



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

## **Abschlussbericht**

**Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde unter dem Förderkennzeichen 0325015 mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert.**

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

**Stuttgart, Vilshofen, Saarbrücken**

**Februar 2011**

## **In Memoriam Wolfram Krewitt**

**Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)**  
Institut für Technische Thermodynamik  
Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung  
Pfaffenwaldring 38-40  
70569 Stuttgart

Wolfram Krewitt<sup>†</sup>  
Kristina Nienhaus  
Nils Roloff  
Rudolf Weeber  
Matthias Reeg

**Interdisziplinärer Forschungsschwerpunkt Risiko und nachhaltige Technikentwicklung (ZIRN)**  
Institut für Sozialwissenschaften der Universität Stuttgart  
Seidenstr. 36  
70174 Stuttgart

Wolfgang Weimer-Jehle  
Sandra Wassermann  
Gerhard Fuchs

**Thomas Kast Simulation Solutions**  
Waizenbach 28a  
94474 Vilshofen

Thomas Kast  
Bernd Schmidt

**Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)**  
Altenkesseler Str. 17  
66115 Saarbrücken

Uwe Leprich  
Eva Hauser

# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	III
Abbildungsverzeichnis .....	V
Tabellenverzeichnis .....	VI
Abkürzungsverzeichnis .....	VII
Zusammenfassung .....	1
1 Problemstellung und Motivation .....	2
2 Funktionsmechanismen und Rahmenbedingungen des Stromsektors .....	4
2.1 Neue Herausforderungen durch die fluktuierende Stromerzeugung .....	4
2.2 Der EEG-Wälzungsmechanismus als Instrument zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung .....	5
2.3 Direktvermarktung als weitere Option zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung .....	6
2.4 Modifikationen im EEG 2009 in Bezug auf die Vermarktung von EEG-Strom .....	7
2.4.1 Einführung des § 17 EEG zur Direktvermarktung .....	7
2.4.2 Boni zur Förderung von Marktintegration und Direktvermarktung .....	8
2.5 Der novellierte Wälzungsmechanismus gemäß § 64, Abs. 3 EEG 2009 .....	9
2.6 Das Strommarktmodell AMIRIS .....	10
2.7 Untersuchte Vermarktungsoptionen von EE-Strom .....	12
2.7.1 Direktvermarktung von Windstrom gemäß § 17 EEG .....	13
2.7.2 Begrenzte Direktvermarktung während der EEG-Bindung .....	13
2.7.3 Profillieferungen der Zwischenhändler an Lieferanten .....	13
2.7.4 Inanspruchnahme des Kombikraftwerks-/Integrationsbonus' im EEG .....	14
3 Identifizierung der Akteure und Beschreibung der Akteursbeziehungen ..	16
3.1 Akteursgruppen mit Ermessensspielräumen in AMIRIS .....	16
3.1.1 Windkraftanlagenbetreiber .....	18
3.1.2 Zwischenhändler .....	21
3.2 Akteursgruppen ohne Ermessensspielräume in AMIRIS .....	25
4 Beschreibung des Simulationsmodells .....	27
4.1 Agentenbasierte Modellierung .....	27
4.2 Das Simulationssystem Simplex3 .....	27
4.3 Modellstruktur .....	28

4.4	Die interne Struktur der Agenten .....	30
4.4.1	Der Windanlagenbetreiber .....	31
4.4.2	Der Verteilnetzbetreiber .....	42
4.4.3	Der Übertragungsnetzbetreiber .....	42
4.4.4	Die Strombörse .....	43
4.4.5	Der Lieferant .....	44
4.4.6	Das REE-Kraftwerk .....	44
4.4.7	Der Zwischenhändler .....	45
4.4.8	Speicheranlagen .....	51
4.5	Inputdaten .....	58
5	Modellvalidierung .....	61
6	Auswertung .....	63
6.1	Direktvermarktung .....	63
6.1.1	Ausstiegsfristen für eine Direktvermarktung an der Börse .....	63
6.1.2	Zwischenhändler .....	67
6.1.3	Profillieferung von Ökostrom an Lieferanten .....	69
6.2	Kombikraftwerks-/Integrationsbonus .....	70
6.2.1	Potenziale unterschiedlicher Speichertechnologien .....	70
7	Resümee und Ausblick .....	75
	Anhang .....	77
	Literaturverzeichnis .....	78

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Entwicklung der EEG-Strommengen und der EEG-Quote.....	2
Abbildung 2-1:	Graphische Darstellung des Wälzungsmechanismus ab 2010.....	10
Abbildung 4-1:	Die Struktur des Simulationsmodells AMIRIS.....	30
Abbildung 4-2:	Der Modellverlauf der Windstromproduktion.....	32
Abbildung 4-3:	Einfache und effektive Monatsmittelwerte für die Börsenpreise.....	34
Abbildung 4-4:	Steuerung der Vermarktungsentscheidungen des aktiven Windanlagenbetreibers durch die Börsenpreise der jeweils kommenden EEG-Ausstiegsfrist.....	35
Abbildung 4-5:	Kursverlauf für den Phelix Baseload Monatsfuture April 2009 an der EEX.....	38
Abbildung 4-6:	Vermarktungsentscheidungen des WAB unter ‚perfect foresight‘ und unter Unsicherheit.....	39
Abbildung 4-7:	Aufbau eines Nachfrageprofils durch den ZWH.....	48
Abbildung 4-8:	Einfluss des Lernens auf die Nettoeinnahmen des ZWH.....	49
Abbildung 4-9:	Symmetrisches und asymmetrisches Lernen des ZWH.....	50
Abbildung 4-10:	Nutzung eines Energiespeichers im Falle der Direktvermarktung .	55
Abbildung 4-11:	Einfluss des Integrationsbonus‘ auf das Betriebsverhalten einer Energiespeicheranlage.....	57
Abbildung 6-1:	Vergleich der Strommengen und Erlöse nach Vermarktungsweg zwischen tages- und monatsweiser Ausstiegsfrist (Preispfad A; Prognosefehler (M) = 0,2; Prognosefehler (T) = 0,1; Lernkoeffizient = 0,005).....	64
Abbildung 6-2:	Vergleich der Strommengen und Erlöse nach Vermarktungsweg zwischen tages- und monatsweiser Ausstiegsfrist (Preispfad A; Prognosefehler = 0; Lernkoeffizient = 0).....	65
Abbildung 6-3:	Vergleich der Strommengen und Erlöse nach Vermarktungsweg zwischen tages- und monatsweiser Ausstiegsfrist (Preispfad B; Prognosefehler = 0,2; Lernkoeffizient = 0,005).....	66
Abbildung 6-4:	Aufteilung der Strommengen und Erlöse nach Vermarktungsweg auf die verschiedenen Vergütungskategorien der Windanlagenbetreiber.....	67
Abbildung 6-5:	Auszahlungen der Zwischenhändler an Windanlagenbetreiber sowie Zahlungsbilanzen der Zwischenhändler in Abhängigkeit von Geschäftsmodellen.....	68
Abbildung 6-6:	Strommengen, Auszahlungen an WAB sowie Zahlungsbilanzen der ZWH bei Profillieferung von Ökostrom.....	69
Abbildung 6-7:	Wirtschaftliches und technisches Potenzial von Pumpspeichern...	71
Abbildung 6-8:	Wirtschaftliches und technisches Potenzial von Druckluftspeichern.....	73

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Selbstevaluierung der Vermarktungsentscheidung durch den WAB nach Ablauf einer EEG-Ausstiegsperiode.....	40
Tabelle 4-2:	Umsetzung der ZWH-Typen im Modell.....	50
Tabelle 4-3:	Basis- und Prognosejahre für die Ermittlung der Zeitreihen.....	58
Tabelle 6-1:	Jahresdurchschnitte der angenommenen Preise für Stundenkontrakte an der Strombörse (€/MWh) .....	65
Tabelle 6-2:	Vergütung in den Vergütungsklassen der Windanlagenbetreiber ...	66

## Abkürzungsverzeichnis

BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BRS	Börse
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
HRL	Hohe residuale Last
kW	Kilowatt
LFT	Lieferant
M	Monatsfrist
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NB	Netzbetreiber
NRL	Niedrige residuale Last
REE	Regelbares Erneuerbare-Energien-Kraftwerk
S	Stundenfrist
T	Tagesfrist
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAB	Windanlagenbetreiber
WEA	Windenergieanlage
ZWH	Zwischenhändler

### Legendenbeschreibungen für Kapitel 6

Strom	Strommengen nach Vermarktungsweg
NB	an Netzbetreiber, d.h. EEG-Vergütung
Börse	an Börse, d. h. Direktvermarktung
LFT	an Lieferant, d. h. Liefervertrag über Profillieferung
Einnahmen	Einnahmen nach Vermarktungsweg
EEG	aus EEG-Vergütung
Börse	aus Börsenvermarktung
Auszahlung	Auszahlung des ZWH an WAB
Auszahlung WAB BRS	Auszahlungen des ZWH an WAB aus Börsenerlösen
Auszahlung WAB PL	Auszahlungen des ZWH an WAB aus Profillieferungs erlösen
Zahlungsbilanz	Zahlungsbilanz des ZWH

M	Simulation zu monatsweiser Ausstiegsfrist
T	Simulation zu tageweiser Ausstiegsfrist
S	Simulation zu stundenweiser Ausstiegsfrist
PL	Simulation mit Option zur Schließung von Verträgen zur Profillieferung

## Zusammenfassung

Der stetige Zuwachs an elektrischer Arbeit von fluktuierenden Energieträgern bedeutet eine große Herausforderung sowohl für die einzelnen Akteure des Stromsystems als auch für das System als Ganzes. Neben den technischen müssen auch organisatorische und finanzielle Aspekte neu gestaltet werden, damit der Ausbau der erneuerbaren Energien den politischen Zielen entsprechend fortgeführt werden kann. Um für die notwendige Systemanpassung eindeutige und verlässliche politische Vorgaben und Rahmenbedingungen schaffen zu können, ist es erforderlich, die Handlungsoptionen und -muster der betroffenen Akteure sowie die Auswirkungen der verschiedenen Wechselwirkungen auf das Gesamtsystem zu verstehen.

Für die Analyse komplexer, vielfach vernetzter Systeme mit autonom handelnden Akteuren eignen sich insbesondere agentenbasierte Modelle, deren Ursprünge auf den Forschungsbereich der künstlichen Intelligenz zurückgehen. Mit der Übertragung dieses Ansatzes auf Fragestellungen zur Marktintegration erneuerbarer Energien soll eine Methodik für eine Bewertung von entsprechenden Förderinstrumenten entwickelt werden, die die Entscheidungsregeln der relevanten Akteure sowie ihre Verhaltensänderungen in Folge eines entsprechenden Wandels der äußeren Gegebenheiten mit berücksichtigt.

Im Rahmen eines Pilotprojektes wurde ein erstes, noch vereinfachtes agentenbasiertes Simulationsmodell entwickelt. Dabei wurden zunächst relevante Verhaltensmuster einzelner Schlüsselakteure auf den Strommärkten beispielhaft an der Vermarktung von Windstrom betrachtet. Anhand der Abbildung verschiedener Vermarktungsoptionen, rechtlicher Rahmenbedingungen sowie des Einflusses der Verhaltensregeln der Agenten auf Vermarktungsentscheidungen konnte die grundsätzliche Eignung des methodischen Ansatzes der agentenbasierten Simulation für eine Nutzung im Rahmen wissenschaftlicher Politikberatung gezeigt werden.

Beispielsweise wurde für die Option einer Direktvermarktung von Windstrom an der Börse gezeigt, dass die Ausgestaltung von Ausstiegsfristen im Gegensatz zur Entwicklung des Strompreisniveaus nur eine untergeordnete Rolle spielt. Für die Ausgestaltung eines Kombikraftwerks- bzw. Integrationsbonus' veranschaulichen die Ergebnisse der Simulationsläufe, dass insbesondere der Ausgestaltung der Technologiekomponente eine zentrale Bedeutung für einen wirtschaftlichen Betrieb von Speicheranlagen zukommt.

Das vorliegende Modell dient als Grundlage für eine Weiterentwicklung, bei der neben der Modellierung weiterer Vermarktungsoptionen auch Anlagenbetreiber der übrigen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien betrachtet werden sollen.

# 1 Problemstellung und Motivation

Mit der Einführung des Stromeinspeisegesetzes und seines Nachfolgegesetzes, dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), im Jahr 2000 ist die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) sukzessive zu einer bedeutenden Größe im deutschen Strommix geworden. Im Jahr 2008 lag die ‚EEG-Quote‘, d. h. die von den Übertragungsnetzbetreibern aufgenommene Strommenge aus durch das EEG geförderten Anlagen bezogen auf die gesamte in Deutschland an nicht privilegierte Letztverbraucher abgegebene Strommenge, bei 17 % (vgl. Abbildung 1-1). Weitere Steigerungen dieser Quote sind zu erwarten; sie sind eine klare Zielvorgabe des EEG. Für das Jahr 2020 legt dieses Gesetz den zu erreichenden Anteil des Stromes aus Erneuerbaren Energien auf mindestens 30 % fest.

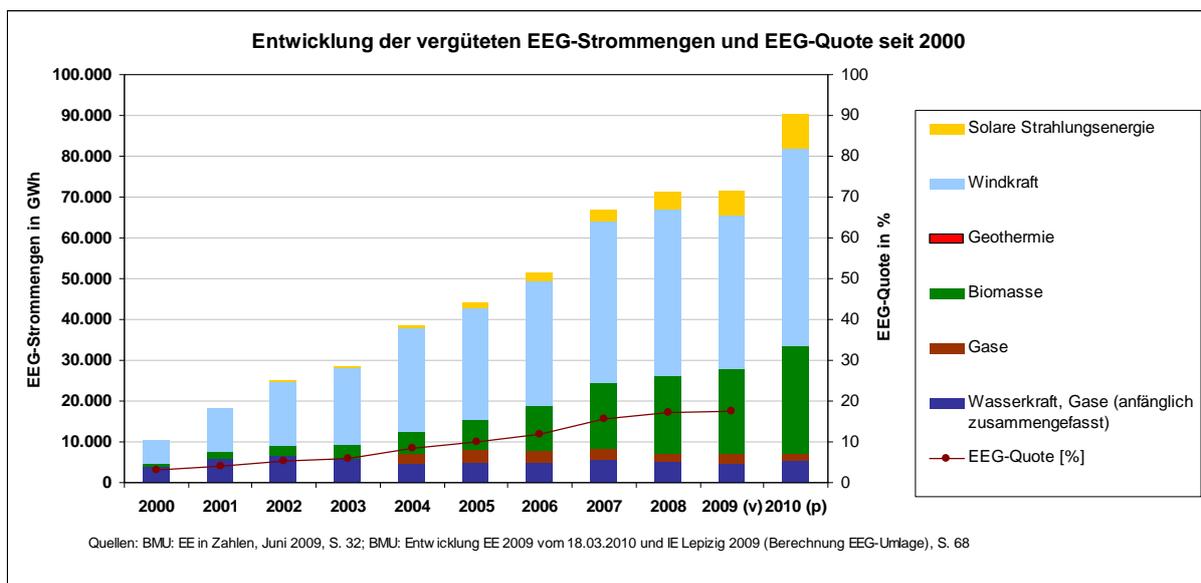


Abbildung 1-1: Entwicklung der EEG-Strommengen und der EEG-Quote

Abbildung 1-1 zeigt die Entwicklung der Anteile der einzelnen erneuerbaren Energieträger und die der gesamten EEG-Quote. Dabei wird erwartet, dass der Anteil des Stromes, der aus Windkraft gewonnen wird, 2010 bereits die 50 %-Marke überschreitet, während der Anteil des PV-Stroms auf knapp 10 % geschätzt wird (IE Leipzig 2009, S. 68).

Dieser stetige Zuwachs an elektrischer Arbeit von fluktuierenden Energieträgern bedeutet nicht nur für die einzelnen Akteure des Stromsystems eine große Herausforderung, sondern auch für das System als Ganzes. Es müssen sowohl technische, organisatorische als auch finanzielle Aspekte des Stromsystems neu gestaltet werden, um den Ausbau der erneuerbaren Energien den politischen Zielen entsprechend fortführen zu können.

An solchen Transformationsprozessen ist eine Vielzahl von Akteuren beteiligt, die über komplexe Wechselwirkungen miteinander in Verbindung stehen und in sehr unterschiedlicher Weise auf Änderungen der Randbedingungen reagieren können. Um für die notwendige Systemanpassung eindeutige und verlässliche politische Vorgaben und Rahmenbedingungen gestalten zu können, ist es daher notwendig,

die Handlungsoptionen und -muster der betroffenen Akteure sowie die Auswirkungen der verschiedenen Wechselwirkungen auf das Gesamtsystem zu verstehen.

Für eine Modellierung des Verhaltens einzelner Akteure sind insbesondere agentenbasierte Modelle geeignet. Der in einem sozialen System eingebundene lernende Akteur mit seinen Wahrnehmungen und Handlungsmustern steht bei ihnen im Zentrum der Modellierung, so dass diese Modelle in der Lage sind, adaptive Strukturen und aus Änderungen von Rahmenbedingungen resultierende Verhaltensanpassungen sehr gut abzubilden. Für die Analyse komplexer, vielfach vernetzter Systeme eignet sich daher der Ansatz der Multi-Agenten Simulation insbesondere. Hier greift die einfache Theorie des allwissenden, Nutzen maximierenden Individuums der neoklassischen Ökonomie, wie sie konventionellen Optimierungs- und Gleichgewichtsmodellen zugrunde liegt, oftmals zu kurz; das System folgt insgesamt einem evolutischen Pfad anstelle einer Reihe von allgemeinen Gleichgewichten.

Der vorliegende Bericht beschreibt die Ergebnisse eines Vorhabens mit Pilotcharakter, das die grundsätzliche Anwendbarkeit des methodischen Ansatzes der agentenbasierten Simulation auf die Analyse von Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte demonstrieren soll. Die Relevanz der zu erwartenden Simulationsergebnisse für eine Nutzung im Rahmen wissenschaftlicher Politikberatung wird anhand eines vereinfachten, aber funktionsfähigen agentenbasierten Simulationsmodells, AMIRIS - **A**gentenbasiertes **M**odell zur **I**ntegration **R**egenerativer in den **S**trommarkt, gezeigt.

## 2 Funktionsmechanismen und Rahmenbedingungen des Stromsektors

### 2.1 Neue Herausforderungen durch die fluktuierende Stromerzeugung

Jahrzehntelang waren beim Ausgleich von Erzeugung und Last im Wesentlichen die zwei Komponenten Wahrscheinlichkeiten von Kraftwerksausfällen und Prognose der Last zu beachten, während nun eine dritte Komponente, die dargebotsabhängige Erzeugung, in das System integriert werden muss (Consentec 2008, S. 3 f.).<sup>1</sup> Dabei steigt die Bedeutung der Leistungsungleichgewichte, die durch die fluktuierende Erzeugung verursacht werden, mit deren installierter Leistung an. Mit der Zunahme der fluktuierenden Erzeugung müssen dreierlei Arten von Anpassungen erfolgen:

1. **Technische Änderungen:** Die Erzeugung zunehmender Mengen an Strom aus fluktuierenden Energiequellen gilt gegenwärtig als nur kurzfristig zuverlässig planbar, womit eine Umorientierung, d. h. Flexibilisierung der übrigen Kraftwerkskapazitäten, einhergehen sollte. Weiterhin müssen Instrumente zur Prognoseerstellung und zum Umgang mit Prognoseabweichungen entwickelt und in die bestehenden Mechanismen des Stromsektors eingearbeitet werden.
2. **Finanzielle Anpassungen:** Auch Fragen nach der Übernahme der verschiedenen hieraus resultierenden Kosten werden aufgeworfen. Diese betreffen zuerst die (jeweils) einmaligen Kosten der Entwicklung dieser Systeme bzw. der Umstellung dieser Mechanismen sowie die Anpassungskosten, die hieraus für die einzelnen Akteure entstehen. Langfristig bedeutender sollten jedoch die laufenden Kosten der Prognoseerstellung und der Umgang mit den Prognoseabweichungen sein.
3. **Organisatorische Abstimmungen:** Welche Akteure wollen und sollen diese neuen Aufgaben oder Teile hiervon übernehmen? Diese Übernahme von Verantwortlichkeiten im Rahmen aller bislang geltenden Versionen des EEG geht mit kalkulierten oder erwarteten Risiken und Chancen, d. h. bei den betroffenen wirtschaftlichen bzw. öffentlichen Akteuren mit möglichen finanziellen Gewinnen oder Verlusten, einher. Somit bedeuten Entscheidungen hierzu stets Abwägungen in Bezug auf die erwartete Verteilung von Kosten und Nutzen auf die jeweiligen Akteure.

Im Folgenden soll ein Überblick darüber gegeben werden, welche Akteure bisher die Tätigkeit des Ausgleichs der fluktuierenden Erzeugung übernommen haben und in welchen energiewirtschaftlichen Kontext die Erarbeitung des agentenbasierten Simulationsmodells des Strommarktes eingebettet ist.

---

<sup>1</sup> Consentec nennt vier Ursachen für Bilanzungleichgewichte: stochastisches Verhalten der Last, Ausfälle konventioneller Kraftwerkseinspeisung, dargebotsabhängige Einspeisung und Fahrplansprünge.

## 2.2 Der EEG-Wälzungsmechanismus als Instrument zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung

Im Lauf der Entwicklung des EEG hat sich der Umgang mit den zunehmenden EEG-Strommengen kontinuierlich gewandelt. Eine der bedeutendsten Änderungen in dieser Hinsicht war die Einführung des ‚EEG-Wälzungsmechanismus‘ mit dem EEG 2000. Damit wurde das Ziel verfolgt, die Kosten, die durch das EEG entstanden, gleichmäßig auf alle Stromendkunden in der Bundesrepublik zu verteilen. Gleichzeitig sollten die von der EEG-Umsetzung betroffenen Unternehmen des Stromsektors weder im Vergleich untereinander ungleichmäßig belastet werden, noch sollte es ihnen möglich sein, auf irgendeiner Stufe der EEG-Umsetzung einen Selbstbehalt, d. h. Einnahmen, die über ihre eigenen, für die EEG-Abwicklung zusätzlich notwendigen Aufwendungen hinausgehen, zu erlangen (Salje 2000 und Cosack 2010).

Zu diesem Zweck wurde ein fünfstufiger Ausgleichsmechanismus eingeführt (vgl. Abbildung 2-1), der jeweils über die fünf beteiligten Akteursgruppen des Stromsektors (Anlagenbetreiber, Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber, Stromlieferanten und nicht-privilegierte Endkunden) hinweg

- eine physikalische Wälzung der Strommengen von den EEG-Stromerzeugungsanlagen bis hin zum Endkunden und
- eine finanzielle Wälzung der von den Endkunden zu zahlenden Aufschläge pro kWh zu den Anlagenbetreibern

gewährleisten sollte.

Während der Geltungsdauer des EEG 2004 wurde im Rahmen der maßgeblich vom VDN und VDEW entwickelten sogenannten ‚Branchenlösung‘ die physikalische Wälzung dahingehend abgeändert, dass die Stromlieferanten den EEG-Strom nun von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) nicht mehr in Form von Quartals-, sondern von Monatsbändern erhalten sollten (VDN 2005a). Die ‚Branchenlösung‘ war jedoch aus mehreren Gründen und von sehr unterschiedlichen Akteuren der Politik und des Stromsektors kritisiert worden: Einige, hier bedeutsame, Kritikpunkte waren:

- An den Monatsbändern wurde bemängelt, dass sie nicht, wie im Gesetz gefordert, das schwankende Einspeiseprofil der fluktuierenden Erzeugung abbildeten (Electrabel Suez 2007). Vor allem aber verursachte die Erstellung der Monatsbänder durch die ÜNB Kosten, da es notwendig wurde, binnen des jeweiligen Monats die Einspeisung der EE in das Monatsband zu integrieren, was den stündlichen An- oder Verkauf von Differenzmengen und den nachträglichen Ausgleich des EEG-Bilanzkreises durch die ÜNB notwendig machte. Dieses Verfahren wurde sowohl wegen der prozeduralen als auch wegen der monetären Intransparenz beanstandet (Cosack 2010; Electrabel Suez 2007).
- Den Stromlieferanten entstanden zusätzliche Kosten und finanzielle Risiken, da sie die Mengenprognosen des EEG-Stroms in ihre Kalkulation der Letztverbraucherpreise einbeziehen mussten. Wurden die Prognosen korrigiert, mussten sie einerseits die Differenzmengen an der Börse ver- oder nachkaufen (was durch die zu diesem Zeitpunkt steigenden Börsenpreise und die Gleichzeitigkeit des Verkaufs durch viele Akteure zumeist mit Verlusten verbunden war). Andererseits konnten sie die daraus entstehenden Preiskorrek-

turen, die monatlich vorzunehmen waren, nur bedingt an ihre eigenen Kunden weitergeben. Zum einen haben die wenigsten Stromkunden monatliche Lieferverträge, zum anderen bestand die Gefahr, dass v. a. Gewerbekunden EEG-bedingte Preissteigerungen nicht akzeptierten und den Lieferanten wechselten (VKU 2007; Breitschopf 2010).

## **2.3 Direktvermarktung als weitere Option zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung**

In diesem Kontext fand folglich die Idee einer Direktvermarktung des Stroms aus den EEG-Anlagen in den verschiedenen Teilmärkten des Stromsektors Anhänger - sowohl in den Reihen der Energiewirtschaft als auch in der Politik und der Wissenschaft.

Folgende Vorteile einer Direktvermarktung des EE-Stroms wurden von den Anhängern dieser Geschäftsmodelle genannt (Statkraft 2007; in.power 2007; MVV 2007, Ecofys 2007):

- Wenn die EEG-Festvergütung unterhalb des Marktpreises läge, habe sie nicht mehr den Charakter einer Förderung, sondern nur den einer Mindestvergütung. Die Direktvermarktung hingegen sei aufgrund des damals herrschenden Preisniveaus an den verschiedenen Teilmärkten des Stromsektors langfristig wirtschaftlich abbildbar.
- Sie würde auch zu einer Marktintegration der Erneuerbaren Energien beitragen und könne langfristig die EEG-Einspeisevergütung ablösen.
- Dadurch träten neue Akteure, auch mit neuen Geschäftsmodellen, in den Strommarkt ein, die hierin Kompetenzen erwerben könnten und mehr Wettbewerb im Stromsektor etablierten.
- Aus politischer und volkswirtschaftlicher Sicht erwartete man sich mehr Transparenz im Umgang mit den EEG-Strommengen und eine Kostensenkung bei den EEG-Profilservice-Kosten.

Das EEG 2004 enthielt keine explizite Passage, die es den Anlagenbetreibern untersagt hätte, den in den EEG-Anlagen erzeugten Stroms vollständig oder auch nur Teile davon selbständig zu vermarkten, anstatt ihn unter Inanspruchnahme der EEG-Vergütung den Verteilnetzbetreibern (kurz: VNB) und ÜNB zu überlassen.<sup>2</sup>

Zur Klarstellung verschiedener, mit der Umsetzung der Direktvermarktung verbundener Fragen stellten die ÜNB im Frühjahr 2007 bei der Bundesnetzagentur einen Antrag auf Einleitung eines Festlegungsverfahrens für die Bedingungen und Modali-

---

<sup>2</sup> Diese Möglichkeit wurde auch von einigen Marktteilnehmern genutzt (durch die MVV) bzw. ihre Nutzung geplant (z. B. Naturstrom, die den damaligen §14, Abs. 3, Satz 2 (im EEG 2009 entsprechend § 37, Abs. 1, Satz 2) nutzen wollten und daraus ihr bis heute bestehendes Geschäftsmodell entwickelt haben). In der Praxis konnten einige Anlagenbetreiber bzw. Stromhändler ihre geplanten Geschäftsmodelle nicht in die Tat umsetzen, da zwischen ihnen und den betroffenen VNB und ÜNB keine Einigkeit in Fragen der praktischen Umsetzung dieser Modelle herrschte.

täten der EEG-Direktvermarktung (Bundesnetzagentur, Festlegungsverfahren BK6\_07\_003).

Neben einigen detaillierten Anforderungen in Bezug auf die praktische Umsetzung (Integrationsfähigkeit in das Fahrplan- und Bilanzkreismanagement, eindeutige Unterscheidbarkeit von EEG- und direkt vermarkteten Mengen) wurden vor allem folgende Anforderungen an die Direktvermarktung als notwendig erachtet (Thomaschki 2007):

- die Sicherstellung einer ‚echten Markintegration‘, d. h. die Übernahme sowohl der Chancen als auch der Risiken durch die Direktvermarkter;
- die Vermeidung von zusätzlichen Belastungen im Rahmen der Banderstellung im Hinblick auf Mengen- und Preisrisiken;
- die Integrationsfähigkeit in eine mögliche Weiterentwicklung des EEG.

Die zu diesem Zeitpunkt bereits erarbeiteten Vorschläge einzelner Unternehmen zur Ausgestaltung der Direktvermarktung umfassten einerseits die geforderten Umsetzungsaspekte, variierten andererseits jedoch sehr stark in Bezug auf (Thomaschki 2007):

- die Wahl des zu vermarktenden Energieträgers (zumeist Wind, aber auch Biomasse);
- die Verteilung von Preis- und Mengenrisiko auf die jeweiligen Akteure (hier insbesondere in.power 2007)<sup>3</sup> ;
- die Verbindlichkeit des Ausstiegs aus der EEG-Vergütung, die Zeiträume der Bekanntgabe des Ausstiegs gegenüber dem Netzbetreiber und vor allem die Zeiträume der Ausgliederung selbst.

## **2.4 Modifikationen im EEG 2009 in Bezug auf die Vermarktung von EEG-Strom**

### **2.4.1 Einführung des § 17 EEG zur Direktvermarktung**

Letztlich wurden diese Fragen jedoch nicht im Rahmen einer Festlegung der Bundesnetzagentur gelöst, sondern dadurch, dass im novellierten EEG 2009 ein eigener Paragraph (§ 17 EEG) zur Direktvermarktung eingeführt wurde.

