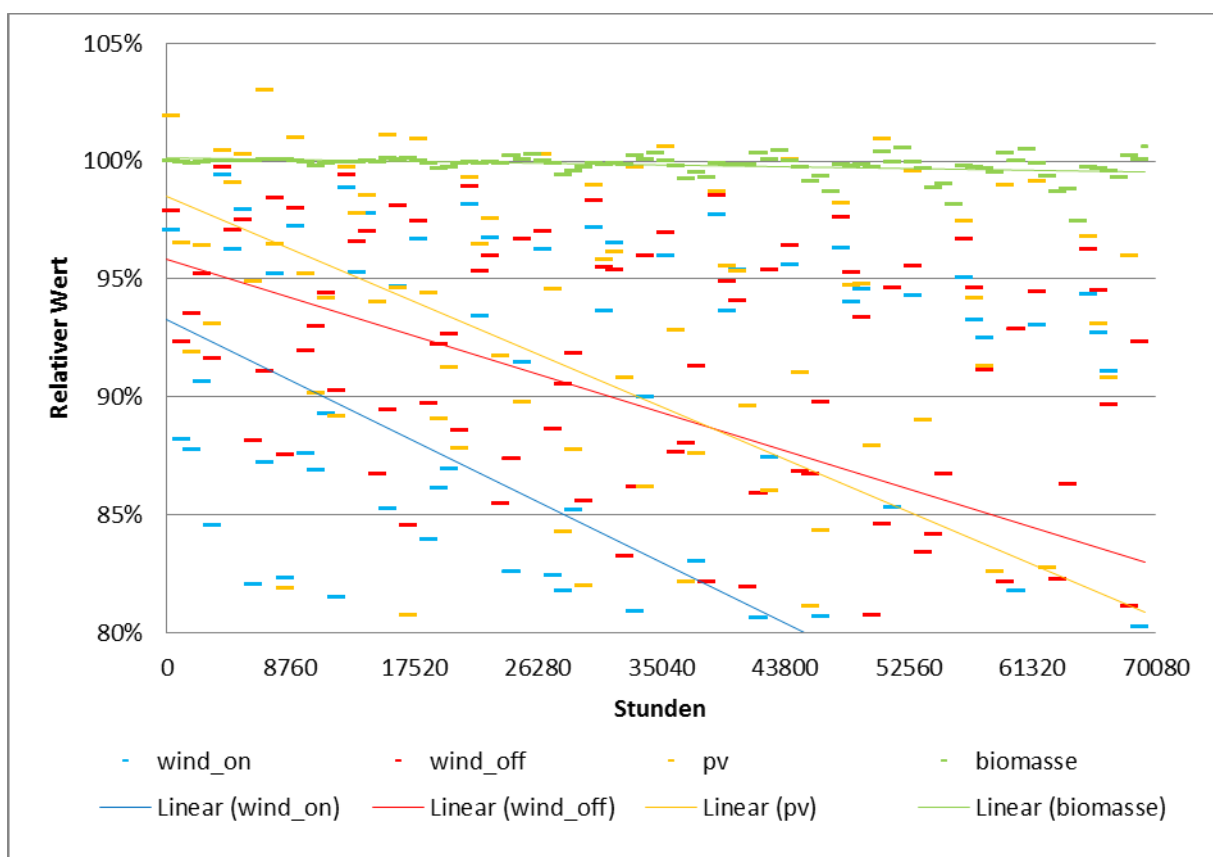


Abbildung 9: Entwicklung der relativen Marktwerte der EE-Einspeisung von 2012-2019.

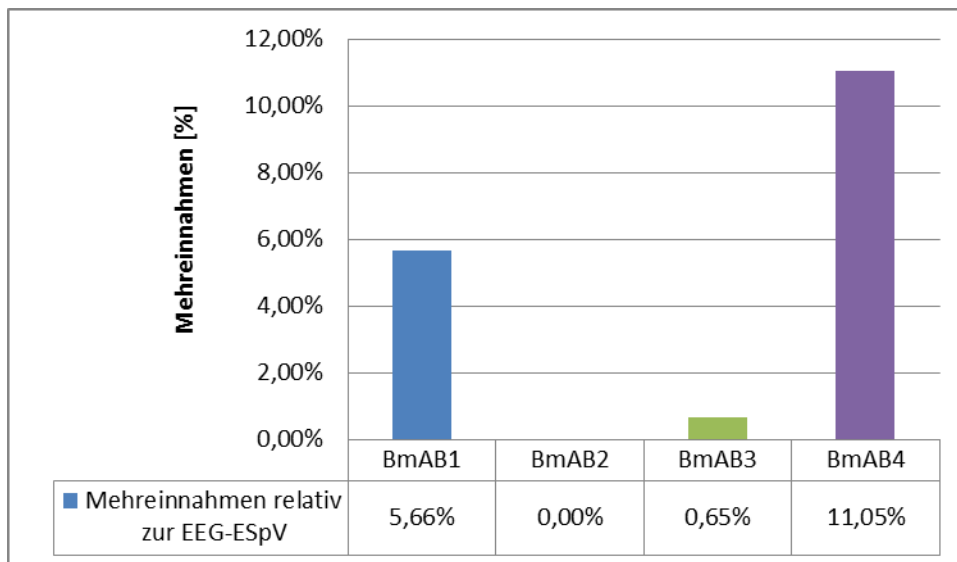
Somit stellt sich die Frage, ob mit der Marktprämie in ihrer jetzigen Ausgestaltung die richtigen Anreize bei den relevanten Akteuren gesetzt werden. Bisher profitieren auf EE-Betreiberseite vor allem die Anlagentechnologien am stärksten, bei denen die Möglichkeiten

einer Integration in das bestehende Marktdesign ohnehin eingeschränkt sind (Windkraft und PV). Für die Biomasseanlagen, für deren Integration neben ökonomischen vor allem auch gute Gründe im Hinblick auf die Systemstabilität existieren, bestehen allein durch die Marktprämie kaum ausreichend Anreize, ihr Einspeiseverhalten zu ändern. Hier sollte über weitere Instrumente, wie zum Beispiel zur Flexibilisierung großer wärmegeführter Biomasseheizkraftwerke, nachgedacht werden. Mit der Umstellung des Betriebs auf einen vereinfachten Tag-Nacht-Zyklus lässt sich zum Beispiel eine Refinanzierung nötiger Umrüstmaßnahmen für diese Anlagenklasse höchstwahrscheinlich nicht erwirtschaften. Grund hierfür sind die durch den weiteren PV-Ausbau in Zukunft stark fallenden Mittagspreise an der Strombörse.

### **3.1.2 Entwicklung bei der Nutzung des Regelenergiemarktes**

Zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten auf dem Regelenergiemarkt haben den Simulationsläufen nach starke Auswirkungen auf Seiten der Anlagenbetreiber sowie der Zwischenhändler. Mit dieser zusätzlichen Option ist es nach den Ergebnissen aus AMIRIS sehr wahrscheinlich, dass sich eine wesentlich breitere und ausgeglichene Marktstruktur bei den ZWH bis 2020 einstellen wird. Speziell regional verbundenen Akteuren wie den Stadtwerken (ZWH-Typ 3 ‚große Stadtwerke‘ und ZWH-Typ 5 ‚kleine Stadtwerke‘) bieten sich durch ihre engen Kontakte zu Biogasanlagenbetreibern hier gute Verdienstmöglichkeiten. Auch Neugründungen ohne langjährige Erfahrung bei der Direktvermarktung, die sich aber auf bestimmte Anlagengruppen (große PV-Dachanlagen, Freiflächenanlagen, Biogasanlagenpool für Regelenergie) spezialisieren, haben über diese anfänglichen Nischenmärkte später gute Chancen, sich am Markt zu etablieren.

Neben den ZWH profitieren natürlich die AB, deren Leistungen auf dem Regelenergiemarkt angeboten werden, am stärksten von den zusätzlichen Einnahmepotenzialen dieses Vermarktungsweges. Prozentual betrachtet ergeben sich im Lauf ManP „neu“ RE (Lauf mit „neuer“ Managementprämie und Teilnahme am Regelenergiemarkt für negative Minutenreserve) Mehreinnahmepotenziale von 5,66 % bei den BmAB1, 0,65 % bei den BmAB3 und 11,05 % bei den BmAB der VK4 (siehe Abbildung 10).