Dieser regelte vor allem Fragen zu den Aus- und Wiedereinstiegsfristen und deren Bekanntgabe gegenüber den Netzbetreibern. Danach muss ein Anlagenbetreiber gemäß dem § 17, EEG 2009 vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats dem Netzbetreiber bekanntgeben, wenn er für den ganzen Folgemonat den Strom aus seiner Anlage vollständig oder mit einem festgelegten Prozentsatz selbst vermarkten will. Ebenso muss auch der Wiedereinstieg in die Festvergütung dem Netzbetreiber bis zum Ende des Vormonats mitgeteilt werden.

---

<sup>3</sup> Wobei das Mainzer Unternehmen in.power bereits zu diesem Zeitpunkt einen Innovationsbonus forderte. Dieser sei gerechtfertigt, da durch die Direktvermarktung ein volkswirtschaftlicher Nutzen entstünde. Hierfür müssten jedoch die neuen - und politisch auch gewollten - Akteure Risiken übernehmen und - für sie - neue Prozesse entwickeln bzw. hierfür die Kosten übernehmen.

Die Festlegung auf eine monatliche Frist zum Ausstieg war während des Gesetzgebungsprozesses höchst umstritten. Sie war ein Kompromiss zwischen den beiden Extremen kalenderhalbjährlicher bis stündlicher Ausstiegsfrist, die im Voraus diskutiert wurden (Bundestag 2008 und in.power 2007).

Mit der monatlichen Ausstiegsfrist wurde bewusst eine Regelung getroffen, die den Händlern ein nicht geringes Preis- und Mengenrisiko überließ und somit die Direktvermarktung auch weniger attraktiv erscheinen ließ. Aus diesem Grund wurde im EEG 2009 bereits eine entsprechende Verordnungsermächtigung in § 64, Abs. 1, Punkt 6 festgeschrieben. Diese soll es dem Gesetzgeber ermöglichen, ohne Zustimmung des Bundesrats eine Verordnung zu erlassen, um u. a. diese Benachteiligungen der Direktvermarkter mittels eines Bonus' ausgleichen zu können (BMU 2008). Im Vordergrund der Gesetz- bzw. Verordnungsgebung stand im Jahr 2009 jedoch die Einführung eines modifizierten Wälzungsmechanismus (s. u.).

## **2.4.2 Boni zur Förderung von Marktintegration und Direktvermarktung**

Während der 16. Legislaturperiode des Deutschen Bundestages wurden zwei alternative Modelle für einen solchen Bonus näher betrachtet (Rostankowski und Oschmann 2009). Der ‚Kombikraftwerks- oder Integrationsbonus‘ und die ‚gleitende Marktprämie‘. Beide Vorschläge wurden in der wissenschaftlichen und politischen Debatte intensiv diskutiert. Bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt wurde noch keine Entscheidung hierzu getroffen.

### **2.4.2.1 Kombikraftwerksbonus**

Ziel des Kombikraftwerksbonus' (auch als Integrationsbonus oder Stetigkeitsbonus bezeichnet) ist es, gezielt die Entwicklung und Nutzung von Technologien anzureizen, mit denen die Erzeugung bzw. Lieferung von EE-Strom in Zeiten mit hohem Bedarf verlegt werden kann (Schmid et al. 2009). Zum Modell gehören zwei unterschiedliche Prämienkomponenten:

- eine Technologiekomponente, mit der jeweils unterschiedliche Speichertechnologien gefördert werden sollen. Diese soll auch dann gezahlt werden, wenn der Anlagenbetreiber die von ihm erzeugte Energie direkt an der Strombörse vermarktet sowie
- eine Bedarfskomponente, mittels derer sowohl für das Einspeichern bei Niedriglastzeiten als auch für das Einspeisen bei Hochlastzeiten jeweils eine Prämie von 2 Cent gezahlt werden sollte. Dafür sollten die Übertragungsnetzbetreiber für jeden Tag jeweils 8 h Hoch- und 8 h Niedrigbedarfszeiten ermitteln, für die dann jeweils die Prämienzahlung gelten sollte.

### **2.4.2.2 Gleitende Marktprämie**

Demgegenüber verfolgt das Prämienmodell den Ansatz einer technologieneutralen Förderung der Marktintegration der Anlagenbetreiber. Diese sollen wählen können, ob sie ihren Strom wie gewohnt im Rahmen der EEG-Vergütung einspeisen und bezahlt bekommen oder ob sie diesen selbst an der EEX oder in anderen Teilmärkten des Stromsektors vermarkten wollen und hierfür einen Bonus erhalten sollen, der die Differenz zwischen der bestehenden EEG-Vergütung und dem erzielten Marktpreis ausgleichen soll. Zusätzlich sollen auch hier die Händler Boni erhalten, mit denen sie die entstehenden Kosten für die Handelsanbindung und die Kosten für die Erstellung des Profilservices zur Fahrplanerfüllung abdecken können sollen (Sensfuß und Ragwitz 2009).

## **2.5 Der novellierte Wälzungsmechanismus gemäß § 64, Abs. 3 EEG 2009**

Neben der zitierten Verordnungsermächtigung in Bezug auf die Einführung von Boni zur Förderung der Direktvermarktung enthält das EEG 2009 in § 64, Abs. 1, Punkt 9, auch eine Möglichkeit für die Bundesregierung, eine Verordnung zur Reform des in Kapitel 2.2 beschriebenen Wälzungsmechanismus' zu erlassen.

Von dieser Ermächtigung hat der Ordnungsgeber mit der Umsetzung der „Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus“ (AusglMechV) vom 17.07.2009 Gebrauch gemacht. Durch diese Verordnung wurde die bislang bestehende physische Wälzung des Stroms aus EEG-Anlagen vom Anlagenbetreiber bis zum Endkunden aufgehoben. An ihre Stelle trat am 01.01.2010 der vollständige Verkauf der über das EEG vergüteten Strommengen im börslichen Spotmarkt. Dabei werden die am Vortag prognostizierten Strommengen unlimitiert, d. h. ohne ein Preislimit, in den deutschen Day-ahead-Handel der Strombörse EPEX eingestellt. Auftretende Prognoseabweichungen werden im Intra-day-Handel der EPEX vermarktet. Als Vermarkter hat die AusglMechV die Übertragungsnetzbetreiber benannt, wobei diese Funktionszuweisung nach der bevorstehenden Evaluierung der AusglMechAV im Jahr 2011 auch wieder geändert werden kann. Mit dem novellierten Wälzungsmechanismus ändert sich auch die finanzielle Wälzung dergestalt, dass alle aus der EEG-Stromerzeugung und -vermarktung entstehenden Kosten und Erlöse in einem EEG-Konto geführt werden. Die entstehende Differenz wird mittels einer Umlage auf alle von den nicht-privilegierten Stromendkunden bezogenen kWh von den Lieferanten erhoben. Dieser fixe Betrag je kWh wird jährlich im Voraus festgelegt. Auftretende Abweichungen werden im Folgejahr verrechnet.

Somit entfallen vor allem die sehr kontrovers diskutierte Erstellung einer Bandlieferung durch die ÜNB an die Stromlieferanten und die damit verbundenen Ein- bzw. Verkäufe von Strommengen durch die ÜNB sowie die Verpflichtung der Lieferanten, diese Bandlieferungen in ihr Portfolio und ihre eigenen Stromeinkäufe zu integrieren.

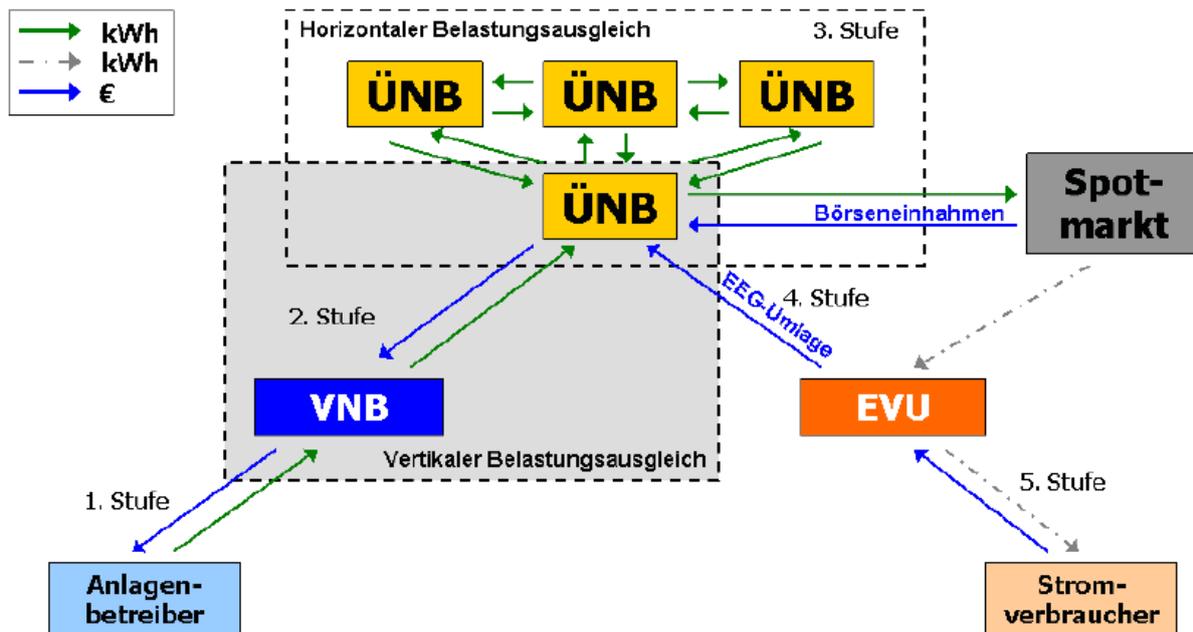


Abbildung 2-1: Graphische Darstellung des Wälzungsmechanismus ab 2010.  
Quelle: Bundesnetzagentur 2010

Dieser zu Beginn des Jahres 2010 angelaufene Stromverkauf aller EEG-Strommengen wurde im hier entwickelten Modell für die Mengen an EE-Strom, die sich nicht in irgendeiner Form der Direktvermarktung befinden, zugrunde gelegt. Dabei wurde in der hier vorliegenden Version des Modells ein vereinfachtes Modell des börslichen Strommarktes abgebildet.

## 2.6 Das Strommarktmodell AMIRIS

Im Rahmen des Pilotprojekts wurde ein evolutarisches Strommarktmodell entwickelt. In der ersten Version wurden einige vereinfachende Annahmen in Bezug auf den Strompreis getroffen, die hier dargelegt werden sollen:

- Es wird ein einziger ‚Strommarkt‘ angenommen, d. h. verschiedene Stromteilmärkte wie der Terminmarkt oder die Teilmärkte des Spotmarktes, z. B. der Intra-day-Handel oder die Minutenreserve, werden nicht abgebildet.
- Daraus resultiert, dass die Nachfrage nach Strom, an der sich die in AMIRIS modellierten Direktvermarkter orientieren, gegenwärtig vor allem eine Funktion des exogen vorgegebenen Strompreises ist und keine direkte Funktion der Last und des Angebots an konventioneller Erzeugung. Der Stromverkauf außerhalb des EEG durch die abgebildeten Windkraftbetreiber findet also dann statt, wenn die im Modell exogen vorgegebenen Börsenpreise eine rentable Vermarktung des Stroms erwarten lassen.
- Dabei werden im aktuellen Stand des Modells auch die diversen Wirkungen negativer Börsenpreise, obwohl in den Strompreisreihen abgebildet, nicht explizit untersucht. Die Mechanismen, die zur Bildung negativer Börsenpreise und auch jeweils zu ihrem Betrag führen, können bis heute noch nicht als aus-

reichend erforscht gelten. Weiterhin haben mehrere Faktoren (unterdurchschnittliches Winddargebot, rechtliche Vorgaben wie z.B. die AusglMechAV), dazu geführt, dass die Anzahl von Stunden mit negativen Börsenpreisen im Jahr 2010 bislang eher gering war.

- Eine Ausnahme von der vereinheitlichten Betrachtung eines alleinigen Marktes besteht darin, dass im Modell auch eine Nachfrage nach Bandlieferungen von Strom aus EE durch die Lieferanten als sogenannte Profillieferung, angelehnt an Ökostromprodukten, modelliert wird.
- Die vereinheitlichte Betrachtung eines einzigen Marktes für Strom bedeutet im Rahmen der Pilotversion auch, dass keine Betrachtung der Märkte für Regelenergie (d. h. Primär-, Sekundär- und Minutenreserve oder sonstige Regelenergieprodukte) stattfindet.
- Somit erfolgt auch keine Modellierung eines Angebots an Regelenergie durch die EE-Anlagenbetreiber. Zum Zeitpunkt der Projektbearbeitung ließen die geltenden Regelwerke die Teilnahme von Windenergie an den Primär- und Sekundärenergieausschreibungen nicht explizit zu, da diese zumeist gesicherte Verfügbarkeiten von einem Monat verlangen. Seit 2009 ist zwar im Bereich der Sekundärreserve das Pooling von Angeboten möglich. Die Einbindung von fluktuierenden Anlagen ist in den geltenden Präqualifikationsbedingungen jedoch nicht vorgesehen.<sup>4</sup> In der Minutenreserve finden tägliche Ausschreibungen für jeweils sechs Zeitscheiben à vier Stunden statt. Binnen dieser vier Stunden muss entweder die einzelne anbietende Einheit oder der Pool eine Arbeitsverfügbarkeit von 100 % für den gesamten Angebotszeitraum garantieren. Technische Einheiten, deren Arbeitsverfügbarkeit nicht 100 % beträgt, können nur im Rahmen eines Pools präqualifiziert werden (VDN 2007). Diese Möglichkeit könnte von Windenergieanlagen aktuell nur genutzt werden, wenn deren Betreiber sich in der Direktvermarktung befinden, da das EEG selbst diese Möglichkeit aktuell nicht vorsieht. Da die Teilnahme von fluktuierenden Erzeugungsanlagen eine Verminderung der Einspeisung regenerativer Energien mit sich zöge, wird von der Modellierung des Angebots von Regelenergie im Rahmen der hier vorliegenden Softwareentwicklung Abstand genommen.
- Es wird eine vereinfachte Modellierung der Kosten von Ausgleichsenergie, d. h. die Verrechnung der viertelstündlichen Kosten der Arbeitspreise von Sekundär- und Minutenreserve bezogen auf die mengenmäßigen Abweichungen des jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen, in diesem Fall also des Stromerzeugers, vorgenommen. Diese stellt in der Realität zwar ein bedeutendes Hindernis für die Vermarktung gerade von fluktuierenden Stromerzeugern dar. Eine wissenschaftlich fundierte Prognose zukünftiger Ausgleichsenergiepreise für den hier betrachteten Zeitraum bis 2014 hätte den Rahmen dieses Projekts jedoch bei Weitem überschritten.

Im Rahmen des Pilotprojektes von AMIRIS stand die Entwicklung und Validierung einer agentenbasierten Strommarktsimulation im Vordergrund – mit besonderem Fokus auf das Verhalten der Akteure in Abhängigkeit von unterschiedlichen Anreizmechanismen zur eigenständigen Vermarktung von Windstrom. Eine detailgetreue Modellierung der oben benannten Fragestellungen hätte den gegebenen zeitlichen

---

<sup>4</sup> Diese benennen (Stand Oktober 2010!) nur thermische oder hydraulische Erzeugungsanlagen. Vgl. FNN 2009.

und finanziellen Rahmen überstiegen. Eine weitere Diskussion bzw. Bearbeitung dieser Fragen wird Bestandteil des Folgeprojektes werden.

## **2.7            Untersuchte Vermarktungsoptionen von EE-Strom**

Ziel der Modellierung in AMIRIS ist die Untersuchung des Verhaltens, das die Betreiber von Windkraftanlagen und die ihnen nachgelagerten Zwischenhändler in Bezug auf die Vermarktungsoptionen für den von ihnen produzierten bzw. gehandelten Windstrom unter verschiedenen gesetzlichen oder marktbedingten Rahmenbedingungen zeigen.

Generell wird im Modell von fünf Faktoren ausgegangen, die die diesbezüglichen Entscheidungen eines Windanlagenbetreibers sowie eines Zwischenhändlers jeweils beeinflussen:

- die Vergütungsklasse, in der er sich befindet, sowie deren Abstand vom Spotmarktpreisniveau,
- seine Prognose der zukünftigen EEX-Spotmarktpreise und deren Treffsicherheit,
- seine Prognose der Einspeisung seiner eigenen Windkraftanlagen und deren Treffsicherheit sowie
- seine Risikofreudigkeit bzw. seine Risikoaversion.

AMIRIS besitzt gegenüber klassischen Simulationsmodellen den Vorteil, dass hierfür unterschiedliche Größen modelliert und berechnet werden können. Gerade bei einer Vermarktung fluktuierender Stromerzeugung, die bislang nur kurzfristig präzise prognostiziert werden kann, spielt die Möglichkeit, die Erwartungen eines Akteurs modellieren und untersuchen zu können, eine bedeutende Rolle. Ein zusätzlicher Vorteil der agentenbasierten Simulation liegt in der Fähigkeit, das Lernen der Anlagenbetreiber abbilden zu können. In AMIRIS lässt sich daher analysieren, welche Schlussfolgerungen die EE-Stromvermarkter aus möglichen Erfolgen oder auch Fehlentscheidungen ziehen könnten.

Im Rahmen des Pilotprojekts sind gegenwärtig vier unterschiedliche Vermarktungsmodelle für Windstrom implementiert worden, an denen auch erste Testläufe in Bezug auf das mögliche Verhalten von Windkraftbetreibern und Zwischenhändlern durchgeführt worden sind:

- die Direktvermarktung von Windstrom gemäß §17 EEG (mit unterschiedlichen Ausstiegsfristen);
- eine stundenweise zugelassene Direktvermarktung von Windstrom bei generellem Verbleib im EEG (sogenanntes ‚Stunden-Cap‘);
- eine Profillieferung von Strom durch einen Zwischenhändler (mit oder ohne Zuhilfenahme von Ergänzungslieferungen durch ein regelbares EE-Kraftwerk);
- die Inanspruchnahme des ‚Kombikraftwerksbonus‘ durch Windanlagen- und Speicherbetreiber im Rahmen des EEG.

Im Folgenden sollen diese Vermarktungsmodelle kurz vorgestellt werden.

### **2.7.1 Direktvermarktung von Windstrom gemäß § 17 EEG**

Das wesentliche Motiv der Windanlagenbetreiber (bzw. auch der Zwischenhändler) für den Einstieg in die Direktvermarktung ist ihr Wunsch, eine höhere Vergütung für ihren Strom als durch den Verbleib im EEG zu erzielen. Diese Möglichkeit wurde auch wegen der weiteren, unter Kapitel 2.3 beschriebenen politischen und energie-wirtschaftlichen Motive durch den §17, den Direktvermarktungsparagrafen, im EEG 2009 explizit gegeben.

Dabei sind im Modell auch andere Ausstiegsfristen als der aktuell gesetzlich vorgegebene Monat einstellbar, um das Verhalten der WAB unter verschiedenen Bedingungen untersuchen zu können. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass der Prognosezeithorizont, das heißt die Zeitspanne, für die dem WAB relativ präzise Prognosen seiner Windstromproduktion vorliegen, bislang nur 1-2 Tage umfasst. Ungleich des Wortlauts des § 17 des EEG (vgl. Kapitel 2.3) erfolgt im Modell die Bekanntgabe des monatlichen Ausstiegs aus dem EEG gegenüber den VNB vor Ende des vorangehenden Kalendermonats. Aufgrund der Unsicherheit, unter der der Windstrombetreiber operieren muss, ändert diese Abweichung jedoch nichts am Ergebnis der Modellierungen.

Eine zusätzlich modellierte Option im Rahmen der Direktvermarktung betrifft die Nutzung von Stromspeichern durch die WAB (vgl. hierzu v. a. Kapitel 2.7.3). In AMIRIS wird für einen Zeitraum von 24 h die optimale Betriebsstrategie für die Anlagen ermittelt. Ziel ist es, die mit dem Speicherbetrieb verbundenen Ein- und Ausgaben zu berechnen und erste Anhaltspunkte für das Verhalten von Windanlagenbetreibern in der Direktvermarktung im Zusammenspiel mit Speichern herauszufinden.

### **2.7.2 Begrenzte Direktvermarktung während der EEG-Bindung**

Aufgrund der Problematik des begrenzten Prognosezeithorizontes der Windanlagenbetreiber wurde eine weitere, hypothetische Vermarktungsoption modelliert, mit der die Fähigkeit des Modells zur optionalen Analyse von Politikscenarien getestet werden soll: In diesem Fall würde einem WAB (oder dessen Zwischenhändler), der sich in der laufenden Ausstiegsfrist für eine EEG-Vermarktung entschieden hat, dennoch das Recht zugesprochen werden, auch einige Zeit bis zu einer vorgegebenen maximalen Stundenzahl direkt zu vermarkten (kurz als ‚Stunden-Cap‘ bezeichnet). Es interessierte die Frage, ob sich durch diese Option die Menge des direkt vermarkteten Stroms erhöhte und zusätzliche Gewinne für den WAB entstünden.

### **2.7.3 Profillieferungen der Zwischenhändler an Lieferanten**

Im Modell wird auch eine Nachfrage nach Grünstromprofillieferungen abgebildet. Nachfrager der Grünstromprofillieferungen sind Lieferanten, deren Haushaltskunden den Strombedarf vollständig aus Erneuerbaren Energien decken wollen. Hierbei wird jedoch kein Bieterwettbewerb modelliert; es geht also nicht darum, welcher Anbieter das Ökostromportfolio am günstigsten bereitstellt, sondern darum, ob und unter welchen Bedingungen sich die Bieter (hier die Zwischenhändler) entschließen, einen Profillieferungsvertrag abzuschließen statt im EEG zu verbleiben oder den Strom direkt an der EEX zu vermarkten.

Schreibt der Lieferant solch einen Profillieferungsvertrag aus, muss sich der Zwischenhändler (kurz: ZWH) entscheiden, ob er sich zu einer Profillieferung zum vorgegebenen Preis verpflichtet oder nicht. Daraufhin muss der ZWH überprüfen, wel-

che Windstrommengen ihm voraussichtlich während der Laufzeit des Vertrags zur Verfügung stünden. Um eine für ihn optimale Lösung zu finden, muss er nun die zu erwartenden Einnahmen, die er erzielen könnte, wenn er diese Mengen entweder zu EEG-Preisen, zu Börsenpreisen oder aber zu dem vom Lieferanten für die Profillieferung angebotenen Preis verkaufen würde, miteinander vergleichen. Dann wird er sich für die Option mit der größten Gewinnspanne entscheiden.

#### **2.7.4 Inanspruchnahme des Kombikraftwerks-/Integrationsbonus' im EEG**

Im Rahmen dieser Studie, deren vorrangiges Ziel die Entwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells verschiedener Akteure des Strommarktes ist, wurde das Konzept des Kombikraftwerks- bzw. Integrationsbonus' zum Test der Modellierung eines Bonusmodells ausgewählt. Dabei wurden im Vergleich zum oben geschilderten ‚Kombikraftwerksbonus' einige Vereinfachungen angenommen:

Im Falle einer Direktvermarktung nach § 17 EEG versucht der Anlagenbetreiber, die zukünftige Entwicklung des Börsenpreises möglichst genau zu prognostizieren. Ausgehend von dieser Preisprognose regelt der Betreiber anschließend die Stromzwischenlagerung bzw. –einspeisung ins öffentliche Netz, um seine Erlöse aus dem Stromverkauf zu maximieren. Die im Voraus unbekanntes Strommengen aus den zugehörigen EE-Anlagen stellen hierbei u. U. einen begrenzenden Faktor dar, der eine stetige Anpassung der Betriebsstrategie auf der Basis der erwartbaren einspeisbaren Mengen verlangt. Zusätzlich zu den Verkaufserlösen an der Börse hat der Anlagenbetreiber Anspruch auf die technologiespezifische Förderung im Rahmen des Integrationsbonus' (‚Technologiekomponente'), die als einmalige Zahlung am Jahresende erfolgt.

Entschließt sich der Anlagenbetreiber für eine Vergütung nach EEG, so erhält er zusätzlich zum festgelegten Einspeisetarif einen Bonus, der so gestaltet ist, dass er Anreize für eine bedarfsgerechte Stromeinspeisung schafft (‚Bedarfskomponente'). Grundlage hierfür ist die sogenannte residuale Last, die der ÜNB auf Basis von Standardlastprofilen und Einspeiseprognosen von Windenergie- und Fotovoltaikanlagen täglich für einen Zeitraum von 24 h im Voraus berechnen muss. Aus dem Profil der residualen Last sind die acht Stunden eines Tages mit der höchsten sowie die acht Stunden mit der niedrigsten residualen Last (‚HRL' und ‚NRL') zu ermitteln und verbindlich zu veröffentlichen. Nachdem der Betreiber der Speicheranlage dann für den jeweiligen Folgetag ein entsprechendes Einspeise- und Entnahmeprofil an den ÜNB gemeldet hat, hat er Anspruch auf Zahlung der Bedarfskomponente. Deren Höhe ist in HRL- und NRL-Zeiten unterschiedlich, um die angestrebte bedarfsgerechte Stromeinspeisung zu fördern. Im Modell werden für den gesamten Betrachtungszeitraum feste Tageszeiten mit der höchsten bzw. niedrigsten residualen Last festgelegt, während der ursprüngliche Entwurf des Kombikraftwerksbonus' tägliche Anpassungen dieser Lastphasen vorsieht.

Im modellierten Fall wird eine jeweils für die folgenden 24 Stunden optimierte gemeinsame Betriebsstrategie für Windkraftanlagen und Speicher ermittelt. In Abhängigkeit von der Vermarktungsentscheidung des WAB (Börse vs. EEG) für den jeweiligen Monat wird entweder die optimale Strategie für den Handel an der Börse oder aber die optimale Strategie für die Nutzung von EEG-Vergütung sowie Bedarfskomponente berechnet.

Dabei werden die Investitions- und die Kapitalkosten sowie die Wartungs- und Betriebskosten vereinfacht mittels einer jährlichen Zahlung in die Berechnungen einbezogen, wobei im aktuellen Modell noch davon Abstand genommen wird, die realen

Nutzungszeiten der Speichers adäquat monetär zu berücksichtigen. Zusätzlich wird aufgrund der exogen vorgegebenen Börsenpreise gegenwärtig nicht berücksichtigt, inwieweit die Nutzung von Speichern selbst die Preise an der EEX beeinflusst.

Im anschließenden Kapitel sollen nun nach der hier erfolgten generellen Beschreibung der relevanten Funktionsmechanismen und Rahmenbedingungen des Stromsektors und ihrer Implementierung in das Modell die Charakteristika der wesentlichen Akteure dargestellt werden.

### **3 Identifizierung der Akteure und Beschreibung der Akteursbeziehungen**

Als Basis für die Identifikation und Analyse der relevanten Akteure wurden Daten, Literaturlauswertungen und empirische Ergebnisse anderer Studien herangezogen. Für eine erste Beschreibung und Untersuchung etablierter Akteure, wie z. B. der Börse oder der Netzbetreiber, erschien diese Vorgehensweise pragmatisch und im ersten Schritt ausreichend. Für die Identifikation und Analyse neuer Akteure, für die nicht auf bestehende Studien zurückgegriffen werden konnte, waren dagegen umfassendere Untersuchungen notwendig. Hierfür wurden zunächst wirtschaftssoziologische Thesen zu organisationalen Feldern und den dort tätigen korporativen Akteuren herangezogen. Demnach entwickeln Wirtschaftsakteure Kontrollvorstellungen in einem abgegrenzten gesellschaftlichen Raum, z. B. einem bestimmten wirtschaftlichen Sektor, um Unsicherheiten zu reduzieren. Akteure entwickeln auf diese Weise Marktstrukturen und Institutionen, die die Funktionsfähigkeit des Marktes absichern sollen (Hasse und Krücken 2005). Die Identifikation und Beschreibung der Akteure orientiert sich zunächst an ihren jeweiligen Rollen als etablierte Akteure oder als Herausforderer, an ihrer Geschichte und Tradition sowie ihrer Größe (Beschäftigte, Umsatz).

#### **3.1 Akteursgruppen mit Ermessensspielräumen in AMIRIS**

Das Forschungsinteresse in AMIRIS richtet sich darauf, herauszufinden, wie sich verschiedene Akteure, die für die Direktvermarktung von Wind- bzw. generell von erneuerbarem Strom in Frage kommen, im Strommarkt unter verschiedenen Bedingungen verhalten werden. Daher werden im Modell die Akteursgruppen „Windanlagenbetreiber“ (kurz: WAB) und „Zwischenhändler“ (kurz: ZWH) besonders ausdifferenziert, indem ihnen Ermessensspielräume gegeben werden und sie lernfähig sind, während andere energiewirtschaftliche Akteure zunächst ohne diese Charakteristika modelliert werden.

Das Hauptaugenmerk wird auf die Produzenten von Windstrom gelegt, da dieser mengenmäßig den größten Anteil an der EEG-Strommenge stellt und gleichzeitig die Vergütungen von Windstrom den EEX-Spotmarktpreisen schon am nächsten sind. Für WAB kann sich der Schritt in die aktuell geltende Form der Direktvermarktung im Vergleich zu Erzeugern von EE-Strom aus anderen Quellen also am ehesten lohnen. Der Einstieg in die Direktvermarktung bedingt jedoch bedeutende Verhaltensänderungen für die EE-Anlagenbetreiber.

Während die Windkraftanlagenbetreiber im Rahmen des Wälzungsmechanismus' außer der Produktion und Einspeisung des Stroms und der entsprechenden Vergütung der produzierten Kilowattstunden keine weitere Funktion übernehmen, kommen im Rahmen der Direktvermarktung viele neue Aufgaben auf sie zu, so v. a.