**Abbildung 10:** Mehreinnahmen der BmAB durch Teilnahme an der DV über Marktprämie sowie am Markt für negative Minutenreserve im Verhältnis zur EEG-Einspeisevergütung - Lauf ManP "neu" RE.

### 3.1.3 Entwicklung der Bedarfsorientierung und Abregelung

Auf der Systemebene werden nach den Ergebnissen aus AMIRIS durch die Marktintegration der EE-Anlagen über die Marktprämie bis zum Jahr 2020 keine wesentlichen Effekte erwartet. Die aufgrund der Ausrichtung an Börsenpreissignalen abgeregelten Strommengen bei negativen Großhandelspreisen bleiben bis 2020 energiewirtschaftlich nahezu irrelevant und belaufen sich bei den Windanlagen auf kumuliert 1.700 Gigawattstunden, bei der PV auf lediglich 26,6 Gigawattstunden und bei den Biomasseanlagen auf ca. 200 Gigawattstunden (innerhalb der nächsten acht Jahre ab 2012). Wichtig ist jedoch herauszustellen, dass in Abhängigkeit des jeweiligen EEG-Vergütungssatzes die Akteure sehr unterschiedlich stark den Abregelungsanreizen unterworfen sind.

### 3.1.4 Entwicklung des Fördervolumens

Aus den Untersuchungen zum monetären Fördervolumen (hier unter der reinen Betrachtung der Zahlungen der EEG-Festvergütung sowie der EEG-Marktprämie) lässt sich festhalten, dass es in der ursprünglichen Ausgestaltung der „alten“ Managementprämie (EEG 2012) zu deutlichen Mitnahmeeffekten auf Seiten der WAB gekommen ist. Auch einige ZWH (die Typen 2, 4, und 9) haben überproportional profitiert. Die durch die Politik erhofften Einsparungen im Fördervolumen durch die abgesenkte „neue“ Managementprämie in Höhe von 100 bis 210 Millionen Euro können durch die Simulationsläufe bestätigt werden. Insgesamt steigen die Förderkosten im Vergleich zu einem fiktiven System mit reiner EEG-Einspeisevergütung von circa 300 Millionen Euro im Jahr 2012 auf 400 Millionen Euro im Jahr 2019.

Interessant ist dabei auch ein Blick auf die indirekt aus dem Fördervolumen zu ziehenden Schlüsse auf die Entwicklung der EEG-Umlage. So werden unter den gegebenen Bedingungen in AMIRIS die durchschnittlichen spezifischen Mehrausgaben zur Förderung des Ausbaus der EE von 112 Euro im Jahr 2012 auf 105 Euro im Jahr 2020 pro erzeugter, vom EEG (auch per Marktprämie) geförderter Megawattstunde fallen.

Die Betrachtung der Fördervolumina zur Einspeisung und Direktvermarktung von EE-Strom reagiert nach dem heutigen EEG-Ausgleichsmechanismus sehr sensibel auf die durchschnittlichen Börsenpreise. Deshalb sollte in Zukunft auch die Rückkopplung auf die Großhandelspreise infolge abgeregelter Strommengen berücksichtigt werden. Außerdem wäre es sinnvoll, auch Flexibilitätsoptionen zu berücksichtigen (Speicher et cetera).

### **3.2 Dynamische Simulationen**

Mit AMIRIS als agentenbasiertem Simulationsmodell besteht darüber hinaus die Möglichkeit, eine Analyse der Auswirkungen auf die Entwicklung der Marktstruktur der an der Marktintegration von EE-Strom beteiligten Akteure vorzunehmen, die auch das Wettbewerbsverhalten berücksichtigt. An dieser Stelle lässt sich damit erstmals von einer Abbildung eines emergenten Verhaltens sprechen, da auf einer höheren 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<sup>9</sup>.

Hierfür wurde das Modell so erweitert, dass im Wettbewerb der Stromhändler um die Anlagenbetreiber letztere nun jährlich ihre Vertragskonditionen mit den Zwischenhändlern überprüfen. Bietet ein anderer Zwischenhändler als der, mit dem der Anlagenbetreiber aktuell vertraglich verbunden ist, einen höheren Bonus, so dass die Differenz auch eine spezifische Wechselschwelle überschreitet, wechselt der Anlagenbetreiber in dessen Portfolio.