- die Ausarbeitung von Entscheidungsstrategien, inwieweit innerhalb eines bestimmten Zeitraumes (zumeist eines Monats) der Ausstieg aus dem EEG lohnt sowie ggf. die Anpassung dieser Entscheidungsstrategien;
- die Prognose der von ihren Anlagen produzierten Strommengen, ggf. deren untertägige oder kurzfristige Anpassung, um die vermarktbareren Mengen möglichst exakt kennen zu können;

- die eigentliche Vermarktung des Windstroms - entweder an der Strombörse EEX oder als Ökostromband an einen Lieferanten, wozu auch der Zukauf von Strommengen anderer EE-Anlagen dient, wenn die eigenen Anlagen nicht ausreichend produzieren.

Diese neuen Aufgaben stellen für verschiedene Typen von Windkraftanlagenbetreibern unterschiedlich schwierige Herausforderungen dar. Während der Betreiber eines kleinen, beispielsweise genossenschaftlich geführten Windparks ohne Handelserfahrung am Strommarkt hierfür die Überwindung hoher Markteintrittsbarrieren in Kauf nehmen muss, sind die Hürden für ein Stadtwerk, in dessen Erzeugungsportfolio sich auch Windparks befinden und das bereits über eine Stromhandelsabteilung verfügt, im Verhältnis viel geringer.

Dieser sehr unterschiedlichen Situation wird im AMIRIS-Modell mittels zweier unterschiedlicher Optionen Rechnung getragen:

- einer Differenzierung der Windparkbetreiber selbst sowie
- der Einführung der Akteursgruppe ‚Zwischenhändler‘.

Der Zwischenhändler übernimmt im Modell die oben beschriebenen Funktionen für die Windanlagenbetreiber, die eine Vermarktung ihres Stromes alleine nicht durchführen wollen. Dabei werden auch unterschiedliche Typen von Zwischenhändlern gebildet, die zum heutigen Zeitpunkt noch nicht so ausgeprägt auftreten.

Beide Akteursgruppen werden im aktuellen Modell sehr stark ausdifferenziert, da sie als die maßgeblichen Akteure der Vermarktung von Windstrom gelten können. Vor allem ihr Verhalten unter verschiedenen gesetzlichen oder sonstigen Rahmenbedingungen wird untersucht. Ebenso wird für diese Akteure modelliert, wie sie auf Grund ihres vorangegangenen Verhaltens und ihrer Erfahrungen mit der Vermarktung von EE-Strom lernen.

Den beiden Hauptakteuren quasi zugeordnet sind

- das Regelbare Erneuerbare-Energien-Kraftwerk (REE-Kraftwerk) sowie
- diverse Speicherbetreiber.

Ihre Rolle ist es im Wesentlichen, die Vermarktung von Windstrom im Rahmen der verschiedenen Vermarktungsoptionen durch die Lieferung oder Einspeicherung fehlender oder überschüssiger Mengen an Strom zu unterstützen. Auch deren Rolle sollte im Modell der Realität voraus sein, da die Zwischenspeicherung von Strom in dezentralen Stromspeichern bislang nur von wenigen Akteuren im Markt real genutzt wird.

An erster Stelle werden im Folgenden die Windkraftanlagenbetreiber geschildert, die den Ausgangspunkt des Agentenmodells AMIRIS bilden. Die Tätigkeiten der WAB und deren Modellierung werden ausführlich im Kapitel 4.4.1 geschildert, so dass hier vor allem ihre wesentlichen wirtschaftssoziologischen Merkmale beschrieben werden.

In einem zweiten Unterkapitel werden die Zwischenhändler beschrieben, die eine neue bedeutende Akteursgruppe im Rahmen der Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien darstellen, da davon ausgegangen wird, dass viele WAB weder personell noch finanziell in der Lage oder willens sind, aktiv die Vermarktung ihres Windstroms zu betreiben.

### 3.1.1 Windkraftanlagenbetreiber

#### Geschäftsfeld und Tätigkeitsbeschreibung

Das Geschäftsfeld der Windanlagenbetreiber war insbesondere in den Anfangsjahren des EEG hauptsächlich durch die Produktion und Netzeinspeisung von Windstrom bestimmt. Dabei war und ist ihnen für einen über 20 Jahre lang gesicherten Vergütungszeitraum die Möglichkeit gegeben, die Investition in die sich noch in der technischen Entwicklung befindenden Technologie zu amortisieren. Dabei variieren die Motive der Windanlagenbetreiber zwischen mehr oder minder ökologischen und im Wesentlichen monetären Beweggründen. Einerseits betätigen sich viele von ihnen aus ökologischem (Pionier-)Geist und dem Wunsch, ihr Geld in eine als ökologisch sinnvoll angesehene Geldanlage anzulegen. Andererseits stellt die Investition in Windkraftanlagen heute eine als relativ sicher empfundene Geldanlage dar, die auch Investoren ohne besonders ausgeprägte ökologische Motive anzieht.

Die Tätigkeit als Windparkbetreiber impliziert damit ein Bündel an spezifischen, vor allem technischen und betriebswirtschaftlichen Kenntnissen: Agieren sie als Projektierer der Windkraftanlagen, müssen sie die Standorte nach ihrer Eignung aussuchen, die Genehmigungen einholen, die passenden Windkraftanlagen auswählen und auch die Beziehungen zu ihren eigenen Financiers pflegen. Sie koordinieren den Bau des kompletten Windparks und des Netzanschlusses. Während des Betriebs der Anlagen müssen sie deren Produktion und ordnungsgemäße Funktion überwachen sowie mögliche auftretende Störungen beseitigen.

Durch die seit dem EEG 2009 explizit gegebene Möglichkeit zur Vermarktung von EE-Strom ist das mögliche Geschäftsfeld der Windanlagenbetreiber erheblich erweitert worden. Aus den Stromerzeugern werden damit potentielle Vermarkter und Händler mit allen hierzu gehörenden Aufgaben: Dies reicht von der Erstellung oder dem Einkauf der Prognosen ihrer Windstromerzeugung, der jeweiligen Entscheidung zur Vermarktung oder dem Verbleib im EEG. Für den eigenen Verkauf an der Strombörse, den sie im Modell nur als sogenannte ‚aktive Windanlagenbetreiber‘ übernehmen, müssen sie die notwendigen Handelsanbindungen schaffen sowie Anfangs- und laufende Kosten bezahlen. Neben diesen infrastrukturellen Anforderungen müssen sie auch das notwendige Know-how für den Stromverkauf erwerben und, wenn notwendig, aktualisieren.

#### Funktion im Markt

Wie oben beschrieben können die Windanlagenbetreiber mehrere Funktionen im Markt wahrnehmen:

1. die des ‚Stromerzeugers‘ sowie
2. die des ‚Strom(selbst)vermarkters‘.

In der Rolle des Stromerzeugers ermöglichen ihnen die Mechanismen des EEG eine von den üblichen Stromerzeugern abweichende Rolle. Die Sonderrolle im Strommarkt ergibt sich v. a. aus der Tatsache, dass hier verschiedene neue Technologien, die oft noch am Anfang ihrer technologischen Entwicklung stehen, am Markt mit etablierten Technologien konkurrieren. Da diese ungleichen technologischen Entwicklungsstufen unterschiedliche Niveaus an Senkungspotentialen hinsichtlich der Gestehungskosten bedingen, hat das EEG ihnen eine relativ geschützte Position im

Strommarkt zugeordnet. Diese Rolle ist umso notwendiger, da der Strommarkt durch zwei besondere Charakteristika gekennzeichnet ist:

- Es herrschen oligopolistische Strukturen vor, in denen die Ausübung von Marktmacht erleichtert werden kann (Monopolkommission 2009). Dies zeigt sich zum einen in der Möglichkeit, die Preise in den Großhandelsmärkten zu beeinflussen. Zum anderen besteht aber generell auch das Problem, dass der Markteintritt neuer Akteure erschwert wird. Diese Problematik für die Erneuerbaren wird jedoch in dem Maß vermindert, indem die Kurzfristmärkte an Bedeutung gewinnen. Allerdings existieren auch hier beachtliche Markteintrittsbarrieren, die im Wesentlichen in den zu hinterlegenden Sicherheiten für den Eintritt in die Börse und für jedes einzelne Handelsgeschäft liegen.
- Im seit gut einem Jahrzehnt liberalisierten Strommarkt gibt es eine Koexistenz von Bestandskraftwerken und neu errichteten Kraftwerken, die sich jeweils in einer unterschiedlichen betriebswirtschaftlichen Situation befinden: Viele der Bestandskraftwerke wurden deutlich vor der Liberalisierung des Strommarktes gebaut und sind dementsprechend bereits amortisiert. Im Gegensatz hierzu sind die für die Finanzierung von Kraftwerksneubauten notwendigen Deckungsbeiträge über den Verkauf von Strom zum jeweiligen Marktpreis an der Strombörse (der tendenziell mit dem Preis an den Terminmärkten konvergieren sollte) oder mit Hilfe weiterer Erlöse aus den übrigen Teilmärkten des Stromsektors zu erwirtschaften. Für Stromerzeuger mit Technologien, die sich noch in der Entwicklung befinden, ist die Refinanzierung im Rahmen dieses Strommarktdesigns nicht sichergestellt, ebenso wenig, wie sie für andere neue konventionelle Kraftwerke als gesichert gelten kann.

Die Rolle des Stromselbstvermarkters bedeutet, dass die EE-Stromerzeuger aus der geschützten Position im Rahmen des EEG entweder herauswachsen wollen oder man von ihnen fordert, dass sie daraus herauswachsen sollen und quasi ‚normale‘ Strommarktteilnehmer außerhalb des EEG werden sollen. Dies heißt, dass sie schrittweise an den Aufgaben, Chancen und Risiken der regulären Teilnahme am Strommarkt teilhaben bzw. in diese Stellung hineinwachsen sollen. Hierzu gehört kurzfristig mindestens der Erwerb der in Kapitel 3.1 beschriebenen Kenntnisse und Fähigkeiten. Mittel- und langfristig ist aber auch die Übernahme von Systemverantwortung, d. h. über die Erzeugung von Wirkleistung hinausgehende Erbringung von Systemdienstleistungen notwendig.

Dieses sich wandelnde Rollenbild der EE-Stromerzeuger zeigt, dass deren ‚Entlassung‘ aus dem EEG eventuell nicht ohne flankierende Maßnahmen, ggf. sogar nicht ohne grundsätzliche Änderungen im Strommarktdesign, ablaufen kann, da mit dem Erreichen einer Vollkostenparität zwischen EE und konventionellen Kraftwerken nicht unbedingt gleiche Marktchancen und die Überwindung von Markteintrittsbarrieren einhergehen. Dies liegt einerseits an dem spezifischen Charakter von Windkraftanlagen als fluktuierende Stromerzeuger und andererseits an den bestehenden (gewachsenen) Strukturen des Marktes sowie den politischen Rahmenbedingungen.

### **Zur Ausdifferenzierung unterschiedlicher Windanlagenbetreibertypen**

Um die Frage nach der Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung von Windstrom detailliert analysieren zu können, wurden zur Entwicklung unterschiedlicher Typen von Windanlagenbetreibern in einem ersten Schritt zwei primäre Differenzierungsmerkmale gewählt. Dies sind:

- die Vergütungshöhe sowie
- die Entscheidung des WAB, seinen Strom als sogenannter ‚aktiver WAB‘ selbst zu vermarkten oder die (während eines Simulationslaufes nicht revidierbare) Entscheidung für den ausschließlichen Verbleib im EEG oder für die ausschließliche ‚Überlassung‘ des Stroms an einen Zwischenhändler.

Beide Differenzierungsmerkmale sind miteinander kombinierbar. Dieser Ansatz wurde gewählt, da eine klare Zuordnung der unterschiedlichen Motivationen der einzelnen Windanlagenbetreiber (vgl. Kapitel 3.1.1), z. B. nach Anlagenalter oder nach Windparkgröße, als zu komplex in Bezug auf die Umsetzung der Direktvermarktung erschien und der Mehrwert in keinem Verhältnis zum Aufwand gestanden hätte.

Die Differenzierung nach der Vergütungshöhe erfolgt nach einem eigens für AMIRIS entwickelten Berechnungsschema.

Die verschiedenen Versionen des EEG sehen jeweils eine Grundvergütung für Windkraftanlagen über die gesamte Vergütungsdauer von 20 Jahren zuzüglich des angebrochenen Jahres der Inbetriebnahme vor. Diese Grundvergütung wird aufgewertet durch die Anfangsvergütung, die garantiert in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme gezahlt wird. Nach diesen fünf Jahren wird die Anfangsvergütung ertragsabhängig weitergezahlt. Dabei wird für den jeweiligen Anlagentyp der sogenannte Referenzertrag ermittelt. Je weiter der Ertrag einer Anlage in Abhängigkeit von ihrem Standort unter ihrem Referenzwert liegt, desto länger wird die Anfangsvergütung gezahlt.

Bei der Ermittlung der realen Vergütungshöhen des Anlagenbestands in der Bundesrepublik konnte nicht auf entsprechende Daten zurückgegriffen werden, weshalb eine eigene Berechnungsmethode hierfür entwickelt wurde. Die Binnenwindparks wurden dabei unter Berücksichtigung der jeweils installierten Kapazität für jedes Jahr getrennt auf drei Klassen verteilt. Im Modell wurden daraus drei dynamische, d. h. jährlich fortzuschreibende, Vergütungsklassen für Binnenwindkraftanlagen und eine eigene Vergütungsklasse für Offshore-Anlagen geschaffen, in denen jeweils unterschiedliche Spannen von Vergütungshöhen zusammengefasst werden (vgl. dazu ausführlicher Kapitel 4.5).

Für die Simulationen wird in jeder Klasse eine einheitliche EEG-Vergütung angesetzt. Die vier WAB-Typen sind programmintern grundsätzlich gleichartig ausgestaltet. Sowohl aufgrund der verschiedenen Handlungsanreize, denen sie ausgesetzt werden, als auch wegen der individuellen Parametrisierungen können sie jedoch unterschiedlich reagieren.

Diese individuellen Reaktionen der WAB werden u. a. mittels des zweiten primären Differenzierungsmerkmals, der Eigenständigkeit bzw. der Passivität bei der Vermarktung, abgebildet. Dementsprechend erfolgt eine Einteilung der WAB in sogenannte ‚WAB aktiv‘, ‚WAB-ZWH‘ und ‚WAB passiv‘.

Die passiven WAB übernehmen die Vermarktung des Windstromes nicht selbst, sondern vergüten ihren Strom vollständig über das EEG. Sie verbleiben somit in der Rolle des unter Kapitel 3.1 beschriebenen ‚Stromerzeugers‘. Auch wenn zwar jenen ‚WAB-ZWH‘, die sich für die ‚Überlassung‘ des Stroms an einen Zwischenhändler entscheiden, eine höhere Bereitschaft, die Chancen, aber auch Risiken der damit verbundenen Vermarktung, wahrzunehmen, zugesprochen werden kann, ändern auch sie nichts an ihrer grundsätzlichen Funktion im Markt als Stromerzeuger.

Anders verhält es sich mit dem sogenannten ‚aktiven‘ WAB. Dieser nimmt die unter Kapitel 3.1 beschriebene Rolle des Stromselbstvermarkters wahr. Er erwirbt damit die notwendigen Fähigkeiten, die für die Vermarktung des Stromes notwendig sind, tätigt u. U. anstehende Investitionen, trifft Vermarktungsentscheidungen, zieht gegebenenfalls Konsequenzen aus getroffenen Fehlentscheidungen. Zusätzlich entwirft er neue Vermarktungsmodelle oder geht mit Speicherbetreibern Kooperationen im Rahmen des Integrationsbonusmodells ein.

Damit ist vor allem der Typus des aktiven Windanlagenbetreibers derjenige, der den Rollenwandel vorantreibt und auch Innovationen im Stromhandel ausprobieren wird. Dementsprechend wird sein Handeln in AMIRIS besonders intensiv untersucht, da das Gelingen oder möglicherweise das Scheitern seiner Aktivitäten Signalcharakter für die passiven Windanlagenbetreiber haben kann. Er ist aber auch derjenige, der besonders stark von der Neusetzung politischer Rahmenbedingungen in Bezug auf die Direktvermarktung oder Änderungen an Struktur und Design des Strommarktmodells betroffen ist.

Im folgenden Kapitel wird nun der zweite, in AMIRIS detailliert abgebildete Akteur mit Ermessensspielraum, der Zwischenhändler, näher beschrieben.

### **3.1.2 Zwischenhändler**

Während die WAB seit der Einführung des Stromeinspeisegesetzes, dem Vorläufer des EEG, im Jahr 1991 Akteure mit gesetzlichen klar definierten Rollen sind, sind die ZWH erst mit der Diskussion um die Vermarktung von EEG-Strom vor wenigen Jahren auf die Bühne der Energiewirtschaft getreten und besitzen noch keine (gesetzlich) definierte Rolle, die als klare Grundlage für die Modellierung des Handelns von Akteuren dienen kann.

Im Hinblick auf das neue, sich entwickelnde Geschäftsfeld der Direktvermarktung von Windenergie wurde im Projektkonsortium daher zunächst mittels einer typisierenden Tätigkeitsbeschreibung ein neuer Akteurstyp ‚Zwischenhändler‘ (ZWH) für den betrachteten Sektor konstruiert. Die Identifikation real existierender Zwischenhändler erfolgte dann mittels Literaturlauswertungen und leitfadengestützten Interviews zu der ihnen zugeschriebenen Tätigkeit der Abnahme und Vermarktung von in Windkraftanlagen erzeugtem Strom. In einem zweiten Schritt, als Ergebnis der Auswertung der Literatur und der Interviews, wurde die zuvor typisierend konstruierte Akteursbeschreibung erweitert und modifiziert.

#### **Geschäftsfeld und Tätigkeitsbeschreibung**

Zentral für die Tätigkeit eines Zwischenhändlers ist die Bereitstellung von Dienstleistungen für Windanlagenbetreiber. Zwischenhändler übernehmen den Strom einzelner Anlagenbetreiber und treffen für diese die Entscheidung bezüglich eines Weiterverkaufs am Strommarkt oder des Verbleibs im EEG. Die Bandbreite der von Zwischenhändlern angebotenen Dienstleistungen für Windanlagenbetreiber ist vielfältig. So nehmen sie technische und organisatorische Aufgaben wahr, wie das Erstellen von Windprognosen und, daraus abgeleitet, Prognosen für ihre Kunden über den möglichen, für einen bestimmten in der Zukunft liegenden Zeitraum erzeugbaren Strom aus Windkraft. Weitere, eng mit der Prognose verknüpfte, technische Dienstleistungen betreffen z. B. die Online-Vernetzung und Überwachung aller durch einen

Zwischenhändler vermarkteten Windkraftanlagen. Darüber hinaus übernehmen Zwischenhändler auch Aufgaben wie Fahrplanmeldungen an die Netzbetreiber sowie den finanziellen Ausgleich der Abweichungen oder das Hinzukaufen zusätzlicher Energie zur Erzielung des angemeldeten Fahrplans. Entsprechend ihrer Informationen bzgl. der Windprognose, den möglichen erzeugbaren Strommengen sowie den Preisentwicklungen, insbesondere auf der Strombörse, treffen Zwischenhändler für die Windanlagenbetreiber zunächst die grundsätzliche Entscheidung hinsichtlich des Verbleibs im EEG oder der Direktvermarktung. Im letzteren Fall umfasst dies eine Bandbreite an Aufgabengebieten und Verantwortlichkeiten: Zwischenhändler entscheiden über den Zeitpunkt, die Menge und den Markt, auf dem sie den Windstrom anbieten. Eine weitere Dienstleistung für Windanlagenbetreiber stellt die spezifische Infrastruktur dar, über die Zwischenhändler verfügen, um an der Strombörse handeln zu können. So ist für den Handel an der Strombörse zunächst eine Börsenanbindung notwendig. Zusätzlich müssen Händler Sicherheitsgebühren, sogenannte Margins, hinterlegen, die bei großen Handelsvolumina erheblich sind und kaum von kleinen Windanlagenbetreibern selbst aufgebracht werden könnten, ebenso wie diese über keine Börsenanbindung sowie die für den Börsenhandel notwendigen Kenntnisse verfügen.

### **Funktion im Markt**

Hinsichtlich der Hemmnisse und Anreize bei der Integration der Windenergie in den Strommarkt und vor dem Hintergrund der beschriebenen Dienstleistungen, ist den Zwischenhändlern eine entscheidende Funktion im betrachteten Markt zuzuschreiben. Die durch Zwischenhändler angebotenen Dienstleistungen stellen die zentrale Voraussetzung für einen Großteil der Windanlagenbetreiber – und zwar in besonderem Maße für kleine Windanlagenbetreiber – dar, die Möglichkeit der Direktvermarktung des in Windkraftanlagen erzeugten Stroms zu nutzen. Denn ohne weitergehende, für die Marktintegration notwendige, technische und markt-, insbesondere auch börsenspezifische Kenntnisse, ist die Marktteilnahme erheblich erschwert.

### **Zur Ausdifferenzierung unterschiedlicher Zwischenhändlertypen**

Ausgehend von einer ersten beschreibenden Analyse der Tätigkeiten und der zentralen Marktfunktion des Akteurstyps wurden auf Grundlage leitfadengestützter Interviews und Literaturlauswertungen weitergehende Untersuchungen vorgenommen. Hieraus resultierte eine Ausdifferenzierung in verschiedene Sub-Typen. Aufgrund der spezifischen Situation während des Projektzeitraums, die durch einen relativ niedrigen Strompreis bei gleichzeitig hohen EEG-Vergütungssätzen gekennzeichnet war, ergab die Suche nach Sub-Typen des vorab zunächst über allgemeine Tätigkeitsbeschreibungen konstruierten Akteurstyps eine Bandbreite sehr unterschiedlicher Akteure. Für alle identifizierten Zwischenhändler gilt allerdings, dass diese das Vermarkten und Handeln von Strom aus Windkraftanlagen lediglich als weiteres zukünftiges, sich im Aufbau befindendes Geschäftsfeld betrachten. Entsprechend unterschiedlich sind auch die Motive und die zusätzlichen Funktionen, die den Zwischenhändlern zugeschrieben werden können. In der Realität sind daher auch die Grenzen zu anderen Akteuren verwischt, da das Geschäftsfeld des Zwischenhändlers zum Zeitpunkt der durchgeführten Interviews nicht als einzige Tätigkeit ausgeübt werden konnte. Der Grund waren zum einen relativ niedrige Strompreise bei gleichzeitig hohen EEG-Vergütungssätzen, die eine Direktvermarktung für Windanlagenbetreiber unattraktiv machte. Gleichzeitig stellte zum anderen die im Projektzeitraum

geltende gesetzliche Regelung einer monatlichen Bindungsfrist hinsichtlich der Entscheidung aus dem EEG auszuschneiden und eine Direktvermarktung vorzunehmen, ein erhebliches Risiko für Zwischenhändler dar, so dass das Geschäftsfeld von den Zwischenhändlern selbst für den Zeitpunkt der Befragung als nicht lohnend eingestuft wurde.

In ihrer Eigenschaft als Zwischenhändler sind alle identifizierten realen Akteure neu am Markt. Es ergeben sich jedoch erhebliche Unterschiede zwischen den einzelnen Akteuren, wenn auch die anderen Geschäftsfelder und Marktaktivitäten der Akteure mit in den Blick genommen werden. Es zeigt sich, dass sich die Akteure je nach Neben- bzw. Hauptaktivitäten und je nach Status als etablierte Marktteilnehmer oder neue Herausforderer sehr unterschiedlich in der Marktstruktur positionieren. Aus der Positionierung eines Akteurs lassen sich seine Handlungslogiken und Strategien ableiten, die er für sein Überleben am Markt entwickelt hat. Typischerweise orientieren sich zwar alle Wirtschaftsakteure zunächst an Effizienzkriterien, um wirtschaftlich zu überleben. Je nach Positionierung im Markt kommen allerdings andere Anforderungen hinzu, beispielsweise Aspekte der Legitimität. Hierbei ist Legitimität an Kriterien der sozialen Erwünschtheit und des sozialen Nutzens geknüpft, die jeweils durch die Umwelt zugeschrieben werden. So werden Zwischenhändler je nach spezifischer Umwelt, in der sie agieren, z. B. nach Kriterien wie der Unterstützung für die Erneuerbare Energien Branche bewertet oder (diesem diametral gegenüberstehend) der Stärkung etablierter Strukturen der Energieversorgung und des bestehenden Energiemixes.

Die mit Legitimitätsaspekten verknüpften Ziele eines Zwischenhändlers lassen sich demzufolge aus der Umwelt des Akteurs ableiten. Die Umwelt besteht dabei aus anderen Akteuren, z. B. aus den Kunden eines Zwischenhändlers, aber auch den Verbänden oder den Akteuren aus der Politik, die jeweils spezifische Anforderungen an den ZWH haben. Für jeden identifizierten Zwischenhändler wurde daher geprüft, von welchen Akteuren jeweils welche Legitimitätsanforderungen gestellt werden.

Grundsätzlich gilt, dass die demonstrativ zur Schau gestellte Erfüllung der verschiedenen Ansprüche aus der Umwelt die Anerkennung als modernes und gut geführtes Unternehmen sichert. Dies erhöht die Überlebensfähigkeit einer Organisation, auch wenn die symbolische Konformität mit diesen Erwartungen mit Einbußen an Effizienz erkaufte werden sollte (vgl. Hasse/Krücken 2005). Empirische Ergebnisse zeigen allerdings, dass institutionalistische, die Legitimität betreffende, Aspekte vor allem für reife und etablierte Unternehmen von Relevanz sind. Junge, neue Unternehmen müssen sich dagegen hauptsächlich an Effizienzkriterien orientieren. D. h. die relevanten, Legitimität verschaffenden externen Beziehungen zu den aufgezählten Akteursgruppen sind bei etablierten Firmen i. d. R. zahlreicher als bei neuen Firmen.

### **Typen von Zwischenhändlern**

Ausgehend von den geschilderten theoretischen Überlegungen wurden die Interviews ausgewertet. Das Ergebnis der Auswertung wurde in eine Typologie von Zwischenhändlern überführt, wie wir sie für die nächsten Jahre – d. h. für einen späteren Zeitpunkt, zu dem die Direktvermarktung eventuell eine Rolle spielen könnte – erwarten. Wir unterscheiden dementsprechend folgende Zwischenhändler Typen:

*Typ 1) Unabhängiger, kleiner Zwischenhändler,*

*Typ 2) Zwischenhändler aus dem Umfeld eines großen Stromkonzerns und*

*Typ 3) Zwischenhändler aus dem Umfeld großer Anlagenbetreiber.*

In Hinblick auf ihr momentanes Hauptgeschäftsfeld unterscheiden sich die in der Realität auffindbaren Zwischenhändler aufgrund ihrer Herkunft und ihres Kundenstamms deutlich. Entsprechend divergent sind auch ihre Ziele, Motive und Strategien.

Unabhängige kleine Zwischenhändler kennzeichnet eine Affinität zu den ursprünglichen Ideen der Grünstrombranche einer insbesondere auch wirtschaftlich dezentralisierten Stromversorgung. So sind die Akteure neben kommerziellen Zielen auch von der Motivation geleitet, einen Beitrag zur Stärkung der Erneuerbaren Energien Branche zu leisten. Durch die Vernetzung vor allem kleinerer Windkraftanlagen soll es gelingen, diese Anlagenbetreiber zu stärken und die Direktvermarktung für diese zu übernehmen. Dieser Idee des ‚Poolings‘ liegt darüber hinaus auch die Motivation zugrunde, die Marktmacht der großen und etablierten EVU zu schwächen. Neben dem Börsenhandel planen diese Zwischenhändler auch, Windstrom z. B. als grünen Strom direkt an Endkunden zu verkaufen. Im Moment ist allerdings der Kompetenzaufbau dieses Zwischenhändlertyps verzögert. Hinsichtlich der Prognosefähigkeit, die mit Erfahrungen auf diesem Gebiet korreliert, sind kleine Zwischenhändler im Vergleich zu den anderen beiden Typen zunächst im Nachteil. Zusätzlich zu dem Kundenpotenzial und dem Kompetenzaufbau ist für Typ 1 auch sein Geschäftsmodell charakteristisch. Dieses ist durch eine relativ hohe Risikoaversion geprägt: Aufgrund eines fehlenden lukrativen Hauptgeschäftsfeldes hat die Strategie der Risikovermeidung Vorrang. Das von diesem Zwischenhändlertyp angebotene Tarifmodell ist entsprechend von der Philosophie gekennzeichnet, Gewinne und Verluste zu teilen.

Zwischenhändler aus dem Umfeld eines großen Stromkonzerns sind teilweise Konzernschwestern entflochtener Übertragungsnetzbetreiber, Tochterunternehmen oder Abteilungen großer Stromkonzernen oder anderer wichtiger Akteure des Strommarkts. Diese sind schon seit Jahren an der Strombörse aktiv und planen den Geschäftszweig Zwischenhandel zunächst für den in anderen Tochterunternehmen erzeugten Strom aus Windkraftanlagen, aber auch für externe Kunden, wie z. B. Immobilienfonds, mittelgroße Windparkbetreiber oder gegebenenfalls auch Stadtwerke. Grundsätzlich ist dieser Zwischenhändlertyp aber auch offen für andere Kunden, d. h. bei Interesse geht er auch Geschäftsbeziehungen mit kleinen Windanlagenbetreibern ein. Ziel und Motiv dieses Zwischenhändlertyps ist es einerseits, die Kontrolle über ein immer wichtiger werdendes Marktsegment zu gewinnen. Andererseits sehen Stromkonzerne Aktivitäten im Bereich Windenergie, sowohl im Hinblick auf die Stromerzeugung als auch hinsichtlich der Direktvermarktung, als Möglichkeit der Imagepflege und Eigenwerbung. Aufgrund langjähriger Erfahrungen im Börsenhandel und der engen Kooperation mit etablierten Prognoseanbietern sind Kompetenzen sowohl in Bezug auf das Erstellen von Windprognosen als auch bei Börsenpreisprognosen bereits umfassend vorhanden. Das Geschäftsmodell des Zwischenhändlertyps 2 ist deutlich vom lukrativen Hauptgeschäftsfeld geprägt. Denn dadurch verfügt dieser über Vorleistungskapazitäten, die ihn weniger risikoavers erscheinen lassen. Als Tarifmodell kann er entsprechend seinen Kunden einen Tarif in Höhe des EEG zuzüglich eines festen Bonus' garantieren. Eventuelle Verluste, die durch falsche Prognosen entstehen, übernimmt der Zwischenhändler für die Kunden.