Die Ergebnisse der Simulationsläufe weisen auf besonders sensible Einflussfaktoren auf den wirtschaftlichen Erfolg der an der Direktvermarktung beteiligten Akteure hin: Unter den betrachteten Bedingungen (Beschränkung auf Windstrom, keine Berücksichtigung des Regelenergiemarktes) ist dies zum einen die ZWH-spezifische Güte der Leistungsprognose, die maßgeblich seine Kostenstruktur beeinflusst und damit den Spielraum für Anpassungen der an die Anlagenbetreiber gezahlten Boni bestimmt. Diese wiederum wirken sich direkt auf die Position im Wettbewerb um die Anlagenbetreiber aus. Über die dadurch beeinflusste Größe des Portfolios eines ZWH werden über den Portfolioeffekt wiederum seine Kosten für Ausgleichsenergie berührt, womit ein sich selbst verstärkender Effekt vorliegt.

---

<sup>9</sup> Vergleiche Strube (1996).

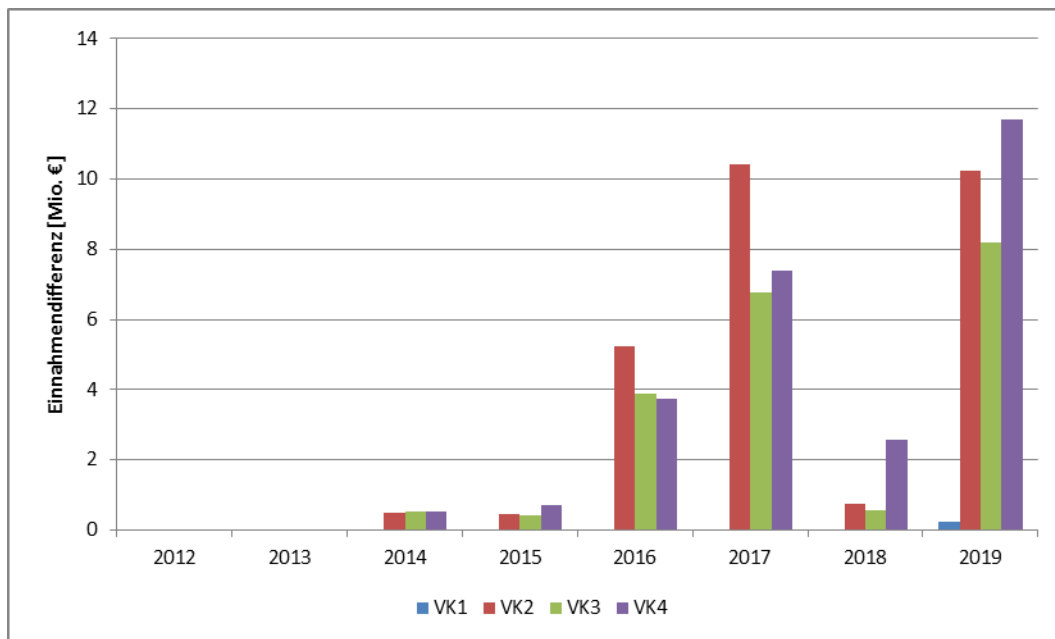
Infolgedessen können sich insbesondere in der Situation mit „neuer“, abgesenkter Managementprämie einige ZWH nicht am Markt halten, sie verlieren ihre Vertragspartner. Da andere wiederum ihre Marktposition stetig verbessern können, erscheint eine Marktkonzentration (ohne Betrachtung alternativer Vermarktungswege) wahrscheinlich.

Ob durch solche Konzentrationseffekte langfristig Positionen von Marktmacht entstehen können, die wiederum gegen die Anlagenbetreiber gerichtet werden können, war zum einen nicht mehr Gegenstand der Untersuchungen. Zum anderen müssten bei entsprechenden Überlegungen Effekte alternativer Vermarktungsmöglichkeiten berücksichtigt werden.