Zwischenhändler aus dem Umfeld großer Anlagenbetreiber sind weniger von längerfristigen strategischen Zielen bzgl. Marktmacht oder Marktmachtschwächung geleitet. Ihnen geht es auch nicht um Aspekte der Imagepflege, sondern diese relativ jungen Akteure aus der etablierten Grünstrombranche charakterisieren vorrangig kurz- bis mittelfristige ökonomische Ziele. Zwischenhandel wird von diesem Akteurstyp als komplementäres Geschäftsfeld verstanden. Momentan sind diese Zwischenhändler hauptsächlich im Bereich Projektentwicklung und Betriebsführung aktiv. Der Handel von Windstrom als komplementärer Geschäftszweig wird zunächst für den in den betreuten Anlagen erzeugten Strom vorbereitet, als Dienstleistung wird dieser aber auch anderen großen und mittelgroßen Windstromerzeugern angeboten. Beim Erstellen von Windprognosen ist der Kompetenzaufbau dieses Zwischenhändlerstyps zwar noch nicht vollständig abgeschlossen, aber bereits weit fortgeschritten. Sein Risikoverhalten ist zwischen Typ 1 und Typ 2 anzusiedeln. Entsprechend ist auch das von ihm angebotene Tarifmodell zu interpretieren. Es ist davon auszugehen, dass der Zwischenhändlerstyp 3 zwar keinen festen Bonus anbieten wird, aber eine Vergütung entsprechend der EEG-Sätze würde zunächst garantiert, zu der ab einer gewissen Gewinnhöhe ein Gewinnanteil hinzukäme.

### **3.2 Akteursgruppen ohne Ermessensspielräume in AMIRIS**

Weiterhin werden im Modell auch die übrigen, am EEG-Wälzungsmechanismus beteiligten Akteure bzw. Institutionen abgebildet, auch wenn diese weit weniger ausdifferenziert sind als die Windanlagenbetreiber und die Zwischenhändler:

- die Verteilnetzbetreiber (VNB),
- die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB),
- die Strombörse und
- die Stromlieferanten.

Diese sind in der Realität ebenso lernende und interessengeleitete Akteure wie die Anlagenbetreiber und Zwischenhändler. Im Rahmen des Pilotprojektes wurde allerdings noch darauf verzichtet abzubilden, dass auch diese Akteure nicht unbedingt eine rein funktionale Haltung gegenüber der Vermarktung von EE-Strom haben, sondern durchaus auch die hiermit verbundenen Chancen und Risiken erkennen und gegebenenfalls damit operieren möchten.

Im aktuellen Modell von AMIRIS übernehmen diese weiteren Agenten im Wesentlichen die Funktionen, die ihnen im Rahmen der EEG-Wälzung übertragen worden sind. Sie werden im Folgenden summarisch beschrieben:

- Die Verteilnetzbetreiber nehmen den ins Verteilnetz eingespeisten Strom auf, leiten ihn physikalisch an die ÜNB weiter und übernehmen die Vergütungszahlungen an die an ihr Netz angeschlossenen EEG-Anlagenbetreiber.
- Die ÜNB nehmen selbst Strom auf, der von den EE-Anlagenbetreibern, die ans Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, eingespeist wird, und erhalten den von den VNB weitergeleiteten Strom. Sie übernehmen jedoch vor allem die Funktion des Verkäufers der EEG-Strommengen am Spotmarkt der EEX (die ‚Strombörse‘). Ihre Funktion als Treuhänder des EEG-Umlagenkontos, in dem die verschiedenen Einnahmen aus dem Verkauf des Stroms sowie die von den Lieferanten gewälzten Umlagenzahlungen der Endkunden sowie die Kosten aus den Vergütungszahlen geführt werden, wird bis-

lang noch nicht abgebildet, da sie für die Simulation des Handelns der lernenden Agenten nur von untergeordneter Bedeutung ist.

- Die Strombörse ist der (anonyme) Handelsplatz für die im Modell gehandelten Strommengen. Ungleich der Realität werden im AMIRIS-Modell hier bislang nur die EE-Strommengen gehandelt. Für die Zwischenhändler ist zwar die Option vorgesehen, dass diese an der Börse sogenannten ‚Graustrom‘ einkaufen können, um ihre Profillieferungen zu vervollständigen. Diese wird gegenwärtig jedoch wegen der Vorgabe, dass diese ausschließlich EE-Strom kaufen dürfen, nicht genutzt. Ebenso werden die Börsenpreise gegenwärtig noch exogen vorgegeben und sind keine Funktion von Angebot und Nachfrage oder sonstiger möglicher Preis beeinflussender Faktoren wie z. B. der Marktmacht.
- Die Stromlieferanten übernehmen die Versorgung der Endkunden mit Strom und beziehen diesen entweder von der Börse oder direkt von den diversen modellierten Vermarktern des EE-Stroms, mit denen sie Profillieferungsverträge abgeschlossen haben.

Die hier erfolgte Beschreibung wesentlicher Merkmale realer Akteure der Energiewirtschaft bildet die Grundlage für die konstituierenden Merkmale der in AMIRIS abgebildeten Agenten. Die mit Abstraktionen verbundene Übersetzung von Akteuren in Agenten des Modells wird im folgenden Kapitel beschrieben.

## 4 Beschreibung des Simulationsmodells

### 4.1 Agentenbasierte Modellierung

In der agentenbasierten Modellierung haben (unter Umständen sehr) viele Einheiten (Akteure, Agenten) 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 Erzeugung 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 (Schmidt 2000b; Strube 1996).

Agenten in agentenbasierten Simulationsmodellen weisen folgende charakteristische Merkmale auf (vgl. Urban 2004: S. 4-8):

- 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.

Agentenbasierte Modelle sind besonders geeignet, adaptive Strukturen und Verhaltensänderungen aufgrund des Wechsels äußerer Gegebenheiten zu bestimmen, da bei der agentenbasierten Simulation der in einem sozialen System eingebundene lernende Akteur mit bestimmten Wahrnehmungen und Handlungsmustern im Zentrum steht.

### 4.2 Das Simulationssystem Simplex3

Simplex3 (Schmidt 2000a) ist ein allgemeines Simulationssystem. Es besteht aus einer vollständigen Experimentierumgebung, die den Modellaufbau, die Durchführung und Verwaltung von Experimenten sowie die Ergebnisauswertung und Ergebnisdarstellung unterstützt. Zudem existieren Schnittstellen, um externe Funktionalitäten oder Daten in ein Simulationsmodell einzubinden.

In Simplex3 ist die eigenständige Modellbeschreibungssprache Simplex-MDL integriert, die eine formale, nicht-prozedurale Modellspezifikation erlaubt. Der Modellierer kann also die zur Modellbeschreibung angebotenen Sprachkonstrukte, die auf systemtheoretischer Grundlage beruhen, ohne Beachtung der Ausführungsreihenfolge notieren. Die Einhaltung von konsistenten Modellzuständen wird vom Simulations-

system Simplex3 überwacht. Einzelne, in Simplex-MDL beschriebene Modellkomponenten, können mithilfe von höheren Komponenten in hierarchischer Weise zu komplexeren Modellen zusammengesetzt werden. Simplex3 ermöglicht den Aufbau von zeitkontinuierlichen, zeit- und ereignisdiskreten Modellen. Weiterhin ist es möglich, diese Ansätze in der Modellierung zu kombinieren.

Mit dem Simulationssystem Simplex3 können Simulationsmodelle aus unterschiedlichen Fachgebieten, z. B. der Verfahrenstechnik, Steuer- und Regelungstechnik, der Wirtschaftswissenschaften, der Medizin, der Biologie und der Ökologie aber auch der Sozialwissenschaften beschrieben werden.

Insgesamt bringt das Simulationssystem Simplex3 durch seinen universellen Ansatz alle Voraussetzungen mit, um komplexe Agentenstrukturen, insbesondere im interdisziplinären Bereich, zu modellieren. Zahlreiche wissenschaftliche Arbeiten, speziell im Bereich der Modellierung menschlichen Verhaltens, in denen Simplex3 zur Umsetzung von agentenbasierten Simulationsmodellen eingesetzt wurde (z.B. Mosler 2002; Schwarz 2000; Schmidt 2000b; Urban 2000 u. 2004), belegen dies.

### **4.3 Modellstruktur**

Grundlegender Baustein der Modellentwicklung in Simplex3 ist die Komponente. Jeder Agent wird also auch als Komponente im Modell repräsentiert, und mit dem für den jeweiligen Agenten spezifische Struktur und dem spezifischen Verhalten ausgestaltet (vgl. Kapitel 3). Das Verhalten von Agenten der gleichen Klasse, denen dieselbe Komponentenbeschreibung zugrunde liegt, kann durch eine unterschiedliche Parametrisierung und durch die Ausstattung mit verschiedenen Strategien variiert werden.

Als Ausgangspunkt der Modellentwicklung werden nun zunächst die Agenten beschrieben, die für das Simulationsmodell AMIRIS relevant sind. Im Modell, das im Rahmen der Pilotstudie entstanden ist, weisen alle Akteure typische Merkmale von Agenten in verschiedenen Ausbaustufen auf. Folgende Agenten, die als Schlüsselakteure identifiziert wurden, sind im Strommarktmodell integriert:

- Windanlagenbetreiber,
- Speicherbetreiber,
- Netzbetreiber (Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber),
- Börse,
- Zwischenhändler,
- REE-Kraftwerk und
- Lieferant.

Im Simulationsmodell haben die Agenten, je nach Typ, verschiedene Möglichkeiten, Einfluss auf das Simulationsgeschehen zu nehmen. Die Akteure Windanlagenbetreiber, REE-Kraftwerk und Speicherbetreiber produzieren bzw. speichern Strom und geben den Strom physikalisch an die Netzbetreiber ab, die diesen an den Lieferanten weiterleiten. Der Lieferant fungiert hier quasi als Senke, um das System abzugrenzen.

Nahezu alle Akteure verfügen über Mechanismen, den Strom über verschiedene Wege wirtschaftlich zu verwerten. Die am weitesten entwickelten Möglichkeiten hat in

AMIRIS der Windanlagenbetreiber (WAB), der seinen Strom direkt über die Börse, zu EEG-Konditionen und über den Zwischenhändler verkaufen kann. Auch der Zwischenhändler hat die Möglichkeit, Strom direkt an der Börse oder zu EEG-Konditionen zu verkaufen. Als weitere Vermarktungsmöglichkeit steht dem Zwischenhändler die Möglichkeit offen, Angebote zu Profilstromlieferungen anzunehmen und zu bedienen.

In AMIRIS können verschiedene Klassen von Windanlagenbetreibern abgebildet werden (Erläuterung der WAB-Typen in Kapitel 3.1.1 sowie der Vergütungsklassen in Kapitel 4.4.1). Jede Klasse wird dabei als eigenständiger Agent modelliert. Jedem WAB sind ein Speicherbetreiber und ein Zwischenhändler zugeordnet. Jedem ZWH wird wieder ein REE-Kraftwerk zugeordnet. Die innere Struktur eines Agenten einer Agentenklasse ist grundsätzlich immer gleich ausgebildet. Die Agenten können jedoch unterschiedlich parametrisiert oder auch mit unterschiedlichen Strategien ausgestattet werden. Damit können auf einfache Weise verschiedene Typen von Agenten innerhalb einer Agentenklasse erzeugt werden. Da sie zudem auch verschiedenen Handlungsanreizen ausgesetzt sind, kann sich das Verhalten von Agenten einer Klasse sehr unterschiedlich gestalten.

In der Komponente EEGR werden den Akteuren die für die Simulation benötigten Informationen über die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z. B. unterschiedliche Ausgestaltungen des EEG) zur Verfügung gestellt. Als externe Informationen werden die Börsenpreise, die Windstärken und Lastprofile (vgl. Kapitel 4.5) in das Simulationsmodell eingebracht.

Einen Überblick über die Modellstruktur gibt Abbildung 4-1. Die internen Strukturen und Mechanismen der einzelnen Agenten werden in Kapitel 4.4 erläutert.

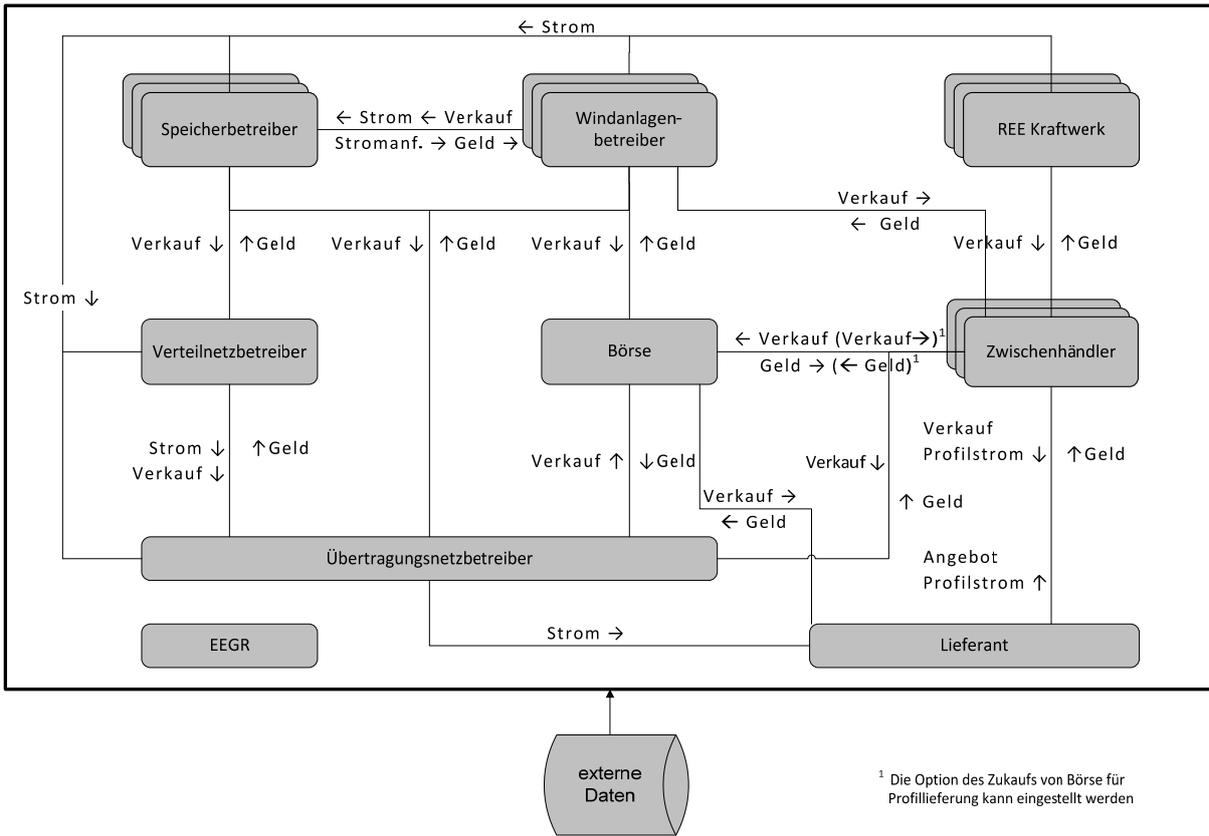


Abbildung 4-1: Die Struktur des Simulationsmodells AMIRIS

#### 4.4 Die interne Struktur der Agenten

Neben der in Abschnitt 4.3 beschriebenen Verknüpfungsstruktur bestimmt auch der innere Aufbau eines Agenten, also die ihm zur Verfügung stehenden Informationen sowie seine Ziele und Entscheidungsroutrinen, das Modellverhalten. Die modellierten Agenten können dabei stets nur einen kleinen Ausschnitt aus der Realität der beschriebenen Akteure darstellen, und es sind grundsätzlich sowohl Verallgemeinerungen (die Vielgestaltigkeit der realen Akteure muss durch wenige oder sogar nur durch einen einzelnen Agenten repräsentiert werden) als auch Vereinfachungen erforderlich (das Verhalten realer Akteure ist in der Regel durch deutlich mehr Einflüsse geprägt und ihm liegen komplexere und unbeständigere Entscheidungsprozesse zugrunde als im Modell). Eine erfolgreiche Modellierung beruht darauf, die notwendigen Verallgemeinerungen und Vereinfachungen vorzunehmen, ohne dabei die entscheidenden, systemprägenden Akteursmerkmale zu verlieren. Um diesen Aspekt des Modells transparent und diskutierbar und das Modellverhalten in seinen Grundzügen verständlich zu machen, werden die wesentlichen Strukturen der einzelnen Modellagenten in den folgenden Abschnitten eingehend beschrieben und durch Demonstrationsrechnungen veranschaulicht.

#### **4.4.1 Der Windanlagenbetreiber**

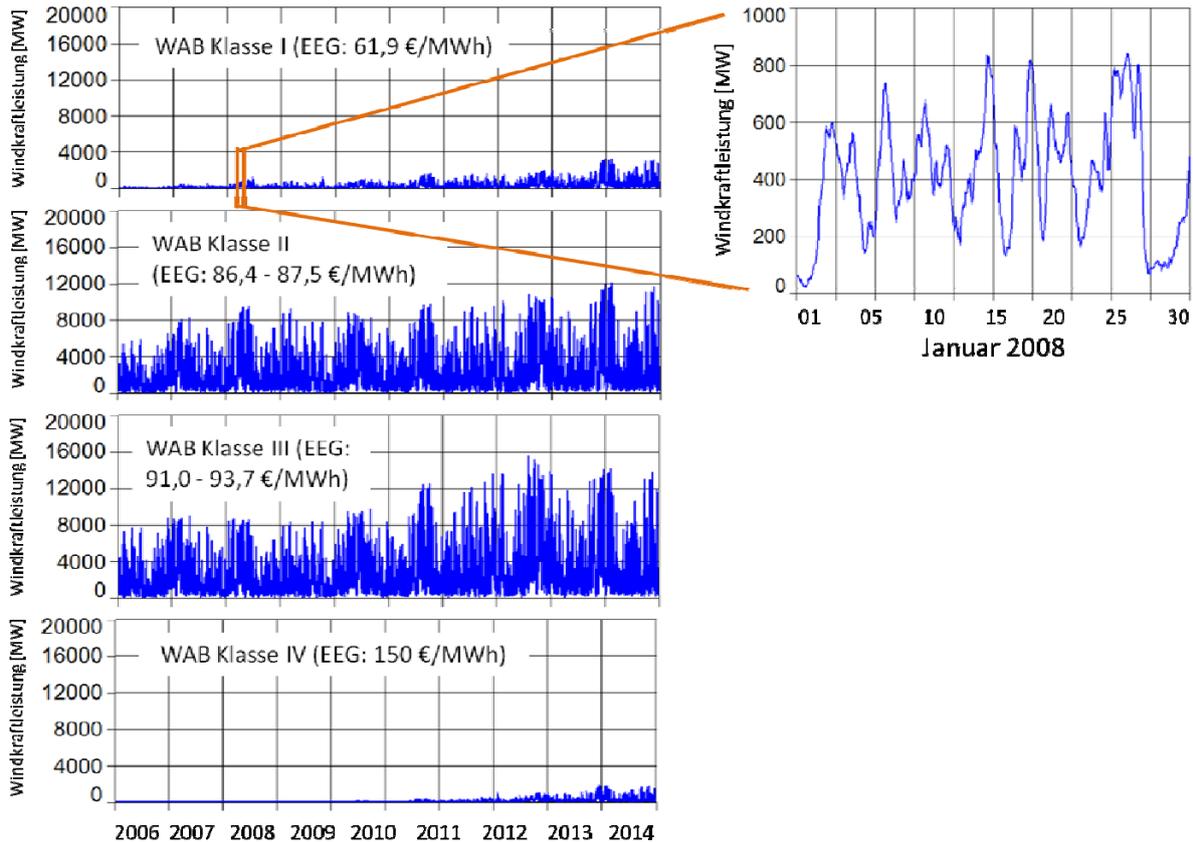
Der Agent „Windanlagenbetreiber“ (WAB) ist der Ausgangspunkt für das Geschehen im Modell. Er erzeugt Windstrom, leitet ihn physikalisch an den Verteilnetz- oder Übertragungsnetzbetreiber weiter und verkauft ihn entweder nach EEG oder direkt an der Börse oder an einen Zwischenhändler. Er hat außerdem die Möglichkeit, Windstrom an einen Speicherbetreiber abzugeben, um mit diesem gemeinsam ein Kombikraftwerk zu bilden und zu bewirtschaften. Wie die Abläufe und die zugrundeliegenden Entscheidungen des Agenten im Einzelnen im Modell realisiert sind, wird im Folgenden beschrieben.

#### **WAB-Klassen**

Da reale Windkraftanlagen laut EEG in Abhängigkeit von ihrem Alter und Standort unterschiedliche Vergütungen erhalten, wird der reale Anlagenbestand in vier Klassen mit jeweils ähnlicher Vergütung unterteilt (vgl. Kapitel 4.5). Für die Simulationen wird in jeder Klasse eine einheitliche EEG-Vergütung angesetzt. Die vier WAB-Klassen sind programmintern grundsätzlich gleichartig ausgestaltet. Aufgrund der unterschiedlichen Handlungsanreize, denen sie ausgesetzt werden sowie der unterschiedlichen für sie vorgenommenen Parametrisierungen, können sie jedoch unterschiedlich reagieren.

#### **Windstromerzeugung**

Basis der Windstromerzeugung im Modell sind die nach Klassen gegliederten installierten Leistungen der Windkraft in Deutschland (on- und offshore), ihr angenommener zeitlicher Verlauf von 2006-2014 und, als Ausdruck der fluktuierenden Windstärke, Stundenwerte der relativen Winderzeugung bezogen auf der zu jedem Moment installierten Nennleistung (vgl. Kapitel 4.5). Die Winddaten gelten als für den gesamten Bestand. Es erfolgt keine Aufteilung nach Regionen oder nach On- und Offshore. Die aktuelle Windstromerzeugung ergibt sich demnach als Produkt aus aktueller Nennleistung und aktueller relativer Windkraftleistung (Abbildung 4-2).



**Abbildung 4-2: Der Modellverlauf der Windstromproduktion 2006-2014 für die vier WAB-Klassen und im Januar 2008 (Klasse I).**

### Physikalische Stromabgabe

Zur physikalischen Abgabe des erzeugten Stroms stehen dem WAB mehrere Wege zur Verfügung: Eine Einspeisung kann beim Verbundnetzbetreiber oder beim Übertragungsnetzbetreiber erfolgen. Die erzeugte Strommenge wird nach festen Anteilen, die im Modell für jede Klasse getrennt einstellbar sind, auf beide Optionen verteilt. Darüber hinaus kann ein einstellbarer Anteil der Windkraft-Kapazität auch gemeinsam mit dem Speicherbetreiber seiner Klasse (vgl. Abschnitt 4.4.8) ein Kombikraftwerk bilden. Wenn der Speicherbetreiber eine wirtschaftliche Chance für eine Speicherung meldet, wird der dafür erforderliche Strom zum Speicher umgelenkt. Die Abgabe an die Netzbetreiber beschränkt sich in diesem Fall auf den verbleibenden Strom.

### Stromverkauf nach EEG

Der WAB kann den Strom gegen seine klassenspezifische EEG-Vergütung an den Netzbetreiber abgeben. Ein für jede Vergütungskategorie einstellbarer Anteil der WAB nutzt ausschließlich diese Vermarktungsmöglichkeit. Damit wird die Gruppe der Betreiber beschrieben, die aufgrund fehlender Kompetenzen, Kapitalausstattung, Risikobereitschaft oder aus anderen als den genannten Gründen nicht zu einer eigenen Direktvermarktung bereit ist und auch keinen Gebrauch von dem Dienstleistungsangebot der Zwischenhändler macht.

## Stromverkauf an einen Zwischenhändler

Der WAB kann den von ihm erzeugten Strom aber auch über den für seine Vergütungskategorie zuständigen Zwischenhändler vermarkten. Der ZWH nimmt ihm alle weiteren Vermarktungsentscheidungen ab und vergütet ihm den überlassenen Strom entsprechend eines bestimmten Tarifs (vgl. Abschnitt 4.4.7). Für jede Vergütungsgruppe kann im Modell eingestellt werden, welcher Anteil der Windkraftkapazitäten auf diese Weise vermarktet wird. Im gegenwärtigen Modellstand ist ein WAB, der dem Vermarktungsweg über den ZWH zugeordnet ist, für die gesamte Simulationszeit und mit seiner gesamten Produktion an diese Entscheidung gebunden.

## EEG-Ausstieg und Vermarktung an der Börse

Die verbleibende Windkraftkapazität, die weder fest nach EEG noch fix über den ZWH vermarktet wird, ist im Modell Betreibern zugeordnet, die eine eigenständige und für jede neue Ausstiegsfrist neu getroffene Entscheidung über den Vermarktungsweg (EEG oder Börse) fällen („aktiver WAB“). Grundsätzlich entscheidet sich der aktive WAB immer dann für die Vermarktung an der Börse, wenn der erwartete Ertrag an der Börse abzüglich eines einstellbaren Spesenbetrags in €/MWh die für seine Klasse gültige EEG-Vergütung zuzüglich eines bestimmten Sicherheitsfaktors („Schwellwert“) überschreitet.

$$\text{Direktvermarktung wenn: } \bar{B} > EEG * S \quad (1)$$

$\bar{B}$  ist das effektive Preismittel an der Börse für die bevorstehende Ausstiegsfrist (z. B. ein Monat) in €/MWh, EEG ist die EEG-Vergütung in €/MWh und S ist der Schwellwert. Um eine optimale Entscheidung zu treffen, muss der WAB beachten, dass nicht das einfache Zeitmittel des Börsenpreises, sondern das mit seiner Windproduktion gewichtete Börsenpreismittel (effektive Preismittel) ausschlaggebend ist. Da aufgrund des Merit-Order-Effekts eine niedrige Windproduktion mit höheren Börsenpreisen korreliert sind, steht dem WAB zu Hochpreiszeiten überdurchschnittlich oft wenig Wind zum Verkauf zur Verfügung, wodurch sein Erlös durch das einfache Zeitmittel des Börsenpreises häufig überschätzt würde (vgl. Abbildung 4-3). Das einfache und effektive Preismittel wird wie folgt berechnet:

$$\text{einfaches Preismittel: } \langle B \rangle = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n B_k \quad (2)$$

$$\text{effektives Preismittel: } \bar{B} = \frac{\sum_{k=1}^n w_k B_k}{\sum_{k=1}^n w_k} \quad (3)$$

$B_k$  ist der Börsenpreis in der Stunde  $k$ ;  $n$  ist die Zahl der Stunden in der EEG-Ausstiegsfrist und  $w_k$  ist die Windstromproduktion in der Stunde  $k$ .

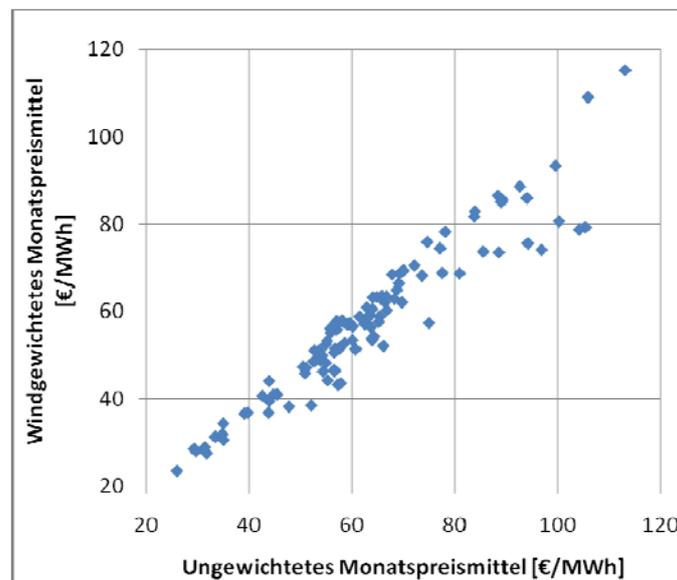
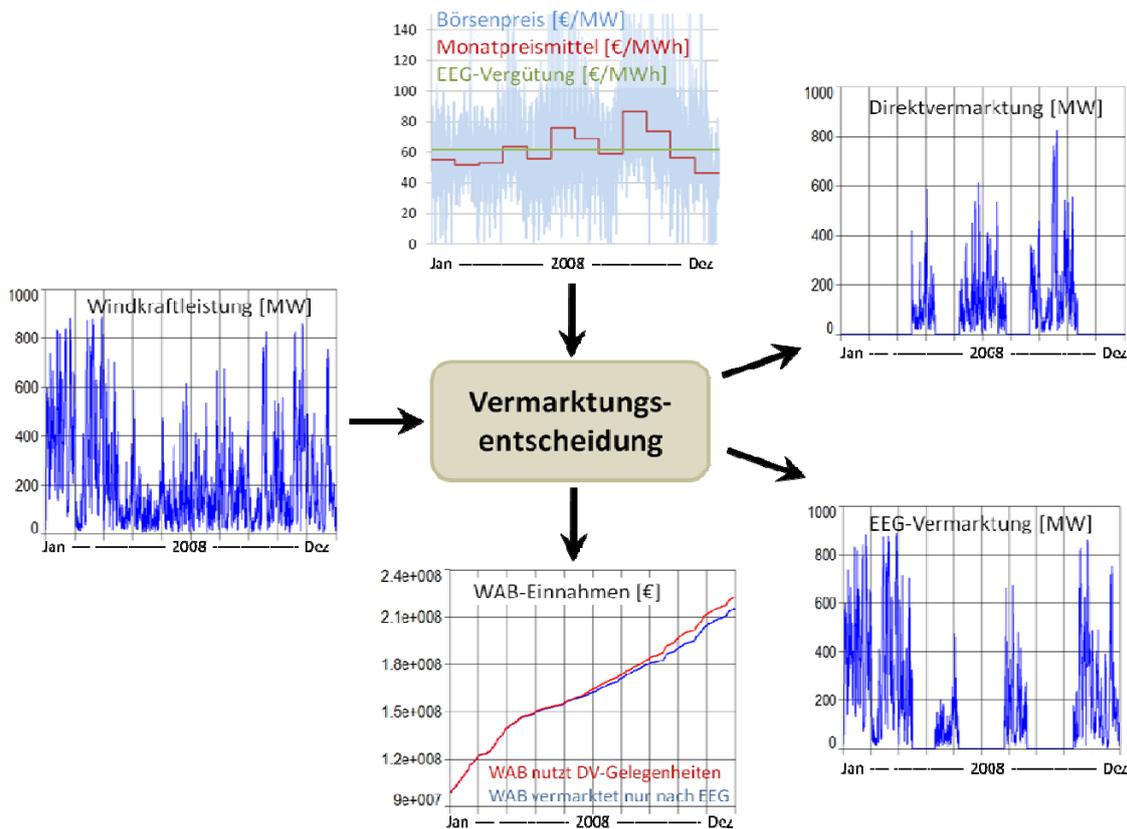


Abbildung 4-3: Einfache (ungewichtete) und effektive (windgewichtete) Monatsmittelwerte für die Börsenpreise im Modelldatensatz 2006-2014.