Die zunächst nur betrachteten Windanlagenbetreiber<sup>10</sup> profitieren auf ihrer Einnahmenseite vom Wettbewerb der Zwischenhändler leicht. Zum Beispiel erzielen die WAB der Vergütungskategorie 2 sowohl im Simulationsjahr 2017 als auch 2019 unter Wettbewerbsbedingungen Mehreinnahmen jeweils in Höhe von gut 10 Millionen Euro (vgl. Abbildung 11). Relativ zu den Einnahmen im Fall ohne Wettbewerb entspricht das einem Plus in Höhe von circa 0,4 %. Erläuternd muss hier deshalb darauf hingewiesen werden, dass die Bestimmung der Höhe der von den ZWH gezahlten Boni im Modell bislang ohne Vergleich mit der Bonushöhe der Konkurrenz erfolgt. Es ist anzunehmen, dass in der Realität die wirtschaftlichen Möglichkeiten stärker ausgeschöpft werden, wovon die EE-Anlagenbetreiber entsprechend auch stärker profitieren. Der entsprechende Algorithmus in AMIRIS soll bei einer Weiterentwicklung des Modells deswegen auch dahingehend geändert werden, dass er bei der Berechnung der Bonushöhe nicht nur die eigene wirtschaftliche Situation berücksichtigt, sondern auch die Bonushöhe der Konkurrenten. Die offenbar fehlende Differenz in den Einnahmen der VK 1 ist ebenfalls auf die Parametrisierung des Modells zurückzuführen: Diese Anlagen sind bei der aktuellen Modellversion von Simulationsbeginn an vertraglich an den ZWH mit den besten Konditionen gebunden, so dass sich ein Wechsel nicht lohnt (erst im letzten Simulationsjahr ändern sich die Bedingungen etwas). Auch hier ist eine weitergehende Flexibilisierung geplant.

---

<sup>10</sup> Diese Einschränkung ist vorgenommen worden, da die zeitlichen Ressourcen für eine weitergehende Analyse leider nicht ausreichten. Modelltechnisch wäre auch eine Berücksichtigung sämtlicher EE-Anlagen möglich gewesen.



**Abbildung 11:** Einnahmen der WAB im Lauf ManP „neu“-d (WAB prüfen einen möglichen Wechsel zu einem anderen ZWH) abzüglich der Einnahmen im Lauf ManP „neu“-doW (keine Prüfung der WAB auf einen Wechsel zu einem anderen ZWH).

## 4 Fazit und Ausblick

Erste Simulationsergebnisse zeigen also, dass vor allem Zwischenhändler, die bereits Erfahrungen bei der EE-Direktvermarktung und in verwandten Bereichen – vor allem dem Energiehandel – gesammelt und sich frühzeitig um Verträge mit Onshore-Windstromerzeugern gekümmert haben, von der Einführung der Marktprämie profitieren. Ein sehr wichtiger wirtschaftlicher Faktor für den Erfolg ist dabei die Prognosegüte, die einen signifikanten Einfluss auf die Ausgleichsenergiekosten besitzt. Ohne Betrachtung alternativer Vermarktungswege leiden unter der Reduktion der Managementprämie vor allem kleinere Direktvermarkter mit geringer Prognosegüte und kleinen Portfolios, so dass eine Marktkonzentration in den Jahren nach der vollständigen Degression der Managementprämie ab 2015 wahrscheinlich erscheint.

Auf der Seite der Anlagenbetreiber sind es vor allem die Windanlagenbetreiber, die von der Direktvermarktung über die Marktprämie profitieren, da die zusätzlich gezahlten Boni der Zwischenhändler relativ hoch im Vergleich zu ihren jeweiligen EEG-Einspeisevergütungssätzen sind. Die Biomasseanlagen, die sich generell aufgrund ihrer technischen Voraussetzung für eine Marktintegration eignen, profitieren im Vergleich aller EE-Technologien am geringsten von der Marktprämie. Ob durch eine flexiblere Fahrweise die potenziellen zusätzlichen Erlösmöglichkeiten hoch genug sind, um größere Investitionen wie

Wärmespeicher für Biomasse-Heizkraftwerke zu refinanzieren, bleibt fragwürdig. Erst durch eine zusätzliche Teilnahme am Regelenergiemarkt wird die Direktvermarktung für Biomasseanlagen sehr lukrativ.