**Abbildung 4-4: Steuerung der Vermarktungsentscheidungen des aktiven Windanlagenbetreibers im Jahr 2008 durch die Börsenpreise der jeweils kommenden EEG-Ausstiegsfrist (Fall ‚perfect foresight‘)**

Abbildung 4-4 zeigt für den Zeitabschnitt Januar-Dezember 2008, wie die Vermarktungsentscheidungen des aktiven WAB in AMIRIS modelliert sind. Betrachtet werden für dieses Beispiel 100 % der Windkraftkapazität der Vergütungskategorie 1 (EEG-Vergütung 61,9 €/MWh). Der WAB kann sich zu Beginn jeder Ausstiegsperiode (im Beispiel: Einmal pro Monat) entscheiden, ob er für diese Frist nach EEG oder an der Börse vermarktet. Um eine Entscheidung zu treffen, prognostiziert er das effektive Börsenpreismittel für die Ausstiegsfrist (im Beispiel: fehlerfreie Prognose, s. Abbildung 4-4 oben Mitte) und entscheidet sich für die Börse, sobald er mittlere Preise über dem EEG mal dem Schwellwertfaktor (im Beispiel: neutraler Schwellwertfaktor  $S=1$ ) erwartet. Auf diese Weise nimmt der WAB alle Direktvermarktungsgelegenheiten im Jahr 2008 in den Monaten April, Juni, Juli, September und Oktober korrekt wahr. In diesen Monaten verkauft er seine Stromproduktion vollständig an die Börse (Abbildung 4-4 rechts oben), ansonsten nach EEG an den Netzbetreiber (Abbildung 4-4 rechts unten). Dadurch erreicht er einen Einnahmenvorteil gegenüber dem Vergleichsfall einer durchgehenden EEG-Vermarktung (Abbildung 4-4 unten Mitte). Der Einnahmenvorteil ist zwar deutlich erkennbar, jedoch aufgrund des im Vergleich zum EEG eher mäßigen Börsenpreinsniveaus im Jahr 2008 noch relativ klein. Der Einnahmenvorteil baut sich erst ab Juni 2008 erkennbar auf, da dieser Monat die erste sich nicht nur knapp lohnende Direktvermarktungsgelegenheit im Simulationszeitraum (2006-2014) darstellt.

Ergänzend kann im Modell auch ein Wert für beim Börsenverkauf auftretende Spesen für den WAB in €/MWh eingestellt werden, um die sich die Börsenverkaufserlöse des WAB entsprechend mindern. Der WAB berücksichtigt dies wiederum bei seiner

Vermarktungsentscheidung, d. h. bei Spesen von z. B. 5 €/MWh würde dann die im spesenfreien Fall wahrgenommene marginal rentable Direktvermarktung im April 2008 ausgelassen.

## Preisprognose

Der beschriebene Entscheidungsprozess des WAB ist insofern noch unrealistisch, als dass er die Kenntnis der zukünftigen Börsen- und Winderzeugungsdaten für die kommende Ausstiegsfrist voraussetzt („perfect foresight“). Tatsächlich stehen dem Entscheider jedoch nur Prognosewerte zur Verfügung. Die Annahme von „perfect foresight“-Entscheidungen ist Bestandteil vieler klassischer Energiemodelle (z. B. konventionelle Lineare-Optimierungsmodelle), liefert allerdings ein unrealistisches Bild von den Akteurshandlungen. AMIRIS nutzt dagegen explizit die Potenziale eines agentenbasierten Modells, um Entscheidungen unter Unsicherheit zu simulieren.

Bei der Abschätzung des effektiven Börsenpreismittels für die kommende Ausstiegsfrist als zentrales Kriterium für die Vermarktungsentscheidung ist ein WAB mit zwei Unsicherheiten konfrontiert: i) der Unsicherheit über die Preisentwicklung an der Börse und ii) der Unsicherheit über den Verlauf seiner Windstromproduktion (vgl. Gleichung 3). Dabei ist die Preisunsicherheit von größerer Bedeutung, da die Windstromproduktion lediglich zur Feinkorrektur der primären Preisprognose erforderlich ist (vgl. Abbildung 4-3). Im Modell wird daher die Unsicherheit der Windprognose auf sehr einfache Weise, die Unsicherheit der Preisprognose dagegen differenzierter simuliert.

Um die begrenzten Prognosemöglichkeiten der Windstromproduktion abzubilden, verwendet das Modell einen *Prognosezeithorizont*. Vereinfacht wird angenommen, dass dem Entscheider die stündlichen Windproduktionsdaten innerhalb dieses Horizonts (im Modell einstellbar, z. B. 48 h) genau bekannt sind, wogegen ihm außerhalb dieses Horizonts nur eine (korrekte) Schätzung für die mittlere Windstromproduktion innerhalb der Ausstiegsfrist, aber keine Stundenwerte zur Verfügung stehen. Bei der Berechnung des effektiven Börsenpreises nach Gleichung (3) muss der WAB also aufgrund seiner zeitlich begrenzten Voraussicht wie folgt vorgehen:

$$\bar{B} \approx \frac{\sum_{k=1}^T w_k B_k + \sum_{k=T+1}^n \bar{w}_k B_k}{n \bar{w}} \quad (4)$$

$\bar{w}$  ist die mittlere Windstromproduktion in der Ausstiegsfrist,  $T$  der Windprognosezeithorizont (zu den sonstigen Größen vgl. Gleichung 3). Je größer der Anteil der Ausstiegsfrist ist, der durch den Windprognosehorizont überdeckt ist, desto besser kann der WAB den Unterschied zwischen dem einfachen und dem effektiven Börsenpreismittel einschätzen.

Entscheidender ist jedoch, dass auch die Börsenpreisdaten selbst einer Unsicherheit unterliegen. Im Modell wird daher Gleichung (4) mit den korrekten stündlichen Preisdaten aus der Modelldatenbank berechnet; das Ergebnis wird jedoch einer zufälligen Fehlerstreuung unterworfen:

$$\bar{B}_{\text{unscharf}} = \bar{B} (1 + \sigma \varphi_{\text{Gauss}}) \quad (5)$$

$\varphi_{\text{Gauss}}$  ist ein normalverteilter Zufallswert, der bei jeder Prognoseberechnung des WAB neu gezogen wird.  $\sigma$  ist der relative Fehler, den der Entscheider bei seiner Prognose des Preisniveaus in der Ausstiegsfrist typischerweise macht (Standardabweichung). Dem WAB steht im Modell für seine Vermarktungsentscheidung ausschließlich der unscharfe Wert nach Gleichung (5) zur Verfügung. Seine Entscheidungen sind daher subjektiv stets begründet, objektiv jedoch nur teilweise korrekt und teilweise falsch. Die Häufigkeit falscher Entscheidungen hängt von der Höhe des Fehlerparameters  $\sigma$  ab.

Eine realistische Wiedergabe der Entscheidungsproblematik des WAB im Modell erfordert Informationen über die Genauigkeit, mit der Akteure das mittlere Preisniveau an der Strombörse in einem der Ausstiegsfrist entsprechenden Zeitraum voraussagen können. Die Zielsetzung dieses Pilotprojektes fokussiert in erster Linie den Aufbau des Modells. Die genaue Bestimmung der Modellparameter konnte dabei nicht immer in der gleichen Tiefe verfolgt werden. Es wurde allerdings ein Konzept zur empirischen Bestimmung des Fehlerparameters entwickelt und durch erste, exemplarische Auswertungen konnte ein Anhaltswert für eine Ausstiegsfrist von einem Monat ermittelt werden.

Die Bestimmung des Fehlerparameters stützt sich auf eine Preisbeobachtung der Phelix Baseload Monatsfutures am EEX Strommarkt. Gehandelt wird bei diesem Produkt die Lieferung einer konstanten Leistung für einen in der Zukunft liegenden Monat. Aufgrund der Leistungskonstanz der Lieferungsverpflichtung entspricht der Wert eines Kontraktes pro gelieferter MWh dem einfachen Zeitmittel des Börsenpreises während der Kontraktlaufzeit. Die Gegenüberstellung eines Future-Kurses mit dem späteren tatsächlichen Preismittel zeigt also den Prognosefehler der gemeinschaftlichen Schätzung aller Marktteilnehmer auf.

Abbildung 4-5 zeigt den Kursverlauf eines Baseload-Futures am Beispiel des Kontraktes für April 2009. Nachdem die Marktteilnehmer im Winter 2008/2009 noch auf einen Wert von über 50 €/MWh für diesen Kontrakt gewettet hatten, verfiel der Kurs und lag unmittelbar vor Beginn der Kontraktperiode noch bei 33,38 €/MWh. Der nachträglich aus den Spotpreisen ermittelbare tatsächliche Wert des Kontraktes lag bei 32,04 €/MWh, so dass der Kurs unmittelbar vor Beginn der Kontraktperiode (dem Zeitpunkt, zu dem sich der WAB entscheiden muss ob er seine Produktion im April nach EEG oder direkt vermarkten will) um etwa 4,2 % zu hoch lag.

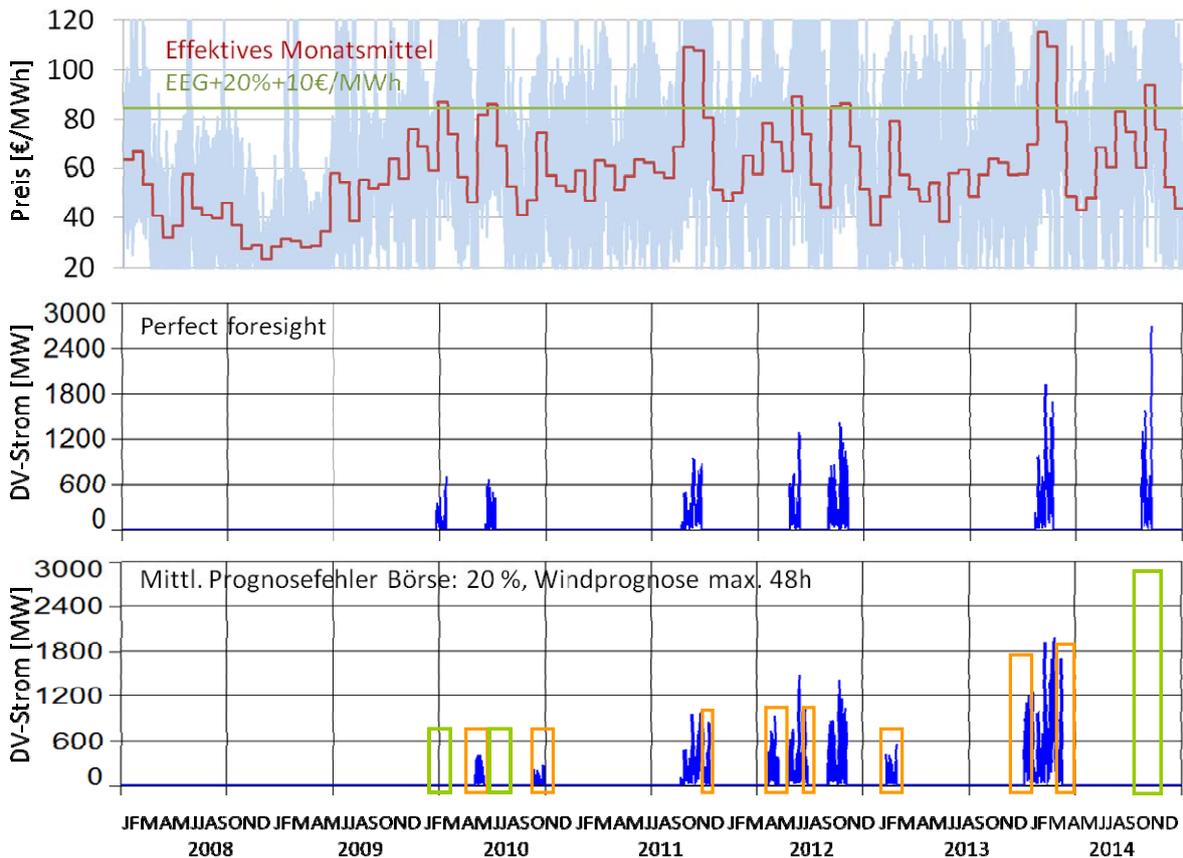
### Phelix Baseload Month Futures, Contract April 09



Abbildung 4-5: Kursverlauf für den Phelix Baseload Monatsfuture April 2009 an der EEX. Datenquelle: EEX.

Als eine Möglichkeit der Annäherung kann aus der Beobachtung zahlreicher solcher Monatsfutures auf den mittleren Prognosefehler der Marktteilnehmer geschlossen werden. Im Rahmen des Pilotprojektes beschränkte sich die Beobachtung auf insgesamt fünf Monatsfutures, woraus sich ein grober Richtwert von rund 20 % für den mittleren relativen Prognosefehler ergab.

Abbildung 4-6 zeigt den Einfluss der Prognoseunsicherheit auf die Qualität der Vermarktungsentscheidungen des WAB. In diesem Lauf wurde angenommen, dass alle WAB der Vergütungsklasse I eine Direktvermarktung bei günstigen Gelegenheiten anstreben. Die Ausstiegsfrist beträgt einen Monat. Die WAB sind vorsichtsorientiert und verzichten nur dann auf die EEG-Option, wenn sie einen effektiven mittleren Börsenpreis nach Spesen (beispielhafte Annahme: 10 €/MWh) im kommenden Monat von 20 % über EEG (61,9 €/MWh für die Vergütungsklasse I) erwarten. Bei der Erstellung ihrer Preisprognose können die WAB auf eine 48 h-Windprognose zurückgreifen, die Schätzung des mittleren Börsenpreises hat einen mittleren Fehler von 20 %.



**Abbildung 4-6:** Vermarktungsentscheidungen des WAB (Vergütungskategorie I) unter ‚perfect foresight‘ (Mitte) und unter Unsicherheit (unten). Die Abweichungen zwischen beiden Entscheidungsfolgen markieren Fehlentscheidungen des WAB aufgrund seiner begrenzten Prognosefähigkeiten.

Unter ‚perfect foresight‘-Bedingungen gelangen dem Betreiber durchweg korrekte Entscheidungen (mittleres Bild). Der WAB entscheidet sich genau in den Monaten für die Vermarktung an der Börse, in denen der effektive mittlere Börsenpreis die vom WAB gesetzte Mindestschwelle von 84,28 €/MWh (EEG + 20 % Sicherheitsaufschlag + 10 €/MWh Spesen) überschreitet.

Diese ideale Entscheidung ist jedoch unrealistisch, weswegen in AMIRIS standardmäßig von ungenauen Prognoseleistungen ausgegangen wird. Bei einem Preisprognosefehler (mittlere quadratische Abweichung zwischen geschätztem und tatsächlichem Preis) von 20 % und einem Windprognosehorizont von 48 h ergibt ein typischer Simulationslauf das untere Bild in Abbildung 4-6. Der WAB trifft vor allem dann eine richtige Entscheidung, wenn das tatsächlich Preismittel deutlich über oder unterhalb der Mindestschwelle liegt. In Monaten in denen die Entscheidung knapp ausfällt, findet sich der WAB häufig sowohl in Situationen unrentabler Direktvermarktung als auch ausgelassener rentabler Direktvermarktungschancen wieder.

Modellläufe, die die Simulation zufälliger Prognosefehler einschließen, haben den Charakter einer stochastischen Simulation. Unter den gleichen Rahmenbedingungen kann die Wiederholung eines Laufs daher im Detail zu unterschiedlichen Entscheidungen der Agenten führen und damit auch zu unterschiedlichen Laufergebnissen für alle Größen, die von der Zufallskomponente der WAB-Entscheidungen beeinflusst werden. Verallgemeinerbare Aussagen können in diesem Fall erst durch Mehrfachläufe mit gleichen Parametern aber unterschiedlichen Zufallszahlfolgen gewonnen

werden. Das Modell erlaubt dieses Vorgehen technisch, im Rahmen der Demonstrationläufe wurde jedoch darauf verzichtet.

## Lernen

Lernprozesse sind ein wesentliches Element wirtschaftlichen Handelns, insbesondere in sich neu herausbildenden oder sich signifikant wandelnden Geschäftsfeldern. Es gehört zu den besonderen Chancen der Agentenmodellierung, diese Art der endogenen Verhaltensdynamik adäquater in das Modellgeschehen integrieren zu können als dies bei klassischen energiewirtschaftlichen Simulations- oder Optimierungsansätzen möglich ist. In AMIRIS überprüfen und revidieren die WAB und ZWH (vgl. Abschnitt 4.4.7) regelmäßig ihre Entscheidungsregeln im Lichte ihrer im simulierten Zeitverlauf gewonnenen Erfahrungen, um so nach und nach zu besseren Direktvermarktungsentscheidungen zu gelangen.

Der zentrale Strategieparameter des aktiven WAB bei der periodisch zu treffenden Entscheidung zwischen EEG- und Börsenvermarktung ist der Schwellwertfaktor  $S$  (vgl. Gleichung (1)). Er legt fest, ob der WAB seine Direktvermarktungsoption eher vorsichtig ( $S$  hoch) oder eher aggressiv ( $S$  niedrig) nutzt. Lernprozesse des Agenten bei der Festlegung von  $S$  sind potenziell sinnvoll, da die auf den ersten Blick naheliegender erscheinende Wahl  $S=1$  bei genauerer Betrachtung keineswegs zwangsläufig optimal ist: Aufgrund der relativen Seltenheit rentabler Direktvermarktungschancen treten bei  $S=1$  Entscheidungsfehler in Form verlustbringender Direktvermarktungen wesentlich häufiger auf als Entscheidungsfehler in Form verlustbringender EEG-Vermarktungen. Um zu einer Balance beider Fehlerformen zu gelangen, sind Werte von  $S > 1$  nötig. Weiterhin ist die Häufigkeitsverteilung der Börsenpreismittel nicht genau bekannt, so dass nicht vorausgesetzt werden kann, dass beide Fehlerformen im Mittel zu gleichwertigen Verlusten führen. Eine statistische Asymmetrie im Verlustpotenzial wäre ebenfalls durch eine geeignete Wahl von  $S$  auszugleichen. Da auch zu erwarten ist, dass sich die statistischen Eigenschaften der Börsenpreisverteilung im Zeitverlauf verändern, gibt es keine universell optimale Wahl von  $S$ , sondern der Strategieparameter muss ständig an die sich verändernden Bedingungen angepasst werden.

In AMIRIS wird diese Lernaufgabe wie folgt modelliert: Der Entscheider überprüft nach Ablauf jeder EEG-Ausstiegsperiode, ob sich die von ihm zu Beginn der Periode getroffene Entscheidung nachträglich als richtig erwiesen hat oder nicht. Er wertet eine Entscheidung für einen Verbleib im EEG als korrekt, wenn das effektive Börsenpreismittel in der Ausstiegsperiode unterhalb der EEG-Vergütung geblieben ist. Eine Entscheidung für eine Direktvermarktung wertet er entsprechend als korrekt, wenn sich erweist, dass das effektive Börsenpreismittel die EEG-Vergütung überschritten hat. Im jeweils anderen Fall wertet er seine Entscheidung als falsch (vgl. oben).

**Tabelle 4-1: Selbstevaluierung der Vermarktungsentscheidung durch den WAB nach Ablauf einer EEG-Ausstiegsperiode.**

Entscheidung vor Beginn der Ausstiegsfrist:	Effektives Börsenpreismittel < EEG-Vergütung	Effektives Börsenpreismittel > EEG-Vergütung
Verbleib im EEG	korrekt	fehlerhaft
Vermarktung an Börse	fehlerhaft	korrekt

Hat sich die getroffene Entscheidung als korrekt erwiesen, sieht der Agent seine geltende Entscheidungsregel als bestätigt an und nimmt daher keine Veränderungen vor. Eine fehlerhafte Entscheidung veranlasst den Agent dagegen, seine Strategie zu überdenken und den Schwellwertfaktor graduell anzupassen. Nach einer unrentablen Direktvermarktung wird der Schwellwertfaktor erhöht, um in Zukunft zu vorsichtigeren Entscheidungen zu gelangen. Nach einem entgangenen Direktvermarktungsgewinn wird der Schwellwertfaktor gesenkt, um zukünftig offensiver auf Gewinnchancen zu reagieren. Die Korrektur fällt in beiden Fällen um so stärker aus, je höher der Verlust aufgrund der Fehlentscheidung war. Zusammengefasst nimmt der WAB nach einer Fehlentscheidung also folgende Korrektur des Schwellwertfaktors  $S$  vor (Lernregel):

$$S_{neu} = S_{alt} + LK(EEG - \bar{B}) \quad (6)$$

EEG ist die für den WAB gültige Einspeisevergütung in €/MWh,  $\bar{B}$  ist der effektive mittlere Börsenpreis in der evaluierten Ausstiegsperiode in €/MWh. LK ist der Lernkoeffizient in MWh/€, der steuert ob der WAB seine Entscheidungsregel eher leicht oder eher schwer in Frage stellt. Ein hoher Lernkoeffizient hat den Vorteil, dass sich der Agent schnell an veränderte Bedingungen anpassen kann, aber auch den Nachteil, dass er zu stark auf Einzelereignisse ohne längerfristige Aussagekraft reagiert.

Demonstrationsläufe zur grundsätzlichen Wirkung des Lernens in AMIRIS werden bei der Beschreibung des Zwischenhändlers (Abschnitt 4.4.7) dargestellt. Generell wirkt sich das Lernen auf die Erlöslage dieses Agenten deutlich stärker aus als auf die Erlöse des WAB, da die Einnahmen des ZWH vollkommen auf dem Erfolg seiner Direktvermarktungsstrategie beruhen, während die Direktvermarktung beim WAB nur eine zusätzliche Einnahmechance auf dem EEG-Sockel darstellt.

Durch die Setzung  $LK=0$  kann der Lernprozess in AMIRIS auch ausgeschaltet werden.

### **Direktvermarktung während der EEG-Bindung**

Bei einer Zwischenpräsentation des Modellstandes im BMU im Juni 2009 wurde im Teilnehmerkreis eine auf eine bestimmte Stundenzahl begrenzte Direktvermarktungsoption während einer EEG-Periode als denkbare ergänzende Förderung der Windkraft angesprochen. In diesem als PolitikszENARIO erörterten Fall würde ein WAB, der sich in der laufenden Ausstiegsfrist für eine EEG-Vermarktung entschieden hat, dennoch das Recht erhalten auch einige Stunden bis zu einer vorgegebene maximalen Stundenzahl direkt zu vermarkten. Durch diese Option erhöht sich die Direktvermarktungsmenge und es würden zusätzliche Erlöse für den WAB generiert. Es wurde die Frage gestellt, ob solche Szenarien und seine Auswirkungen mit dem Modell zu analysieren seien.

Um die Möglichkeiten von AMIRIS zur Analyse von Politikszenarios zu demonstrieren, wurde die begrenzte Direktvermarktung während der EEG-Bindung im Modell implementiert. Im Standardfall ist diese Option jedoch ausgeschaltet. Bei Aktivierung dieser Option setzt sich der WAB einen einstellbaren Mindestpreis und vermarktet seine Stromproduktion auch innerhalb der Ausstiegsperioden, für die er sich an das EEG gebunden hat, für alle Stunden, in denen der Börsenpreis den Mindestpreis überschreitet, an der Börse. Dies ist ihm allerdings nur für eine im Modell einstellbare Anzahl von Stunden pro Ausstiegsfrist gestattet. Der WAB sieht sich bei seiner

Entscheidung, die er bei der Setzung eines Mindestpreises trifft, mit zwei Risiken konfrontiert. Einerseits muss er befürchten, dass er durch die Wahl eines zu geringen Mindestpreises sein Stunden-Cap zu schnell verbraucht und er spätere Hochpreisstunden nicht mehr nutzen kann. Andererseits bedeutet jedoch die Entscheidung für einen zu hohen Stundenpreis, dass er sein Stunden-Cap bis zum Ablauf der Ausstiegsfrist nicht vollständig nutzen können wird.

Für den Zwischenhändler (Abschnitt 4.4.7) ist die entsprechende Option implementiert.

#### **4.4.2 Der Verteilnetzbetreiber**

Der Agent „Verteilnetzbetreiber“ (VNB) hat zwei grundsätzlich unterschiedliche Aufgaben in AMIRIS, die den physikalischen Stromfluss und die wirtschaftliche Verwertung des erzeugten Stroms betreffen.

##### **Physikalischer Stromfluss**

Der VNB nimmt den physikalischen Stromfluss eines Teils

- der Windkraftanlagen (Abschnitt 4.4.1),
- der Regelbaren Erneuerbaren Energien Kraftwerke (REE, vgl. Abschnitt 4.4.6) und
- der im Modell angelegten Stromspeicher (Abschnitt 4.4.8)

auf und leitet diesen Teil an den Übertragungsnetzbetreiber (Abschnitt 4.4.3) weiter. Der VNB übernimmt diese Aufgabe für den Teil der Anlagen, der in das Mittelspannungsnetz einspeist, also für die kleineren und mittleren Anlagen.

##### **Wirtschaftliche Verwertung**

Auf der wirtschaftlichen Seite vermittelt der VNB dem WAB im Modell die Vermarktung nach EEG. Er „kauft“ den zur EEG-Vermarktung bestimmten Windstrom vom WAB und „verkauft“ diesen an den Übertragungsnetzbetreiber weiter. Der VNB nimmt die entsprechende EEG-Vergütung vom Übertragungsnetzbetreiber entgegen und leitet sie vollständig an den WAB weiter. In den Zeiträumen, in denen die an den VNB angeschlossenen Anlagen nicht nach EEG, sondern direkt an der Börse oder über den ZWH vermarkten, ist der VNB nicht an der wirtschaftlichen Verwertung beteiligt. Auch in diesem Fall bleibt er aber für die physikalische Weiterleitung des Stroms zuständig.

Der VNB trifft in der vorliegenden Version von AMIRIS keine selbstständigen Entscheidungen. Er erfüllt seine Aufgaben ohne Ermessensspielraum und ohne Verfolgung eigener Strategien oder Ziele.

#### **4.4.3 Der Übertragungsnetzbetreiber**

Der Agent „Übertragungsnetzbetreiber“ (ÜNB) übernimmt ähnlich wie der VNB (vgl. Abschnitt 4.4.2) Aufgaben der physikalischen Stromübertragung und der wirtschaftlichen Verwertung nach dem EEG. Er übernimmt diese Rolle im Gegensatz zum VNB überregional auf der Hochspannungsebene.

## **Physikalischer Stromfluss**

Der ÜNB übernimmt den produzierten Strom von

- dem VNB,
- dem Teil der Windkraftanlagen, der direkt an das Hochspannungsnetz angeschlossen ist (vgl. Abschnitt 4.4.1),
- dem Teil der Regelbaren Erneuerbaren Energien Kraftwerk (REE, vgl. Abschnitt 4.4.6), der mit den direkt an den ÜNB angeschlossenen WAB zusammenarbeitet und
- dem Teil der im Modell angelegten Stromspeicher (Abschnitt 4.4.8), der mit den direkt an den ÜNB angeschlossenen WAB zusammenarbeitet

und leitet den aufgenommenen Strom an den Lieferanten weiter.

## **Wirtschaftliche Verwertung**

Die Wege der wirtschaftlichen Verwertung folgen teilweise, aber nicht in allen Fällen, dem physikalischen Stromfluss. Der ÜNB kauft Strom von

- dem VNB,
- dem Teil der Windkraftanlagen, der direkt an das Hochspannungsnetz angeschlossen ist,
- dem ZWH, falls dieser sich dazu entschließt nach EEG zu vermarkten,
- dem Speicherbetreiber während der Phasen der Stromabgabe durch die Speicher.

In allen Fällen vergütet der ÜNB die angekauften Strommengen gemäß den Regelungen des EEG, wobei als Vereinfachung die in Kapitel 4.4.1 sowie Kapitel 4.5 beschriebenen vier Vergütungsklassen für die Windkraft verwendet werden. Der ÜNB vermarktet den angekauften Strom entsprechend den Regelungen der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) vollständig an der Börse. Die aus diesem Handel entstehenden Einnahmen und Ausgaben werden als Stundenwerte und kumuliert ermittelt, wodurch das Modell die dem ÜNB entstehenden Differenzkosten für die Abwicklung der Windkraftverwertung nach EEG ausweisen kann.

Ebenso wie der VNB trifft auch der ÜNB in der vorliegenden Version von AMIRIS keine selbstständigen Entscheidungen. Er erfüllt seine Aufgaben ohne Ermessensspielraum und ohne Verfolgung eigener Strategien oder Ziele.

### **4.4.4 Die Strombörse**

Der Agent „Strombörse“ kauft Strom von den direktvermarktenden Windanlagenbetreibern, vom Übertragungsnetzbetreiber und vom Zwischenhändler und vergütet diese Käufe in allen Fällen mit dem aktuellen Stundenwert des Preises für Strom am Spotmarkt.

Umgekehrt kann der Agent Strom zum Börsenpreis an den Zwischenhändler verkaufen falls dieser damit bei schwacher Windstromproduktion eine Profillieferung vervollständigen will (vgl. Abschnitt 4.4.7) anstatt auf die Ergänzungsproduktion des REE-Kraftwerks (Abschnitt 4.4.6) zurückzugreifen. Dieser Weg ist dem Zwischen-

händler jedoch in der Standardeinstellung des Modells gesperrt, um Graustromlieferungen an den Besteller einer Profillieferung zu vermeiden.

Der Börsenpreis wird nicht im Modell gebildet, da wesentliche preisbildende Faktoren (allgemeiner Kraftwerkspark, allgemeiner Nachfrageverlauf, Importe/Exporte, Sonderfaktoren wie Kraftwerksausfälle, Feiertage, Wasserführungen etc.) nicht Teil des Modells sind. Die Börsenpreise werden daher als externe Datenreihe in das Modell eingebracht, in die jedoch der Merit-order-Effekt der Windstromproduktion eingerechnet ist (vgl. Kapitel 4.5).

An der Weiterleitung des physikalischen Stromflusses ist der Agent nicht beteiligt.

#### **4.4.5 Der Lieferant**

Der Agent „Lieferant“ steht für die Akteure, die den von WAB und REE produzierten Strom mit den Produktionen aus anderen Quellen bündeln und physikalisch und wirtschaftlich an die Endverbraucher weitergeben. Im Modell sind Endverbraucher nicht abgebildet, so dass der physikalische Stromfluss beim Lieferanten endet, nachdem dieser den Strom vom ÜNB übernommen hat. An der EEG-Vergütung des aufgenommenen Stroms ist der Lieferant im Modell nicht beteiligt, diese wird gemäß AusglMechV vom ÜNB übernommen (vgl. Abschnitt 2.2).

Weiterhin schreibt der Lieferant in regelmäßigen, im Modell einstellbaren Abständen Profillieferungen (vgl. Kapitel 2.7.3) aus. Diese Ausschreibungen wenden sich an die vier ZWH (vgl. Abschnitt 4.4.7). Wenn ein ZWH einen Vertrag über eine Profillieferung eingeht, dann verpflichtet er sich, ein vorgegebenes Lastprofil für eine im Modell einstellbare Zeit (z. B. drei Monate) vollständig zu liefern.

Das Profil entspricht dem typischen Lastgang von Haushalten; die Zahl der zu beliefernden Haushalte ist im Modell im Zeitverlauf extern durch ein Nachfrageszenario steuerbar. Als Standardfall beginnt die Nachfrage nach Grünstromprofillieferungen im Januar 2006 mit ca. 154.000 Haushalten und steigt bis Ende 2014 auf ca. 362.000 Haushalte an (vgl. Kapitel 4.5).

Die Lieferung muss im Regelfall vollständig aus Erneuerbaren Energien bestehen (die Option einer Graustromlieferung ist im Modell grundsätzlich angelegt). Der Lieferant benennt in seiner Ausschreibung einen Preis für die Profillieferung, den der ZWH seinen Vermarktungsalternativen gegenüberstellt. Die Entscheidungsroutine, mit der der ZWH über die Annahme der Profillieferungsausschreibung entscheidet, ist in Abschnitt 4.4.7 beschrieben. Die vom Lieferanten angebotene Vergütung für die Profillieferung wird dem Modell extern im Zeitverlauf als Preisszenario vorgegeben. Als Standardfall ist ein Anstieg der Vergütung von 67 €/MWh Anfang 2006 bis auf 85 €/MWh Ende 2014 voreingestellt (vgl. Kapitel 4.5).

Alle ZWH entscheiden unabhängig voneinander über die Annahme des Angebots, d. h. die Ausschreibung kann auch damit enden, dass keiner, oder dass mehrere ZWH sich zu einer Profillieferung entschließen. Im letzten Fall erhält der Lieferant mehrere Profillieferungen; es findet kein Bieterwettbewerb statt.

#### **4.4.6 Das REE-Kraftwerk**

Das „Regelbare Erneuerbare-Energien-Kraftwerk“ (REE) repräsentiert in AMIRIS Stromproduktionsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien mit regelbarer Stromproduktion (wie z. B. Biomasse- oder Speicherkraftwerke). Der Agententyp REE ist im

Modell für die Kooperation mit den Zwischenhändlern vorgesehen, daher existiert ebenso wie beim ZWH jeweils eine Agenteninstanz für jede EEG-Vergütungsklasse.

Ein REE wird aktiv, wenn der ihm zugeordnete ZWH eine bestimmte Stromproduktion von ihm anfordert. Der ZWH wird dies tun, wenn er einen eingegangenen Profillieferungsvertrag nicht anders erfüllen kann, da die ihm zur Verfügung stehende Windstromproduktion zu gering ausfällt (vgl. Abschnitt 4.4.7). Die Anforderung erfolgt stundenweise und wird mit einem festen, im Modell einstellbaren Preis in €/MWh vergütet.

Die physikalische Einspeisung erfolgt beim VNB und beim ÜNB. Die Anteile können für jede Vergütungsklasse getrennt eingestellt werden. In der vorliegenden Version von AMIRIS ist keine Kapazitätsbegrenzung des REE vorgesehen; es ist stets in der Lage, die Strombestellung des ZWH zu erfüllen.

#### **4.4.7 Der Zwischenhändler**

Der Agent „Zwischenhändler“ repräsentiert im Modell einen Akteur, der Wind- und anderen Strom von den Anlagenbetreibern ankauft und diesen dann möglichst vorteilhaft vermarktet. Der dabei anfallende Vorteil gegenüber dem EEG wird nach bestimmten Tarifmodellen zwischen ZWH und WAB aufgeteilt. Einfluss auf den physikalischen Stromfluss im Modell hat die Tätigkeit des ZWH nicht. Der Agent „Zwischenhändler“ wurde aufgrund der in Kapitel 3 beschriebenen Erkenntnisse in das Modell aufgenommen und ausgestaltet.

Jede Vergütungsklasse (vgl. Abschnitt 4.4.1) hat ihren eigenen ZWH, so dass im Modell vier getrennt wirtschaftende ZWH aktiv sind, die zwar programmintern grundsätzlich gleichartig ausgestaltet sind, jedoch aufgrund der unterschiedlichen Handlungsanreize, die sie erhalten und der unterschiedlichen Parametrisierungen, die für sie vorgenommen werden können, unterschiedlich reagieren können.

#### **Stromverkäufe des Zwischenhändlers an andere Agenten**

Ein Zwischenhändler kann im Modell an folgende Agenten Strom verkaufen:

- Es kann ein Verkauf an den ÜNB erfolgen. Der ZWH erhält in diesem Fall die EEG-Vergütung entsprechend der Vergütungsklasse der WAB, die er vertritt.
- Der ZWH kann den angekauften Windstrom an der Börse stündlich zum aktuellen Börsenpreis verkaufen.
- Der ZWH kann mit dem Lieferanten eine Profillieferung vereinbaren (vgl. Kapitel 2.7.3) und erhält in diesem Fall einen festen Betrag pro gelieferte Strommenge.

## Stromkäufe des Zwischenhändlers von anderen Agenten

Ein ZWH kann im Modell von folgenden Agenten Strom ankaufen, um diese Verkäufe abzudecken:

- Ein für jede Vergütungskategorie festlegbarer Anteil an WAB geht eine über die gesamte Modelllaufzeit wirksame Bindung zu seinem ZWH ein, verkauft seinen gesamten Strom an diesen und erhält von diesem Vergütungen. Für die Vergütungen stehen im Modell drei optionale Tarifförmn zur Verfügung, die dem ZWH zugeordnet werden können.
- Der ZWH kann bei Bedarf Strom des REE-Kraftwerks ankaufen (vgl. Abschnitt 4.4.6). Dies erfolgt, wenn der ZWH sich zu einer Profillieferung (vgl. Kapitel 2.7.3) verpflichtet hat und zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht genügend Windstrom zur Erfüllung dieses Vertrags erhält.
- Grundsätzlich ist im Modell auch die Möglichkeit angelegt, dass der ZWH an der Börse zur Erfüllung eines Profillieferungsvertrags Strom beschaffen kann. Zur Vermeidung von Graustromlieferungen ist diese Möglichkeit jedoch regelmäßig im Modell ausgeschaltet.

## Tarife

Im Modell sind drei verschiedene Tarifförmn angelegt, die die Vergütung des Windstroms durch die ZWH beschreiben. Jedem der vier EEG-Vergütungsgruppen und ihrem jeweiligen ZWH kann wahlweise einer dieser Tarife zugewiesen werden. Der Tarif bleibt dann für den gesamten Simulationslauf fest.

Tarif A: Sowohl die durch Direktvermarktung erwirtschafteten Einnahmenvorteile gegenüber dem EEG als auch die Einnahmenschäden, die es infolge von Fehlentscheidungen des ZWH bei der Wahl des Vermarktungswegs geben kann, werden zu gleichen Teilen zwischen ZWH und WAB geteilt.

Tarif B: Der ZWH gewährt dem WAB einen ständigen, festen Bonus (Aufschlag pro MWh) auf das EEG.

Tarif C: Der ZWH bezahlt dem WAB mindestens den EEG-Tarif. Im Falle einer erfolgreichen Direktvermarktungsperiode erhält der WAB zusätzlich noch einen festen, im Modell einstellbaren Anteil an den erzielten Zusatzeinnahmen.

Zusatzeinnahmen, die der Zwischenhändler durch Profillieferungen generiert, werden in allen Tarifen zu einem festen, im Modell einstellbaren Anteil an den WAB weitergegeben.

## Entscheidungen

Der ZWH muss im Laufe der von ihm durchgeführten Handelsprozesse folgende Entscheidungen treffen:

EEG vs. Direktvermarktung: Die Entscheidung, den zur Verfügung stehenden Strom entweder zu Börsenpreisen an der Börse oder zur EEG-Vergütung an den ÜNB zu verkaufen, ist für eine (im Modell einstellbare) Ausstiegsfrist bindend. Zu Beginn jeder Ausstiegsfrist (z. B. ein Monat) trifft der ZWH diese Entscheidung grundsätzlich in der gleichen Weise wie der WAB (vgl. Abschnitt 4.4.1); die Entscheidungsparame-

ter (Prognosegenauigkeit, Prognosezeithorizont für die Windprognose, Schwellwert und Lernkoeffizient) können jedoch für jeden ZWH individuell eingestellt werden, um Unterschiede in der Prognosekompetenz und im Risikomanagement auszudrücken.

Profillieferung: Wenn der Lieferant einen Profillieferungsvertrag ausschreibt (vgl. Kapitel 2.7.3) muss sich der ZWH entscheiden, ob er sich zu einer Profillieferung verpflichtet oder nicht. Zu diesem Zweck prüft der ZWH, welche stündlichen Windstrommengen ihm während des Vertrags zum Aufbau des Profils zur Verfügung stehen würden und welche Einnahmen er erzielen könnte, wenn er diese Mengen

a) zu EEG-Preisen,

b) zu Börsenpreisen und

c) zu dem vom Lieferanten für die Profillieferung angebotenen Preis (abzüglich eventuell anfallender Kosten eines notwendigen Ergänzungskaufs vom REE-Kraftwerk (vgl. Abschnitt 4.4.6))

verkaufen würde. Die Einnahmen für die verschiedenen Optionen werden nach

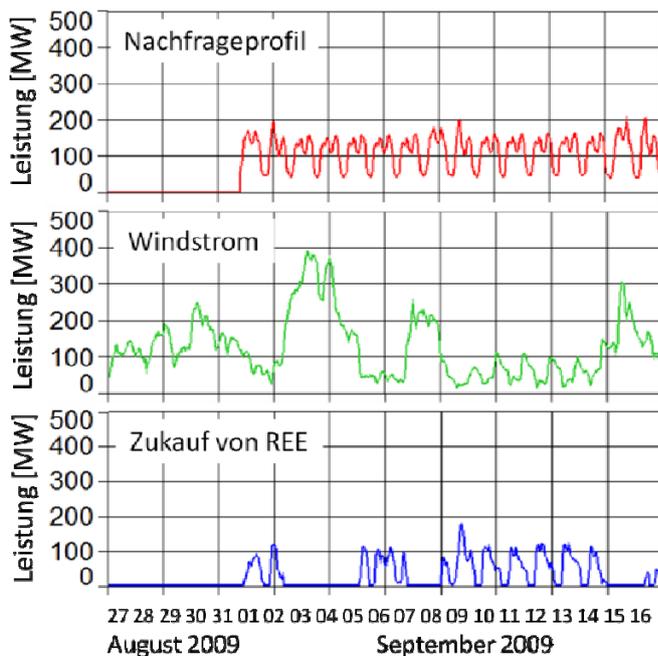
$$E_{EEG} = EEG \sum_i \text{Min}(W_i, P_i) \quad (7)$$

$$E_{Börse} = \sum_i B_i \text{Min}(W_i, P_i) \quad (8)$$

$$E_{Profil} = V_{Profil} \sum_i P_i - V_{REE} \sum_i \text{Max}(P_i - W_i, 0) \quad (9)$$

berechnet.  $EEG$  ist die EEG-Vergütung in €/MWh,  $W_i$  ist die dem ZWH stündlich zur Verfügung stehende Windstrommenge in MWh in der Stunde  $i$ ,  $P_i$  ist die geforderte Profillieferung zur Stunde  $i$  in MWh,  $B_i$  ist der stündliche Börsenpreis in €/MWh,  $V_{Profil}$  ist der Preis in € den der Lieferant pro MWh bezahlt und  $V_{REE}$  ist der Preis, den der Betreiber des REE pro MWh fordert.  $i$  läuft über alle Stunden des Profillieferungsvertrages. Der ZWH entscheidet sich für die Option, die die höchsten Einnahmen verspricht. Überschüssiger Windstrom, der nicht für den Profilaufbau benötigt wird, verkauft der ZWH wie gewohnt – entweder nach EEG oder unter Beachtung der Bindefristen an der Börse (Großhandel).

Das beschriebene Kalkül für die Profillieferungsentscheidung beinhaltet in dieser Modellversion noch zwei Vereinfachungen: Erstens kann der ZWH die Wind- und Börsenwerte in diesem Fall perfekt vorhersehen (in der für die Simulation zentralere Entscheidung zwischen EEG- und Direktvermarktung sind dagegen Prognoseungenauigkeiten im Modell abgebildet). Zweitens berücksichtigt die Abwägung zwischen  $E_{EEG}$ ,  $E_{Börse}$  und  $E_{Profil}$  nicht den Fall, dass bei einer Ablehnung des Profillieferungsvertrags auch noch die Option einer zwischen EEG und Börse wechselnden Vermarktungsstrategie offenstünde.



- ZWH kauft Windstrom von 60 % der WAB der Vergütungsgruppe I (EEG: 61,9 €/MWh)
- Profillieferungsvertrag: Versorgung von ca. 200.000 HH, Vergütung für Profilstrom: 73 €/MWh
- Kosten für REE-Strom: 95 €/MWh
- Preispfad A (Standardszenario Börsenpreis)

**Abbildung 4-7:** Aufbau eines Nachfrageprofils (oben) durch den ZWH. Der ZWH entscheidet sich ab September 2009 einen Profillieferungsvertrag über 3 Monate abzuschließen. Genügt der angekaufte Windstrom (Mitte) nicht zur Erfüllung des Profillieferungsvertrags, so wird der fehlende Strom vom REE-Betreiber angefordert (unten).

### Direktvermarktung innerhalb einer EEG-Ausstiegsfrist

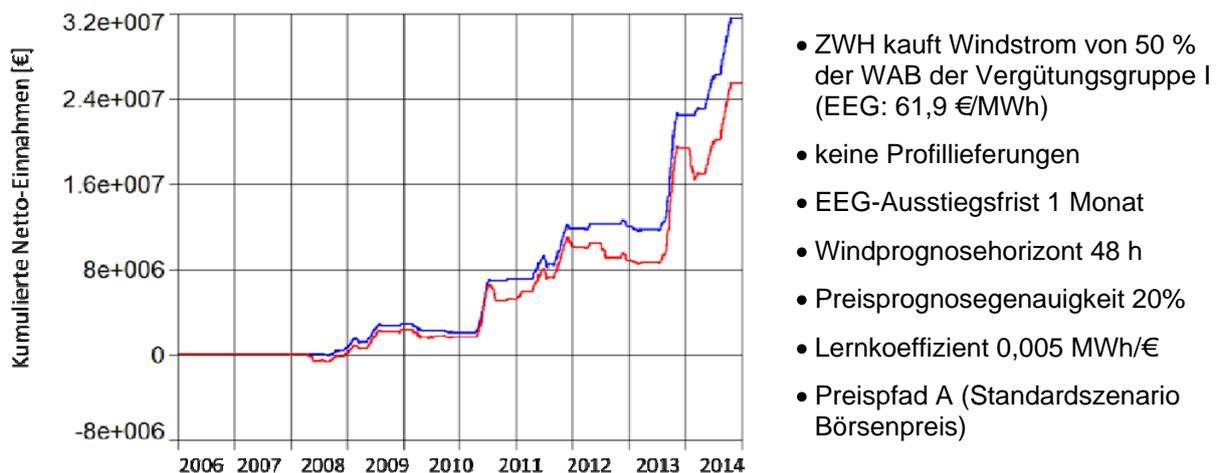
Als zuschaltbare Option kann dem ZWH ebenso wie dem WAB das Recht zugebilligt werden, auch nach einer Entscheidung für das EEG während der EEG-Ausstiegsfrist für eine vorgegebene Maximalzahl von Stunden direkt zu vermarkten (vgl. Abschnitt 4.4.1). Diese Regelung wurde bei einer Modellpräsentation am BMU im Juni 2009 in der Diskussion von Teilnehmern als denkbarer Weg zur Förderung der Direktvermarktung vorgeschlagen und wurde daher als Option im Modell implementiert. Die Strategie, mit der der ZWH in diesem Fall die Stunden für die Direktvermarktung auswählt, entspricht dem oben beschriebenen Vorgehen des WAB. Als Voreinstellung ist diese Option im Modell ausgeschaltet.

### Lernen

Ebenso wie der WAB entscheidet sich der ZWH dann für die Direktvermarktung, wenn die erwarteten Einnahmen im Fall der Direktvermarktung das EEG um einen Schwellfaktor  $S$  überschreiten. Die Bedeutung dieses Schwellfaktors wurden in Abschnitt 4.4.1 beschrieben. Außerdem kann der ZWH ebenso wie der WAB sein Entscheidungsverhalten durch Lernen optimieren, indem der Schwellfaktor nach jeder Fehlentscheidung korrigiert wird, und zwar nach jeder nachträglich als ungünstig erkannten Direktvermarktung durch Erhöhung des Schwellwerts (zunehmende Vorsicht) und nach jeder entgangenen Direktvermarktungschance durch Senkung des Schwellwerts (zunehmende Risikobereitschaft).

Ebenso wie der WAB hat der ZWH also die Möglichkeit, seine Entscheidungsregel zur Direktvermarktung in Form des Direktvermarktungs-Schwellwerts  $S$  durch Lernen zu optimieren (vgl. Abschnitt 4.4.1).

Abbildung 4-8 zeigt den Vorteil, den der ZWH in einem beispielhaften Simulationslauf durch Lernen bei den Nettoeinnahmen (Verkaufserlöse abzüglich Auszahlungen an den WAB) erzielt.



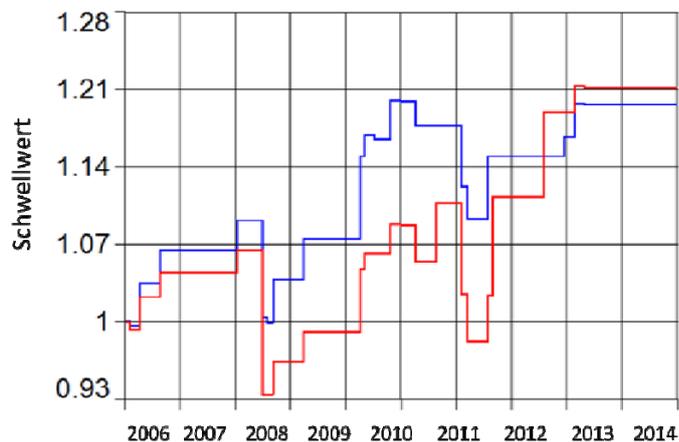
**Abbildung 4-8: Einfluss des Lernens auf die Nettoeinnahmen des ZWH. Rot: Kumulierte Nettoeinnahmen ohne Lernen. Blau: Kumulierte Nettoeinnahmen mit Lernen.**

Zusätzlich zum Lernverhalten des WAB ist im Modell die Möglichkeit asymmetrischen Lernens für den ZWH angelegt, um die in Kapitel 3 beschriebene Akteursvielfalt mit ihren unterschiedlichen Bedürfnissen und Möglichkeiten hinsichtlich des Aspekts ihres Risikoverhaltens besser abbilden zu können. Damit kann ausgedrückt werden, dass der Agent je nach Risikophilosophie besonderes Gewicht auf das Vermeiden von Verlusten oder alternativ besonderes Gewicht auf das Nutzen von Chancen legen will. Die Lernregeln lauten also:

$$S_{neu} = S_{alt} + LK_{+}(EEG - \bar{B}) \quad \text{wenn } EEG > \bar{B} \quad (10)$$

$$S_{neu} = S_{alt} - LK_{-}(\bar{B} - EEG) \quad \text{wenn } EEG < \bar{B} \quad (11)$$

$\bar{B}$  ist dabei der effektive mittlere Börsenpreis in der Ausstiegsperiode in €/MWh (vgl. Abschnitt 4.4.1).  $LK_{+}$  ist der Lernkoeffizient in MWh/€ für den Fall, dass das Verhalten nach einer verlustbringenden Direktvermarktung korrigiert werden soll,  $LK_{-}$  ist der Lernkoeffizient, wenn nach Ende einer nicht wahrgenommenen Ausstiegsperiode auf eine entgangene Direktvermarktungschance reagiert wird. Stellt sich am Ende einer Ausstiegsfrist heraus, dass die getroffene Entscheidung für oder gegen eine Direktvermarktung richtig war, fühlt sich der ZWH in seiner Strategie bestätigt und  $S$  bleibt unverändert.



- ZWH kauft Windstrom von WAB der Vergütungsgruppe I (EEG: 61,9 €/MWh)
- Standardszenario Börsenpreis
- EEG-Ausstiegsfrist 1 Monat
- Windprognosehorizont 48 h
- Preisprognosegenauigkeit 20%
- symmetrisches Lernen:  $LK_+ = LK_- = 0,005$  MWh/€
- asymmetrisches Lernen:  $LK_+ = 0,00333$  MWh/€,  $LK_- = 0,00667$

**Abbildung 4-9: Symmetrisches (rot) und asymmetrisches (blau) Lernen des ZWH. Dargestellt ist die Entwicklung des Schwellwertes S.**

Abbildung 4-9 zeigt beispielhaft den Lernverlauf eines ZWH im Simulationsverlauf. Zu Beginn verwendet der ZWH den neutralen Schwellwert 1, d. h. er verlässt das EEG, sobald er für den kommenden Monat einen effektiven Durchschnittspreis über EEG erwartet. Asymmetrisches Lernen mit verstärkter Verhaltenskorrektur nach Verlusten führt in der Regel zu höheren Schwellwerten (und damit zu selteneren Direktvermarktungsentscheidungen). Episodisch kann jedoch auch ein zeitweise höherer Schwellwert bei symmetrischem Lernen ergeben, wenn (wie z. B. im zweiten Halbjahr 2012) symmetrisches (risikobereiteres) Lernen zu einer stark verlustreichen Direktvermarktungsentscheidung geführt hat, die bei asymmetrischem (risikoaversem) Lernen vermieden worden wäre.

## ZWH-Typen

Entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 3.1.2 ist zwischen verschiedenen Typen von ZWH zu unterscheiden. Auf der Modellebene können diese Unterschiede über das Tarifmodell, das Lernverhalten, die Prognosegenauigkeit und das sich im Lernverhalten widerspiegelnde Risikomanagement abgebildet werden. Dabei werden folgende Zuordnungen verwendet:

**Tabelle 4-2: Umsetzung der ZWH-Typen im Modell**

	<b>Marketing</b> (Tarif)	<b>Kompetenz</b> (Prognosegenauigkeit)	<b>Risikomanagement</b> (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: $LK_+ = LK_-$

Typ I: Unabhängiger, kleiner Zwischenhändler

Typ II: Zwischenhändler aus dem Umfeld eines großen Stromkonzerns

Typ III: Zwischenhändler aus dem Umfeld großer Anlagenbetreiber

Darüber hinaus lassen die Erörterungen in Kapitel 3 erwarten, dass Typ I in erster Linie kleinere WAB vertreten wird, Typ II kleinere und mittelgroße WAB und Typ III

vor allem mittelgroße WAB. Große WAB werden typischerweise eigene Maßnahmen zur Direktvermarktung ergreifen und nicht als ZWH-Kunden in Erscheinung treten.

Für jede Vergütungsklasse kann im Modell eingestellt werden, welcher ZWH-Typ für die WAB dieser Klasse tätig wird. Ein Beispiel für die unterschiedlichen wirtschaftlichen Ergebnisse der verschiedenen ZWH-Typen wird in Kapitel 6.1.2 beschrieben.

#### **4.4.8 Speicheranlagen**

Energiespeicheranlagen nehmen im Stromversorgungssystem verschiedene Aufgaben wahr. Sie lassen sich zum einen als steuerbare Verbraucher zum Lastausgleich („Loadleveling“) oder zur Stromerzeugung einsetzen. Zum anderen können sie zur Stabilität und Qualität der Stromversorgung beitragen, beispielsweise im Bereich der Frequenz- und Spannungshaltung (Denholm et al. 2010).

Hinsichtlich der sogenannten Kombikraftwerke, die sich aus EEG-Anlagen und entsprechenden Speichersystemen zusammensetzen, besteht eine wesentliche Motivation der jeweiligen Betreiber zur Speichernutzung darin, auf Basis von Strompreisschwankungen Arbitragegewinne generieren zu können. Dementsprechend beabsichtigen sie, mittels gezielter Speicherung und Einspeisung von Energie Gewinne zu erwirtschaften. Einerseits bietet sich ihnen dabei die Möglichkeit, die im zeitlichen Verlauf auftretenden Preisdifferenzen an der Strombörse auszunutzen. Andererseits werden zurzeit Fördermaßnahmen diskutiert, die zusätzlich zu den im EEG festgelegten Vergütungen für die unmittelbare Stromerzeugung einen finanziellen Anreiz für die bedarfsgerechte Einspeisung der entsprechenden Energiemengen liefern sollen.

Stellvertretend für die derzeit existierenden Ansätze wird im Rahmen dieser Studie das Konzept des sogenannten Kombikraftwerksbonus betrachtet (Schmid et al. 2009), welches auch unter der Bezeichnung „Integrationsbonus“ diskutiert wird. Es handelt sich hierbei um einen zweistufigen Förderansatz, bei dem sich die an den jeweiligen Anlagenbetreiber zu zahlende Vergütung zum einen nach dem vorherrschenden Strombedarf richtet („Bedarfskomponente“). Zum anderen wird eine technologiespezifische Vergütung gezahlt („Technologiekomponente“), um verschiedenen Speichertechnologien einen potenziell wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Die Technologiekomponente soll auch dann gezahlt werden, wenn der Anlagenbetreiber die von ihm erzeugte Energie direkt an der Strombörse vermarktet.

##### **4.4.8.1 Einbindung der Speicheranlagen in das Energieversorgungssystem und ihr Verhalten**

Nach Vorschlag von Schmid et al. (2008) ist der entsprechende Netzbetreiber (VNB bzw. ÜNB) unabhängig davon, ob der Betreiber eines Kombikraftwerks den von der Anlage generierten Strom ohne finanzielle Förderung direkt an der Strombörse vermarktet oder ob er sich entschließt den Integrationsbonus zu nutzen, grundsätzlich zum Netzanschluss der Anlage und zur Abnahme der erzeugten Strommenge verpflichtet.

Im Falle der Direktvermarktung versucht der Anlagenbetreiber im ersten Schritt, die zukünftige Entwicklung des Börsenpreises möglichst genau zu prognostizieren. Ausgehend von dieser Preisprognose regelt der Betreiber anschließend die Stromspeicherung bzw. -einspeisung, um seinen Profit zu maximieren. Die möglicherweise schwankende Generierung des Stroms aus der zugehörigen REG-Anlage stellt hierbei u. U. einen begrenzenden Faktor dar. Die aus den eingespeisten Strommen-

gen resultierenden Verkaufserlöse erhält der Anlagenbetreiber direkt von der Strombörse. Zusätzlich hierzu hat er Anspruch auf eine technologiespezifische Förderung („Technologiekomponente“), die als einmalige Zahlung am Jahresende erfolgt.