Die mit der Absenkung verbundenen erhofften Einsparungen des Fördervolumens i.H.v. 110 bis 210 Mio. Euro werden auch nach den vorliegenden ersten Modellrechnungen sehr wahrscheinlich erreicht. Gleichzeitig zeigt die Berechnung des gesamten Fördervolumens (EEG und MP), dass die spezifischen Mehrkosten zur Förderung der Stromerzeugung aus EE über die Marktprämie bis zum Jahr 2020 leicht, aber kontinuierlich von anfänglich 112 €/MWh auf 105 €/MWh fallen. Eine Abregelung energiewirtschaftlich relevanter Strommengen findet als Folge der Marktintegration der EE-Anlagen über die Marktprämie bis 2020 nicht statt.

Diese und weitere dargestellte Ergebnisse aus diesem Vorhaben bestätigen die Relevanz der von AMIRIS zu erwartenden Aussagen für die wissenschaftliche Politikberatung. Mit dem agentenbasierten Modell kann das Akteursverhalten bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen untersucht werden. Hierbei können nicht nur Untersuchungen Makroebene des Energiesystems zur Marktintegration der EE durchgeführt werden (eingespeiste EE-Strommengen, Marktvolumina, Fördervolumina etc.), sondern auch die Auswirkungen auf der Mikroebene der Marktakteure (Einnahmesituation etc.) beleuchtet werden, die bei der Integration der EE in das Gesamtsystem beteiligt und betroffen sind. AMIRIS schließt damit die in vielen anderen Strommarktmodellen bestehende Lücke zwischen Makro- und Mikroebene und ermöglicht es, die Auswirkungen der Änderung von energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf diesen beiden Ebenen unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen auf der Mesoebene<sup>11</sup> zu untersuchen.

Die AMIRIS-Modellanalysen haben dabei den Vorteil, dass

- 1) den abgebildeten Agenten eine detaillierte sozialwissenschaftliche Akteursanalyse zugrunde liegt,
- 2) somit im Modell die heterogene Akteursvielfalt im Markt berücksichtigt wird,
- 3) die Agenten im Modell nicht allein dem Paradigma des „Homo Oeconomicus“ folgen, sondern von Unsicherheit und Unschärfe betroffen sind,
- 4) mit der dynamischen Modellversion auch emergentes Verhalten auf Systemebene untersucht wird, und
- 5) die Wechselwirkungen zwischen der Systemebene mit ihren Rahmenbedingungen und den Akteuren mit ihrem spezifischen Verhalten analysiert werden.

---

<sup>11</sup> Die Mesoebene stellt das Verbindungsglied zwischen Mikro- und Makroebene dar.

Vorzunehmende Verbesserungen des Modells betreffen bei der Merit-Order-Modellierung vor allem eine detaillierte Abbildung des konventionellen Kraftwerkparks und eine stochastische Abbildung der Entwicklungen der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise. Auf Seiten der Akteure sollte bei der statischen Modellversion die weiterführende Ausdifferenzierung der Anlagenbetreibertypen vollzogen werden. Zusätzlich muss der Markt ständig weiter beobachtet werden, um die Charakterisierung der Akteure aktuell zu halten. Verbesserungen auf Seiten der Agenten konzentrieren sich vor allem auf detailliertere und ausdifferenziertere Algorithmen, die die modellendogenen, agentenabhängigen Parameter für das Entscheidungsverhalten beeinflussen.

Zukünftige Weiterentwicklungen des Modells sollten sich auf eine Abbildung des Intraday-Marktes und weiterer Vermarktungswege der ZWH (Grünstromprivileg und lokale Direktvermarktung) konzentrieren. Wünschenswert wäre es für die Zukunft, die Auswirkungen eines geänderten Marktdesigns bzw. weiterentwickelten EEG auf das Investitionsverhalten im Bereich der EE mit AMIRIS analysieren zu können. Es stellt sich hier auch die Frage, ob eine Marktintegration unter den Rahmenbedingungen des heutigen Marktdesigns insbesondere für die fluktuierenden EE überhaupt sinnvoll ist oder nicht ein gänzlich neues, auf die Erfordernisse der EE ausgerichtetes, Marktdesign erforderlich wäre.