Entschließt sich der Anlagenbetreiber für eine Vergütung nach EEG, so erhält er zusätzlich zum festgelegten Einspeisetarif einen Bonus, der so gestaltet ist, dass er Anreize für eine bedarfsgerechte Stromeinspeisung schafft („Bedarfskomponente“). Grundlage hierfür ist die sogenannte residuale Last, die der ÜNB auf Basis von Standardlastprofilen und Einspeiseprognosen von Windenergie- und Fotovoltaikanlagen täglich für einen Zeitraum von 24 h im Voraus berechnen muss. Aus dem Profil der residualen Last sind die acht Stunden eines Tages mit der höchsten sowie die acht Stunden mit der niedrigsten residualen Last („HRL“ und „NRL“) zu ermitteln und verbindlich zu veröffentlichen. Nachdem der Betreiber der Speicheranlage dann für den jeweiligen Folgetag ein entsprechendes Einspeise- und Entnahmeprofil an den ÜNB gemeldet hat, hat er Anspruch auf Zahlung der Bedarfskomponente. Deren Höhe ist in HRL- und NRL-Zeiten unterschiedlich, um die angestrebte bedarfsgerechte Stromeinspeisung zu fördern.

#### **4.4.8.2 Modellseitige Abbildung von Kombikraftwerken**

Um die Rolle von Energiespeicheranlagen auch im Modell berücksichtigen zu können, wurden diese als entsprechende Komponenten in das Modell integriert. Hierbei wird davon ausgegangen, dass es keine unabhängigen Speicheranlagen gibt, sondern nur Kombikraftwerke, die aus Windenergieanlagen und dazugehörigen Speichern bestehen. Im Modell setzt sich ein Kombikraftwerk demzufolge aus einem WAB der Kategorie „aktiv“ und einem entsprechenden Speicher zusammen, wobei der WAB die jeweilige Vermarktungsstrategie (Direktvermarktung oder EEG) vorgibt. Hinsichtlich der Kosten der Speichereinrichtung und des Betriebs wird vereinfachend angenommen, dass die Wartungs- und Betriebskosten unabhängig von der Nutzungsintensität sind. Sie sind somit ebenso wie die Kapitalkosten fix, so dass die Gesamtkosten in Form einer einfachen jährlichen Zahlung berücksichtigt werden können.

Eine zusätzliche Vereinfachung betrifft die Berechnung der residualen Last. Um das Modell so einfach wie möglich zu gestalten, wird deren Verlauf nicht modellendogen bestimmt. Stattdessen werden die Tageszeiten der höchsten und der niedrigsten residualen Last anhand eines vordefinierten Standardprofils exogen ermittelt und für den gesamten Betrachtungszeitraum einheitlich festgelegt.

#### **Ermittlung der optimalen Betriebsstrategie**

Weitere vereinfachende Annahmen wurden im Zusammenhang mit dem Optimierungsalgorithmus zur Bestimmung der gewinnmaximierenden Betriebsstrategie getroffen. Erstens wird davon ausgegangen, dass der Anlagenbetreiber bei seiner Planung die zukünftige Börsenpreisentwicklung perfekt vorhersagen kann. Zweitens wird zur Reduzierung des Berechnungsaufwands eine Diskretisierung durchgeführt. Ausgangspunkt des Optimierungsalgorithmus' ist der Ladezustand des Speichers, d. h. die gespeicherte Energie.

Für die Bestimmung der optimalen Betriebsstrategie des Energiespeichers wird auf das Prinzip der dynamischen Programmierung zurückgegriffen. Dieses ist dann anwendbar, wenn das zu lösende Optimierungsproblem in gleichartige Teilprobleme zerlegt werden kann und eine optimale Lösung sich aus optimalen Lösungen der

Teilprobleme zusammensetzt. Entsprechende Lösungsalgorithmen basieren daher auf dem Grundprinzip, dass erst eine Lösung für ein Teilproblem ermittelt wird. Davon ausgehend werden die jeweils nächstgrößeren Teilprobleme unter Verwendung der zuvor generierten Zwischenergebnisse bearbeitet.

Der im Modell hinterlegte Algorithmus geht dementsprechend von einem vorgegebenen Endzustand aus und berechnet nach und nach die maximal erzielbaren Gewinne für alle zulässigen, zeitlich davor liegenden Zustände. Auf Basis dieser Berechnungen lässt sich anschließend ein optimaler Lösungspfad bestimmen, der von einer gegebenen Anfangssituation über zulässige Zwischenzustände zum vordefinierten Endzustand führt. Anhand des Lösungspfades, der für jeden betrachteten Zeitpunkt den optimalen Speicherzustand vorgibt, lässt sich im letzten Schritt ermitteln, wann und in welchem Umfang der Speicher ge- bzw. entladen werden sollte.

Vorteil dieses Lösungsverfahrens ist, dass alle verfügbaren Informationen verarbeitet werden, da für jeden Zeitschritt und für jeden zulässigen Zustand die optimale Teilstrategie kalkuliert wird. Da sämtliche Teilstrategien berechnet und abgespeichert werden, kann auch auf Situationen reagiert werden, in denen von der ursprünglich ermittelten Lösung abgewichen werden muss. Bei der aktuellen Modellstruktur ist dies dann der Fall, wenn die zum Kombikraftwerk gehörende Windenergieanlage aufgrund geringer Windgeschwindigkeiten nicht in der Lage ist, die Menge an Strom zu liefern, die für die Einhaltung der ursprünglich geplanten Betriebsstrategie des Speichers notwendig wäre. Tritt diese Situation ein, kann unmittelbar auf die vorhandenen Teillösungen zurückgegriffen werden, um eine alternative Betriebsstrategie zu generieren.

#### **4.4.8.3 Resultierendes Verhalten der Kombikraftwerksagenten**

Die technischen Eigenschaften der im Modell abgebildeten Energiespeicheranlagen sind mittels entsprechender Parameter festzulegen. Dies sind erstens die Leistung und die Kapazität des Speichers sowie der Gesamtwirkungsgrad der Anlage. Zweitens ist aufgrund der bereits erwähnten Diskretisierung die Anzahl der verschiedenen Ladezustände, die der Speicher annehmen können soll, vorzudefinieren. Drittens sind ergänzend die Speicherzustände, die zu Beginn und am Ende der einzelnen Planungsintervalle erreicht werden sollen, vorzugeben.

Im Falle der Direktvermarktung ermittelt der oben beschriebene Algorithmus auf Basis der prognostizierten Börsenpreisentwicklung die optimale Betriebsstrategie für die folgenden 24 Stunden. Ergebnis der Berechnung sind die einzuspeisenden sowie die für die Ladung des Speichers benötigten Strommengen. Dabei wird die ursprünglich berechnete Strategie in Abhängigkeit von den Strommengen, die die zugehörige Windenergieanlage tatsächlich zur Verfügung stellen kann, u. U. angepasst.

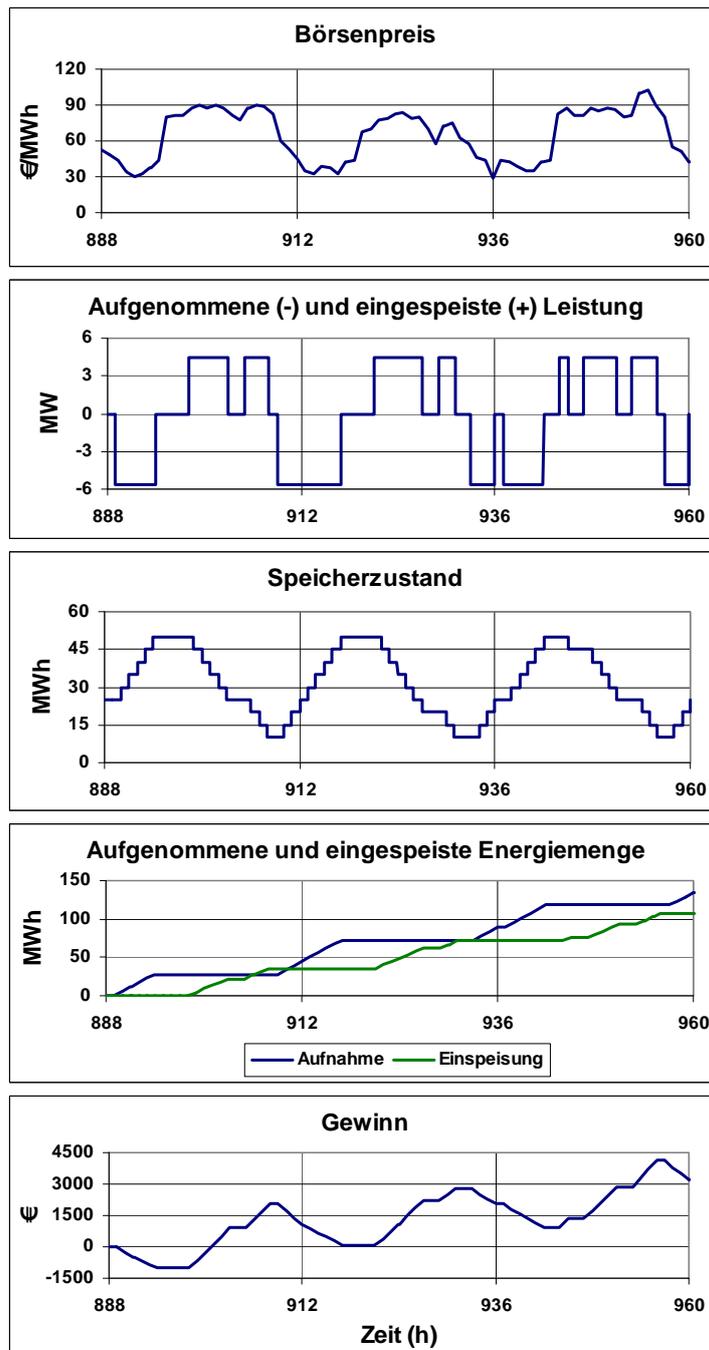
Um die Funktionsweise des verwendeten Algorithmus' sowie dessen Einfluss auf das Verhalten des Agenten zu verdeutlichen, werden im Folgenden die verschiedenen Vorgänge, die auf der untergeordneten Ebene eines einzelnen Kombikraftwerks ablaufen, näher betrachtet. Ausgangspunkt ist hierbei ein beispielhafter Simulationslauf, bei dem die Speicherkomponente so kalibriert wurde, dass sie ein Pumpspeicherkraftwerk mit einem Gesamtwirkungsgrad von 80 % repräsentiert. Darüber hinaus wurde der Speicher (Leistung: 5 MW, Kapazität 50 MWh) im Vergleich zur verbundenen Windenergieanlage (rund 25 MW Leistung) so dimensioniert, dass nur in wenigen Fällen Strategieanpassungen notwendig werden.

In der aktuellen Modellversion, in der die Entwicklung des Börsenpreises als exogene Größe fest vorgegeben ist, kennt der Anlagenbetreiber die Preisentwicklung für

die jeweils folgenden 24 Stunden und legt dementsprechend die Betriebsstrategie für die Speicheranlage fest. Aufgrund der gewählten Dimensionierung der Windenergie- und der Speicheranlage sind wie beabsichtigt nur wenige Anpassungen der Speicherstrategie notwendig. Daher wird der hinsichtlich des Speicherfüllstands vorgegebene Zielwert von 50 % im hier betrachteten Zeitfenster am Ende jeden Tages erreicht (s. Abbildung 4-10). Um ferner den notwendigen Rechenaufwand zu begrenzen, wurde die Gesamtkapazität des Speichers so diskretisiert, dass im Rahmen der Simulation lediglich zehn verschiedene Speicherzustände zulässig sind.

Wie das in Abbildung 4-10 dargestellte Beispiel verdeutlicht, ergeben sich auf diese Weise neben den Strommengen, die von der jeweiligen Windanlage aufgenommen werden, auch diejenigen Mengen, die in die Verteil- und Übertragungsnetze eingespeist werden, sowie ihre jeweilige zeitliche Verteilung. Hierbei ist anzumerken, dass bei diesem Beispiel vorgegeben wurde, dass der Speicher zu Beginn und am Ende des Planungsintervalls zur Hälfte geladen sein soll.

Ausgehend von diesen Daten werden die mit dem Speicherbetrieb verbundenen Einnahmen und Ausgaben berechnet. Denn einerseits sind für die von der Windenergieanlage aufgenommene Energie interne Verrechnungssätze in Höhe des jeweils aktuellen Börsenpreises anzusetzen. Andererseits generiert die Speicheranlage durch die Einspeisung von Strom Einnahmen an der Börse.



**Abbildung 4-10: Nutzung eines Energiespeichers im Falle der Direktvermarktung**

Da im betrachteten Zeitraum keine Engpässe in Bezug auf die von der Windenergieanlage angeforderte Energiemengen auftreten, kann die optimale Betriebsstrategie komplett eingehalten werden. Alles in allem kann der Anlagenbetreiber durch den Einsatz des Energiespeichers einen zusätzlichen Gewinn von rund 3.200 € erwirtschaften, was bezogen auf den eingespeisten Strom einem durchschnittlichen Gewinn von 29,91 €/MWh entspricht. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass lediglich der laufende Betrieb der Anlage betrachtet wurde, so dass die jährlich anfallenden Zahlungen für Investitions- und Betriebskosten sowie die Zahlung der im Rahmen des Integrationsbonus' vorgesehenen Technologiekomponente nicht berücksichtigt wurden.

#### 4.4.8.4 Einfluss des Integrationsbonus' auf die Speichernutzung

Entscheidet sich der Betreiber eines Kombikraftwerks für eine Vergütung nach EEG, so kann er gemäß dem Konzept des Integrationsbonus' zusätzliche Fördermechanismen nutzen.

Um die bedarfsgerechte Einspeisung zu fördern, ist der Integrationsbonus so gestaltet, dass die Förderung abhängig von der so genannten residualen Last ist, die auf Basis der prognostizierten Nachfragelast und der Einspeiseprognosen von Windenergie- und Fotovoltaikanlagen ermittelt werden soll. Da für das im Rahmen dieses Vorhabens erstellte Modell bewusst eine eher einfache Struktur angestrebt wurde, wird in der aktuellen Version auf eine endogene Berechnung des zeitlichen Verlaufs der residualen Last verzichtet. Stattdessen wird ein festes Profil vorgegeben, gemäß dem die acht Stunden mit der niedrigsten residualen Last in die Nacht und in den frühen Morgen fallen, während nachmittags und am frühen Abend die acht Stunden mit der höchsten residualen Last auftreten.

Für die Ermittlung der gewinnmaximierenden Speicherstrategie sind dementsprechend neben der Höhe der EEG-Vergütung die einzelnen Bestandteile des Integrationsbonus' zu berücksichtigen. Dies sind insbesondere die Bedarfskomponente sowie der Maximalwert des sogenannten Speicherfaktors, der einen finanziellen Ausgleich für die auftretenden Wirkungsgradverluste liefern soll. Ähnlich wie bei der Direktvermarktung ermittelt der in Abschnitt 4.4.8.2 erläuterte Algorithmus auf Basis der genannten Daten die optimale Betriebsstrategie für einen Planungshorizont von 24 Stunden. Ebenso findet auch hier bei etwaigen Engpässen hinsichtlich der Bereitstellung der notwendigen Strommengen eine Anpassung der zuvor ermittelten Strategie statt.

Als Resultat ergibt sich das zeitliche Profil der Energiemengen, die von der Speicheranlage aufgenommen bzw. eingespeist werden. Hinsichtlich der Ausgaben ist in diesem Fall der Einspeisetarif der jeweiligen Windenergieanlage als interner Verrechnungssatz anzusetzen. Die Einnahmen wiederum setzen sich aus der EEG-Vergütung für den eingespeisten Strom und den oben genannten Bestandteilen des Integrationsbonus' zusammen; beides ist von den VNB bzw. ÜNB zu zahlen.

Zusätzlich zu den genannten Zahlungsströmen sind sowohl bei der Direktvermarktung als auch im Fall der EEG-Vergütung die anlagentypspezifischen Investitions- bzw. Kapitalkosten sowie die Wartungs- und Betriebskosten in die Berechnung des wirtschaftlichen Erfolges mit einzubeziehen. Im Modell werden die Gesamtkosten, vermindert um die Technologiekomponente des Integrationsbonus', daher in Form einer einfachen jährlichen Zahlung berücksichtigt. Aus der Summe der genannten Posten ergibt sich schließlich der jährlich erwirtschaftete Ertrag.

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeitsberechnung ist anzumerken, dass die getroffenen Annahmen z. T. eine starke Vereinfachung darstellen. Erstens wird davon ausgegangen, dass die jährlich anfallenden Kosten fix und somit unabhängig von der tatsächlichen Nutzung des Speichers sind. Eine verursachungsgerechte Verteilung der Investitionskosten auf die einzelnen Nutzungsperioden, z. B. anhand der Ladezyklen, wäre daher eventuell eine sinnvolle Erweiterung. Zweitens kann aufgrund der aktuellen Modellstruktur nicht berücksichtigt werden, dass der Einsatz von Energiespeicheranlagen die Preisentwicklung an der Strombörse beeinflusst. Eine modellendogene Berechnung der Börsenpreise ist im laufenden Projekt jedoch nicht zu realisieren.

Welchen Effekt der Integrationsbonus bzw. die im Rahmen dieses Förderkonzepts angedachte Bedarfskomponente auf die Betriebsstrategie der Speicherkomponente hat, verdeutlichen die in Abbildung 4-11 dargestellten Simulationsergebnisse. Energie wird zu Zeiten niedriger residualer Last wie vorgesehen gespeichert und später, wenn eine hohe residuale Last vorliegt, in das Stromnetz eingespeist.

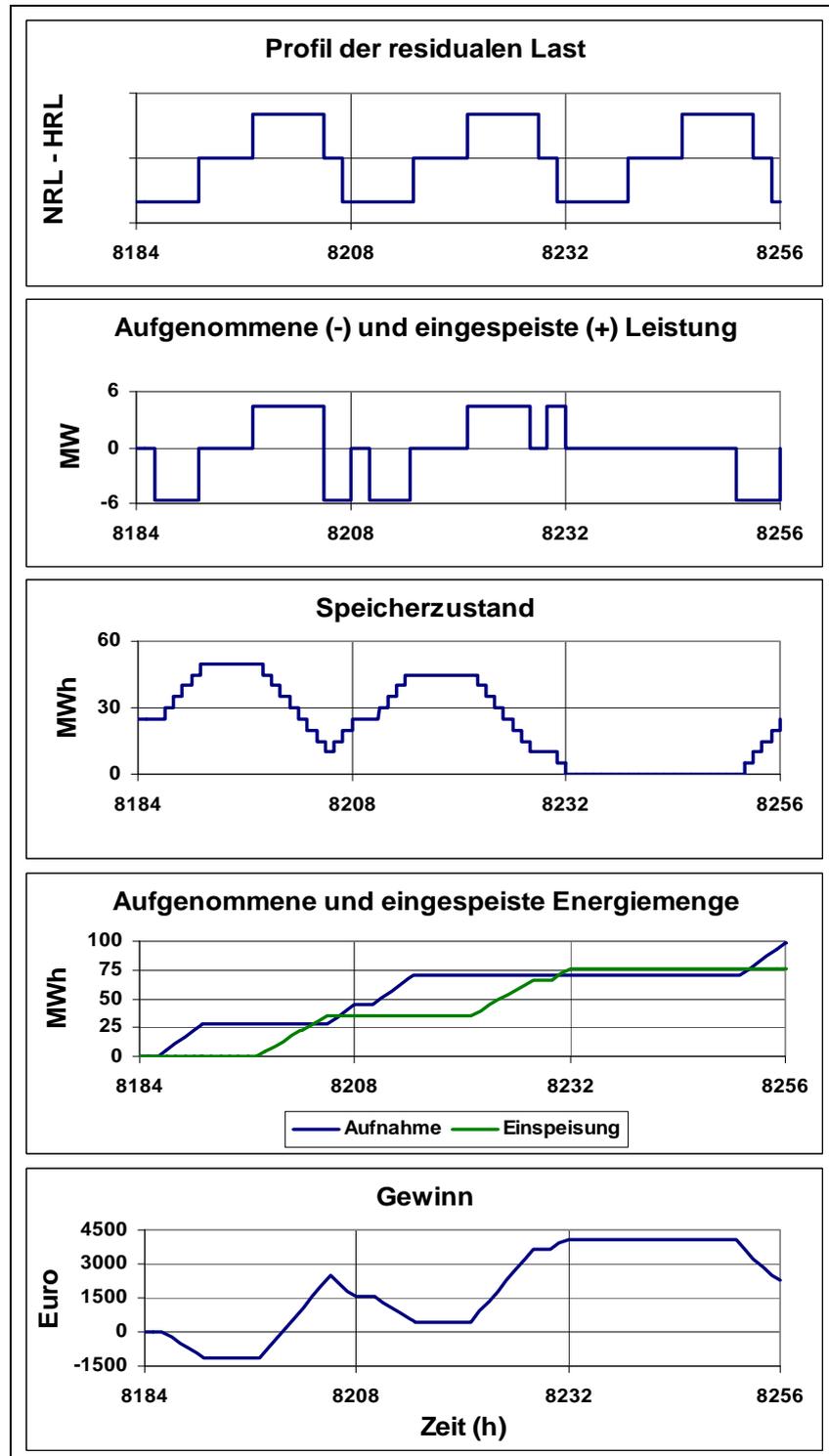


Abbildung 4-11: Einfluss des Integrationsbonus' auf das Betriebsverhalten einer Energiespeicheranlage

Anhand der Daten wird auch deutlich, dass in dem hier abgebildeten Zeitabschnitt Engpässe hinsichtlich des verfügbaren Stroms auftreten. Gegen Ende des zweiten und während des dritten Tages kann die zum Kombikraftwerk gehörende Windenergieanlage nicht die Energiemengen liefern, die für die Einhaltung der gewinnmaximierenden Speicherstrategie notwendig wären. Dementsprechend ist eine Anpassung dieser Strategie notwendig.

Trotz dieser Engpässe erwirtschaftet der Anlagenbetreiber während des betrachteten Zeitraums einen zusätzlichen Gewinn von rund 2.250 €. Gemessen an der eingespeisten Strommenge entspricht dies einem durchschnittlichen Gewinn von rund 29,80 €/MWh. Gleichwohl wurde auch hier lediglich der laufende Betrieb der Anlage betrachtet. Demzufolge wurden die jährlich anfallenden Zahlungen für Investitions- und Betriebskosten sowie die Zahlung der im Rahmen des Integrationsbonus' vorgesehenen Technologiekomponente wiederum nicht berücksichtigt.

Insgesamt verdeutlichen die beiden hier dargestellten Beispiele, dass der im Modell implementierte Optimierungsalgorithmus in der Lage ist, flexibel auf die jeweiligen Rahmenbedingungen zu reagieren. Sowohl bei der Direktvermarktung als auch im Fall des Integrationsbonus' werden daher Handlungsmuster generiert, die das Verhalten eines Kombikraftwerks bzw. einer Speicheranlage plausibel nachbilden.

## 4.5 Inputdaten

Für die Simulationsläufe werden als Input Angaben zur installierten Kapazität von Windkraftanlagen, zur resultierenden Stromeinspeisung in das Netz, zur Höhe der EEG-Vergütung, zu den Strompreisen an der Strombörse sowie für die Vermarktungsoption „Profillieferung“ benötigt. Diese Daten werden als extern vorgegebene Zeitreihen in das Modell eingespeist. Für ihre Generierung wurde zunächst jeweils ein möglichst einfacher Ansatz gewählt, der – insbesondere in Relation zu den übrigen Arbeitspaketen und dem Pilotcharakter des Vorhabens – mit keinem zu hohen Aufwand verbunden sein durfte.

Die Zeitreihen für die Einspeisung des Stroms aus Windkraftanlagen sowie für die Börsenpreise für Strom wurden auf Basis historischer Daten zu den Entwicklungsverläufen der EEG-Windstromeinspeisung (nach BDEW 2009) und der Spotmarktpreise für Strom (nach EEX 2009) generiert. Dabei bildeten die Ausgangsdatensätze für die Jahre 2006, 2007 und 2008 die Grundlage für Extrapolationen um 3 Jahre sowie um 6 Jahre:

**Tabelle 4-3: Basis- und Prognosejahre für die Ermittlung der Zeitreihen**

Basisjahr	Prognosejahre
2006	2009 und 2012
2007	2010 und 2013
2008	2011 und 2014

Die Generierung der Zeitreihen der Windenergieeinspeisung wurde vorgenommen, indem die Stundenwerte der oben genannten Basisjahre jeweils mit einem Faktor multipliziert wurden, der in der Leitstudie des BMU (Nitsch et al. 2010) entsprechend angegebenen Steigerung der jährlichen Strommengen aus Windenergie entspricht.

Für die Ermittlung der Strompreisreihen wurde ein Verfahren gewählt, mit Hilfe dessen sich ein Zusammenhang zwischen der Einspeisung von Windstrom und der Höhe des Strompreises abbilden ließ. So wurden in einem ersten Schritt die stündlichen Werte der Basisreihen des EEX-Spotmarktes nach Werten aus Sensfuß et al. (2008) um den sogenannten Merit Order Effekt bereinigt. Dieser Effekt benennt eine Reduzierung des Börsenpreises für Strom (absolut, in €/MWh) bei einer bestimmten eingespeisten Strommenge aus erneuerbaren Energien. Dabei wurde der Effekt, der bei Sensfuß et al. auf Basis der Einspeisung aller Erneuerbaren berechnet wurde, anteilmäßig auf den Windstrom übertragen. In einem nächsten Schritt wurden die Stundenwerte der bereinigten Preisreihen der Basisjahre mit aus den Preisszenarien von Wenzel (2009) entnommenen Steigerungsfaktoren multipliziert. Für einen Preispfad A erfolgte die Orientierung am Preispfad ‚BMU „deutlich“‘; für einen zweiten, höheren Preispfad B wurde der ‚Preispfad EE-Branche‘ zu Grunde gelegt. Den so erhaltenen Stundenwerten wurde schließlich der jeweilige Merit Order Effekt nach Sensfuß et al. auf Basis der stündlich aufgelösten Windeinspeisung des jeweiligen Prognosejahres wieder zugewiesen. Eine Darstellung der jährlichen Durchschnittswerte der auf diesem Weg erhaltenen Strompreise findet sich in Tabelle 6-1.

Als Grundlage für die Ermittlung der Zeitreihen für die Höhe der EEG-Vergütung (Vergütungsklassen der WAB) dienten Angaben über in der Vergangenheit installierte WEA-Leistung, entsprechende Prognosen aus der Leitstudie des BMU (Nitsch et al. 2010) sowie die Fassungen des EEG von 2000, 2004 und 2009. Weitere Festlegungen betrafen die erhöhte Anfangsvergütung, für die ohne eine weitere Differenzierung nach Standortqualitäten angenommen wurde, dass sie im Durchschnitt über 16 Jahre gezahlt wird, die Entwicklung des Repowering (ab 2010 10 % der neu installierten Leistung, jährliche Steigerung um 10 %-Punkte) und die Zahlung des ‚Systemdienstleistungsbonus‘ (für alle Neuanlagen ab 2013) (Wenzel und Nitsch 2010).

Auf dieser Basis wurde gemäß der jeweiligen zum Installationszeitpunkt geltenden EEG-Fassung die Vergütung eines Installationsjahrgangs für die Jahre 2006 bis 2014 berechnet. Die auf diesem Weg ermittelten Vergütungssätze wurden schließlich unter Berücksichtigung der jeweils installierten Kapazität für jedes Jahr getrennt auf drei Klassen verteilt<sup>5</sup>. Die Vergütung dieser Klassen bestimmt sich dabei aus dem Mittelwert der der Klasse zugeordneten Vergütungssätze, gewichtet mit der installierten Leistung jedes Vergütungssatzes. Die Vergütung für Offshore-Windenergie bildet durchgehend eine eigene, vierte Klasse. Ein Vergleich mit Daten der Netzbetreiber zum eingespeisten Windstrom und dessen Vergütung für das Jahr 2008 (BDEW 2009) ergab, dass mit dem gewählten Vorgehen 98,1 % der tatsächlich gezahlten Vergütung abgedeckt werden. In Tabelle 6-2 findet sich ein Überblick über die Vergütungshöhen in den jeweiligen Klassen.

Für die Vermarktungsoption „Profillieferung“ wurden für die Basisreihen Jahrespreise anhand der von Ökostromanbietern (Elektrizitätswerke Schönau, Greenpeace Energy, Naturstrom) ausgewiesenen Strombeschaffungskosten ermittelt, die für die Prognosejahre ebenfalls um die oben genannten Steigerungsfaktoren (Wenzel 2009) bis 2014 extrapoliert wurden.

---

<sup>5</sup> Aufgrund fehlender Daten reduziert dabei das Repowering allerdings noch nicht die Anzahl von Anlagen, die aus der erhöhten Anfangsvergütung in die Grundvergütung wechseln. Die Annahme über die installierte Leistung von Anlagen, die sich in der Grundvergütung befinden, fällt damit tendenziell eher zu hoch aus.

Der für die Simulationsläufe zur Profillieferung benötigte Lastgang ist an ein typisches H0-Lastprofil für Haushalte angelehnt. Hierbei wurde die Annahme getroffen, dass zwischen 154.000 (Januar 2006) und ca. 362.000 Einfamilienhäuser mit einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauch von je 5.500 kWh beliefert werden.

## 5 Modellvalidierung

Im Anschluss an den Aufbau eines Simulationsmodells ist das erstellte Modell zunächst zu überprüfen, bevor es für die geplanten Analysezwecke eingesetzt werden kann. Ziel ist es, das abstrakte Modell dahingehend zu untersuchen, ob es in der Lage ist, das Verhalten des betrachteten Systems in zufriedenstellendem Umfang abzubilden.

Das Ausmaß, in dem die Modellüberprüfung notwendig und sinnvoll ist, hängt hierbei maßgeblich von der Zielsetzung der Analyse ab (Carley 1996 und Windrum et al. 2007). Zum einen ist von Bedeutung, ob kurz- oder langfristige Effekte betrachtet werden sollen. Je nach Untersuchungsgegenstand stellt sich außerdem die Frage, ob, sofern überhaupt möglich, eine quantitative oder eher eine qualitative Analyse anzustreben ist. Zum anderen hat der Untersuchungszeitraum entscheidenden Einfluss: Steht die Untersuchung der historischen Entwicklung eines bestimmten Sachverhalts im Mittelpunkt, lässt sich das Verhalten des Modells anhand empirischer Daten genau überprüfen („in sample“). Sollen jedoch, wie im Falle dieses Projektes, die jeweiligen Wirkungen unterschiedlicher Handlungsoptionen auf zukünftige Entwicklungen abgeschätzt werden, um Handlungsempfehlungen für Entscheidungsträger formulieren zu können, besteht diese Möglichkeit selbstverständlich nicht („out of sample“).

Eine weitere Einflussgröße, die bei dem Prozess der Modellüberprüfung eine wichtige Rolle spielt, ist die Struktur des entwickelten Modells selbst. So ist bei der Überprüfung zu berücksichtigen, ob es sich um ein rein deterministisches Modell handelt oder ob das Modell auch stochastische Elemente enthält. Zusätzlich hierzu sind Anzahl und Ausprägung der abgebildeten Wechselwirkungen zu beachten. Denn je mehr Größen als sich endogen ändernde Variablen in einem Modell abgebildet sind, die dementsprechend nicht als (feste) externe Einflüsse von Außen vorgegeben werden, desto komplexer nicht nur die Modelldynamik, sondern auch deren Kontrolle.

Hinsichtlich der Modellüberprüfung selbst lassen sich dabei im Wesentlichen zwei Stufen voneinander unterscheiden (vgl. auch Carley 1996). Zuerst ist sicherzustellen, dass die Grundlagen des vollständig implementierten Modells den Zielsetzungen der Analyse entsprechen. Hierzu ist nochmals zu hinterfragen, ob der grundsätzliche theoretische Ansatz bzw. das dem Modell zugrundegelegte Konzept adäquat sind, um den zu analysierenden Ausschnitt der Realität zu charakterisieren. Ferner sind die Eignung, Genauigkeit und Konsistenz der verwendeten Daten zu kontrollieren. Abschließend ist mittels geeigneter Methoden zu verifizieren, dass das Simulationsmodell tatsächlich korrekt implementiert ist, so dass es keinerlei Programmierfehler mehr enthält. Nach dieser internen Überprüfung ist, je nach Möglichkeit, im Rahmen einer externen Validierung zu kontrollieren, ob das Modell im Hinblick auf die beabsichtigten Analysen eine hinreichend genaue Abbildung der Realität darstellt. Üblicherweise werden hierbei empirisch ermittelte Daten mit den Ergebnissen des Simulationsmodells verglichen.

Im Gegensatz zu diesen natur- bzw. ingenieurwissenschaftlichen Ansätzen stehen die Sozial-/Wirtschaftswissenschaften dem Problem gegenüber, dass insbesondere bei explorativen Vorhaben kaum die Möglichkeit besteht, Modellparameter im Rahmen von Experimenten zu ermitteln oder Simulationsergebnisse anhand entsprechender Experimente zu validieren. In diesen Fällen empfiehlt es sich daher, bottom-

up vorzugehen und sowohl die grundlegenden Mechanismen der einzelnen Modellkomponenten als auch die verwendeten Parametersätze offenzulegen und genau zu erläutern, so dass die Struktur des Gesamtmodells und die zugrundegelegten Annahmen auch für Außenstehende unmittelbar nachvollziehbar sind (vgl. auch Carley 1996). Darüber hinaus ist eine hohe Qualität der verwendeten Eingangsdaten sicherzustellen.

Da dieses Projekt ausschließlich explorativ ausgerichtet ist, ist eine Überprüfung des Modells anhand empirischer Daten nicht möglich. Um die Validität des Modells dennoch sicherzustellen, wurde für die Modellerstellung und -dokumentation die o. g. Vorgehensweise gewählt. Dementsprechend wurde das Simulationsmodell Schritt für Schritt bottom-up aufgebaut. Auf diese Weise kann zum einen die Funktionalität der einzelnen Komponenten sehr effektiv sichergestellt und demonstriert werden. Zum anderen ist so eine einfache Nachvollziehbarkeit der verwendeten Mechanismen gewährleistet. Besonderer Wert wurde darüber hinaus auf eine hohe Qualität der verwendeten Inputdaten gelegt. Zusätzlich werden diese Inputdaten sowie alle weiteren selbst festgelegten Parameterwerte vollständig offengelegt.

## 6 Auswertung

Zur Demonstration der grundsätzlichen Anwendbarkeit des methodischen Ansatzes der agentenbasierten Simulation für die Analyse von Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien wurden mit AMIRIS exemplarische Analysen vorgenommen. Die Auswahl der Vermarktungsoptionen für Windstrom fand dabei, wie in Kapitel 2 beschrieben, zu einem sehr frühen Zeitpunkt der Modellentwicklung statt und orientierte sich zunächst an einer relativ einfachen Implementierbarkeit.

Insbesondere bei der quantitativen Betrachtung der aggregierten Ergebnisse der Simulationsläufe müssen neben der noch nicht sehr ausdifferenzierten Modellstruktur die einfach generierten Inputdaten berücksichtigt werden: Die Aussagen der folgenden Unterkapitel beanspruchen für sich daher keineswegs, von prognostischer Qualität zu sein.

### 6.1 Direktvermarktung

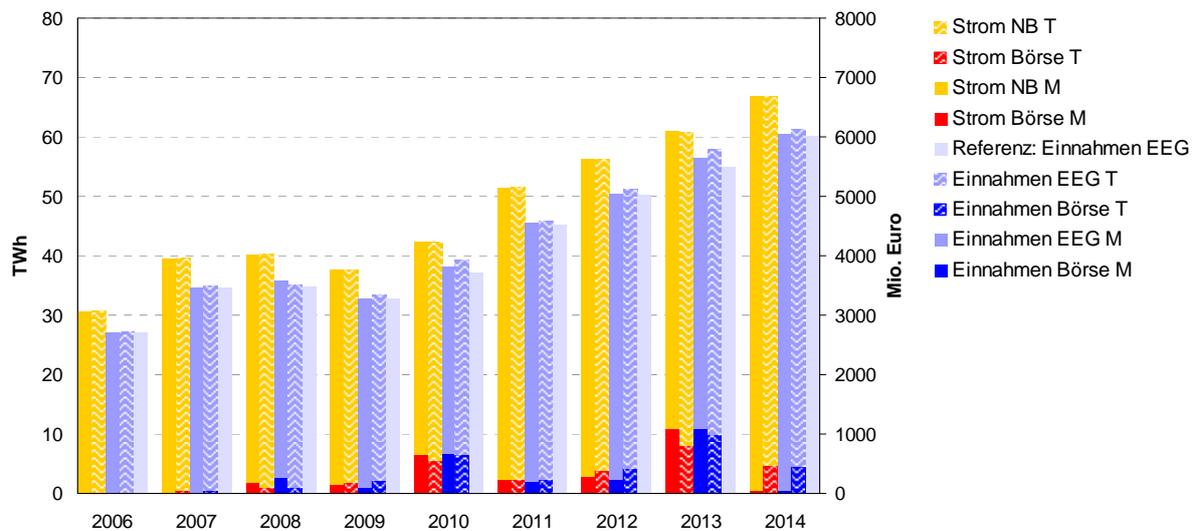
#### 6.1.1 Ausstiegsfristen für eine Direktvermarktung an der Börse

Für die Analyse unterschiedlicher Rahmenbedingungen wurde der Fokus zunächst auf die Direktvermarktung von Windstrom an der Börse gelegt. Nach § 17 EEG können derzeit „Anlagenbetreiberinnen und -betreiber (...) den in der Anlage erzeugten Strom kalendermonatlich an Dritte veräußern“ (EEG 2009; s. auch Kapitel 2.7.1). Ein erster Vergleich wurde für eine Variation der Ausstiegsfrist vorgenommen.

Mögliche Auswirkungen einer solchen Variation der Ausstiegsfrist auf die Vermarktungsentscheidung von Windanlagenbetreibern (WAB) und damit auf die von ihnen an der Börse vermarkteten Strommengen sowie ihre Erlössituation finden sich in Abbildung 6-1. Diese stellt die Situation einer monatsweisen der einer tageweisen Ausstiegsfrist bei einer Preisentwicklung an der Börse nach dem Preispfad A (s. Kapitel 4.5 sowie jährliche Durchschnittswerte in Tabelle 6-1) gegenüber. Für die tägliche Ausstiegsfrist wurde dabei eine im Vergleich zum monatsweisen Ausstieg verbesserte Prognosefähigkeit sowohl in Bezug auf den Strompreis (Prognosefehler (T) = 0,1 vs. Prognosefehler (M) = 0,2) als auch die Windstärke (Standardeinstellung: Prognosezeitraum = 48 h) angenommen (Erläuterungen zur Prognoseerstellung in Kapitel 4.4.1).

Es zeigt sich, dass die absoluten Unterschiede sowohl der an der Börse vermarkteten Strommengen als auch der auf diesem Weg erzielten Erlöse zwischen den beiden Ausstiegsfristen im Vergleich zum jeweiligen Gesamtvolumen relativ klein ausfallen. Gesamtwirtschaftlich wären sie also von vergleichsweise geringer Bedeutung. Die relativen Unterschiede sowohl in den börsengehandelten Volumina als auch der jeweiligen Erlöse in Bezug auf die absolute Differenz zur EEG-Vergütung fallen dagegen größer aus. Die Möglichkeiten zur kurzfristigeren Anpassung – sowohl einer stärkeren Vermarktung an der Börse als auch des weiteren Verbleibs in der EEG-Vergütung – werden also von den WAB genutzt und wirken sich auch (leicht) positiv auf ihren Gesamterlös aus. Dieser steigert sich im Vergleich zum Gesamtvolumen des Referenzfalls eines dauerhaften Verbleibs in der EEG-Vergütung allerdings weder bei der monats- noch bei der tageweisen Ausstiegsfrist wesentlich. Vor dem Hintergrund dieses Ergebnisses könnte die Frage gestellt werden, ob (unter den angegebenen Bedingungen) der Anreiz für Anlagenbetreiber

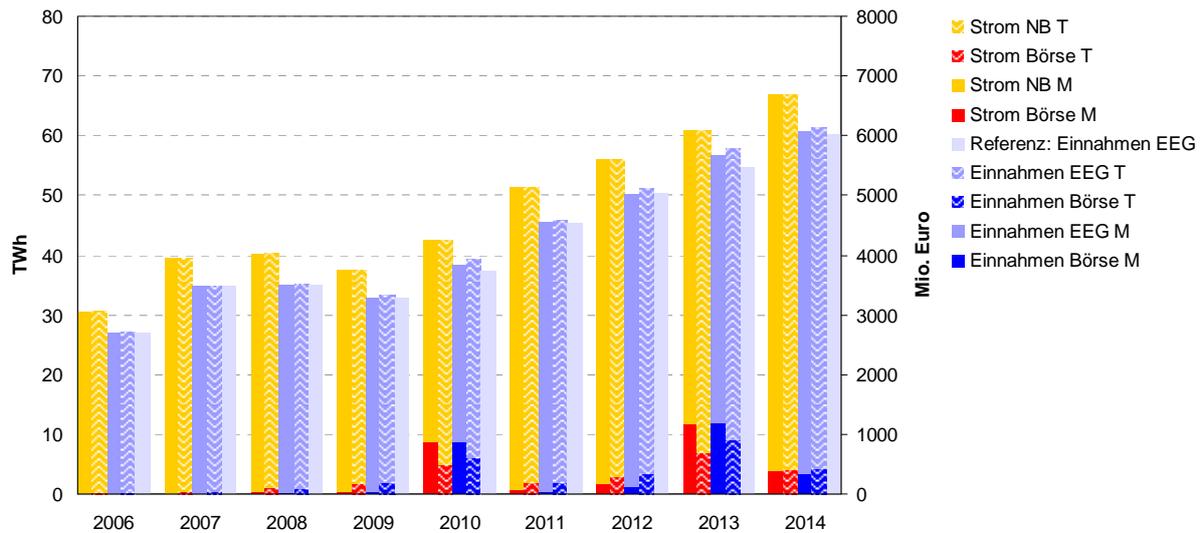
ausreichte, einen entsprechenden Aufwand für die Vermarktung ihres Stromes zu betreiben (bzw. von anderen betreiben zu lassen).



**Abbildung 6-1: Vergleich der Strommengen und Erlöse nach Vermarktungsweg zwischen tage- (T) und monatsweiser (M) Ausstiegsfrist (Preispfad A; Abschlag Börse = 10 €/MWh; 100 % WAB aktiv; Prognosefehler (M) = 0,2; Prognosefehler (T) = 0,1; Lernkoeffizient = 0,005; Windprognose = 48 h)**

Die oben beschriebenen Größenordnungen ändern sich auch bei einer stündlichen Ausstiegsfrist nicht in einem hohen Maße (s. Abbildung A-1 im Anhang). Allerdings ist für diesen Fall festzustellen, dass die Volumina in der Direktvermarktung dann ohne Ausnahme höher ausfallen als bei einer monatsweisen Ausstiegsfrist. Auch sind die Effekte auf den Gesamterlös deutlicher positiv.

Für eine Überprüfung der Abhängigkeit dieser Ergebnisse von den Einstellungen für die interne Struktur der WAB, wie den Prognosefehler für den Börsenpreis und die Anpassung der Entscheidungsregel, wurden Simulationsexperimente durchgeführt, bei denen diese beiden Parameter gleich Null gesetzt wurden. Die Ergebnisse zeigen ein tendenziell - jedoch nicht durchgehend - niedrigeres Niveau direkt vermarktet Strommengen. Die Unterschiede, die im Gesamtbild der Strommengen und Erlöse nach gewähltem Vermarktungsweg zwar nicht sehr groß ausfallen, sind aber relativ zu den entsprechenden Strommengen durchaus bedeutend (Abbildung 6-2). Dies zeigt sich insbesondere an den Ergebnissen für das Jahr 2014, in dem vor allem das Unterlassen „falscher“ Anpassungen der Entscheidungsregel dazu führt, dass auch bei einer monatsweisen Ausstiegsfrist Strommengen in ähnlicher Größenordnung wie bei einer tageweisen Ausstiegsfrist an der Börse vermarktet werden. Die Jahre 2010 und 2013 fallen auch in dieser Variante wegen ihres vergleichsweise hohen durchschnittlichen Preisniveaus mit einem größeren Anteil direkt vermarktet Strommengen auf.



**Abbildung 6-2: Vergleich der Strommengen und Erlöse nach Vermarktungsweg zwischen tage- (T) und monatsweiser (M) Ausstiegsfrist (Preispfad A; Abschlag Börse 10 €/MWh; 100 % WAB aktiv; Prognosefehler = 0; Lernkoeffizient = 0; Windprognose = 48 h)**

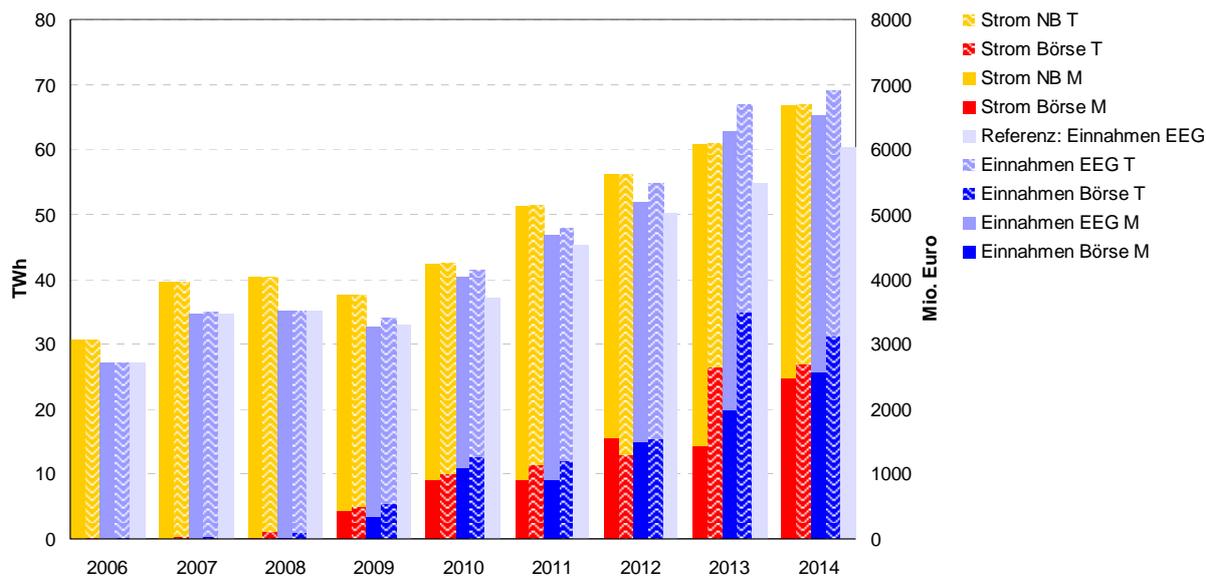
Ein deutlicher Unterschied in der Dimension direkt vermarkteten Windstroms tritt erst zutage, wenn hinsichtlich der Entwicklung der Börsenpreise der alternative Preispfad B (Tabelle 6-1) zugrunde gelegt wird.

Auch in diesem Fall bleiben die Unterschiede in den über die Börse verkauften Volumina zwischen einer monats- und einer tageweisen Ausstiegsfrist relativ klein.<sup>6</sup> Allerdings erreicht der Anteil des an der Börse vermarkteten Stroms Größenordnungen von bis zu 40 %. Entscheidend für einen Erfolg der Direktvermarktung könnte mit Blick auf die Anlagenbetreiber der Umstand sein, dass sich der Gesamterlös im Vergleich zum Simulationslauf unter Preispfad A signifikant verbessert. Dabei steht nicht nur der tage- gegenüber dem monatsweisen Ausstieg relativ besser dar, sondern insbesondere gegenüber der Situation eines Verbleibs in der EEG-Vergütung können deutliche Erlösvorteile erzielt werden (Abbildung 6-3).

**Tabelle 6-1: Jahresdurchschnitte der angenommenen Preise für Stundenkontrakte an der Strombörse (€/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

<sup>6</sup> Die vergleichsweise große Differenz zwischen der monats- und tageweisen Ausstiegsfrist 2013 nivelliert sich bei einem Testlauf mit der Parametrisierung „Prognosefehler und Lernen gleich Null“.



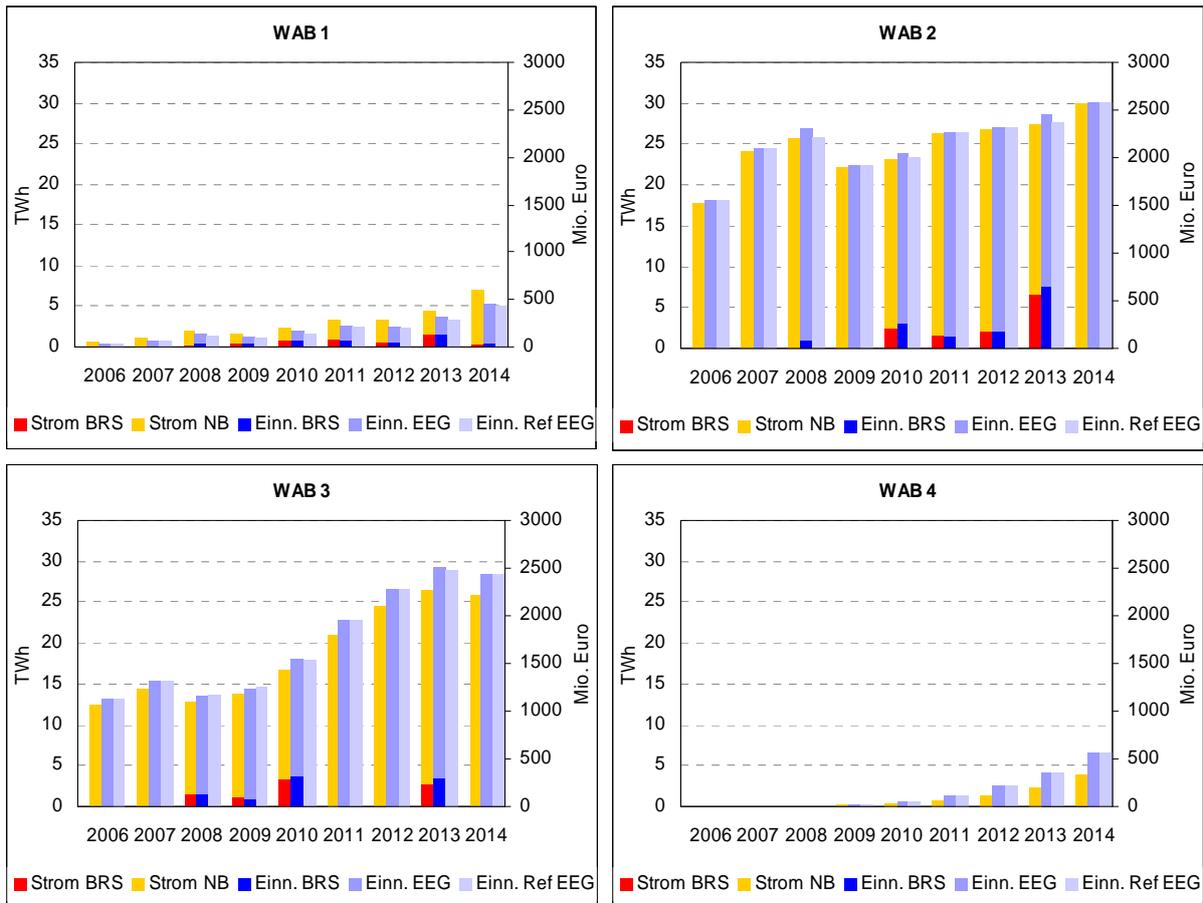
**Abbildung 6-3:** Vergleich der Strommengen und Erlöse nach Vermarktungsweg zwischen tage- (T) und monatsweiser (M) Ausstiegsfrist (Preisfad B; Abschlag Börse = 10 €/MWh; 100 % WAB aktiv; Prognosefehler = 0,2; Lernkoeffizient = 0,005; Windprognose = 48 h)

Eine Differenzierung der Ergebnisse für den geltenden monatsweisen Ausstieg nach den vier Vergütungsklassen der WAB (Tabelle 6-2) verdeutlicht, dass auch für den Fall einer Entwicklung nach Preisfad A der an der Börse direktvermarktete Strom nicht vorwiegend aus Anlagen stammt, die sich in der Grundvergütung befinden (Abbildung 6-4).

In der Simulation entscheiden sich ebenfalls die Anlagenbetreiber WAB 2 und WAB 3 zeitweise für einen Ausstieg aus der EEG-Vergütung. Die aus diesen Klassen an der Börse gehandelten Volumina des Windstroms liegen letztlich kapazitätsbedingt um ein Mehrfaches über dem Volumen aus der Klasse WAB 1. Dieser Effekt verstärkt sich, wenn man berücksichtigt, dass die Annahmen zu den Kapazitäten in der Grundvergütung eher zu hoch angesetzt wurden, da die Annahmen zum Repowering zu keinen Abzügen in der Klasse WAB 1 geführt haben (s. Kapitel 4.5). Die bis 2014 erwarteten Strommengen aus der Offshore-Windenergie bleiben noch unter dem Niveau der Strommengen aus Anlagen in der Grundvergütung. Direktvermarktung spielt unter den angegebenen Bedingungen für diese Klasse erwartungsgemäß noch keine Rolle.

**Tabelle 6-2:** Vergütung in den Vergütungsklassen der Windanlagenbetreiber (€/MWh)

	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



**Abbildung 6-4:** Aufteilung der Strommengen und Erlöse nach Vermarktungsweg auf die verschiedenen Vergütungskategorien der Windanlagenbetreiber (Preispfad A; Abschlag Börse = 10 €/MWh; 100% WAB aktiv; Prognosefehler = 0,2; Lernkoeffizient = 0,005; Windprognose = 48 h)

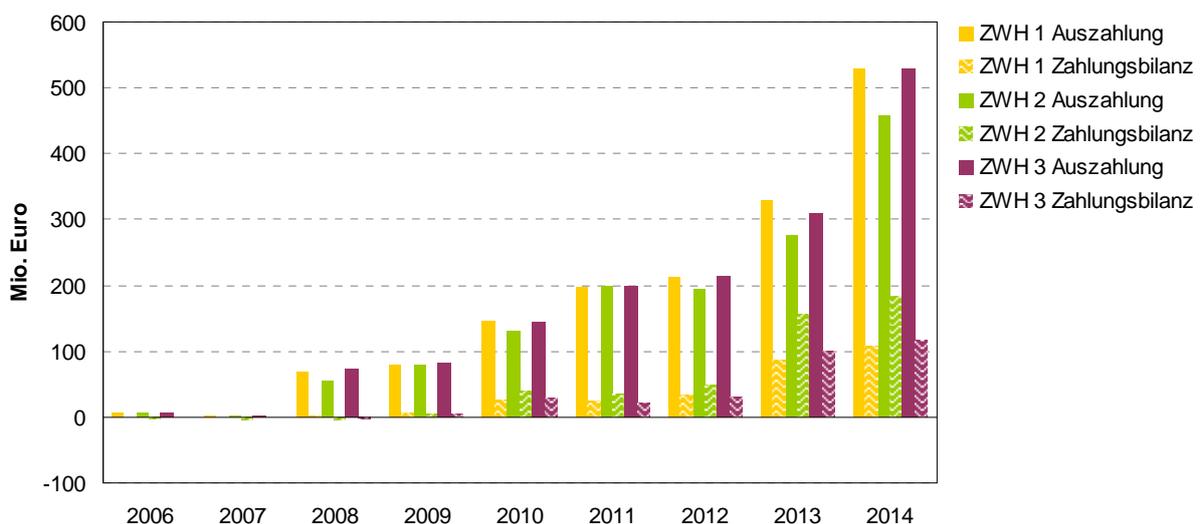
### 6.1.2 Zwischenhändler

Abgesehen von großen Anlagenbetreibern, die ggf. auch entsprechend mit Stromhändlern kooperieren (s. Beschreibung von ‚WAB aktiv‘ unter Kapitel 4.4.1), ist es unwahrscheinlich, dass sich Anlagenbetreiber selber um die Vermarktung ihres Stroms kümmern. Diese Aufgabe werden sie voraussichtlich professionellen Zwischenhändlern übertragen, die über entsprechendes Know-how in Bezug auf Prognoseerstellung und Stromvermarktung verfügen. Wie in Kapitel 3.2 näher erläutert, lassen sich mit AMIRIS verschiedene Typen von Zwischenhändlern abbilden, an die sich die Windanlagenbetreiber jeweils vertraglich binden können.

Neben der Qualität der jeweiligen Prognoseerstellung wurde mit Hilfe der Simulationläufe vor allem die Auswirkung der unterschiedlichen Geschäftsmodelle der Zwischenhändler auf die Erlössituation der Windanlagenbetreiber sowie auf ihre eigene Zahlungsbilanz näher analysiert.

Simulationen der Vermarktung von Strom von Anlagen aus der Klasse WAB 1 (Grundvergütung) zeigen, dass unter dem Preispfad B ein Geschäftsmodell, nach dem ein fixer Bonus von 5 €/MWh unabhängig von der Wahl des Vermarktungsweg-

ges gezahlt wird, von relativem Nachteil, ein Geschäftsmodell mit anteiliger Gewinnbeteiligung (sowohl im Fall ‚Halbierung von Gewinnen und Verlusten‘ als auch bei einer 40%igen Gewinnbeteiligung) dagegen von relativem Vorteil für die WAB ist (Abbildung 6-5). Die Wirkungen des Geschäftsmodells überlagern hier offenbar die bessere Prognosefähigkeit (s. Erläuterungen unter Kapitel 4.4.7) des ZWH 2, der die fixe Prämie zahlt. Dieses auf den ersten Blick möglicherweise überraschende Ergebnis erklärt sich allerdings plausibel mit dem sehr hohen Anteil an Direktvermarktung der WAB 1 bei einer Entwicklung nach Preispfad B, bei dem im Vergleich zur Grundvergütung auch entsprechend hohe Gewinnmargen entstehen. Beides zusammen lässt den fixen Aufpreis von 5 €/MWh als vergleichsweise unattraktiv erscheinen. Korrespondierend mit diesem Ergebnis verhält es sich mit der Zahlungsbilanz der ZWH, die sich für den ZWH 2 als verhältnismäßig positiv erweist, da die anderen beiden Typen vergleichsweise viel Geld an die Anlagenbetreiber weitergeben. Bei einer Berechnung des durchschnittlichen anteiligen Erlöses der ZWH erhält man für das Jahr 2014 Werte zwischen 15,2 €/MWh (ZWH 1) und 25,7 €/MWh (ZWH 2). Vor dem Hintergrund sehr hoher Börsenpreise ist ein fixer Bonus ein offenbar lukratives Geschäftsfeld.



**Abbildung 6-5:** Auszahlungen der Zwischenhändler an Windanlagenbetreiber sowie Zahlungsbilanzen der Zwischenhändler in Abhängigkeit von Geschäftsmodellen (Preispfad B; Abschlag Börse = 10 €/MWh; 100 % Vermarktung von WAB 1; Lernkoeffizient = 0,005; Windprognose = 48 h; ZWH 1: Prognosefehler = 0,2 / Gewinn- und Verlustbeteiligung des WAB zu je 50%; ZWH 2: Prognosefehler = 0,15 / Bonusauszahlung an WAB in Höhe von 5 €/MWh; ZWH 3: Prognosefehler = 0,2 / Gewinnbeteiligung des WAB in Höhe von 40%)

Für die Weiterentwicklung von AMIRIS muss der Entscheidungsalgorithmus des ZWH allerdings unbedingt weiter angepasst werden: Bislang wirken sich die unterschiedlichen Geschäftsmodelle der ZWH allein auf die Ertragssituation der ZWH und der WAB aus. Die Entscheidung über den Vermarktungsweg wird jedoch mit der gleichen Entscheidungsregel wie der des WAB noch unabhängig vom eigenen Geschäftsmodell und damit auch von der eigenen Zahlungsbilanz getroffen. Von Interesse wäre es, in diesem Zusammenhang in Zukunft zu untersuchen, wie in

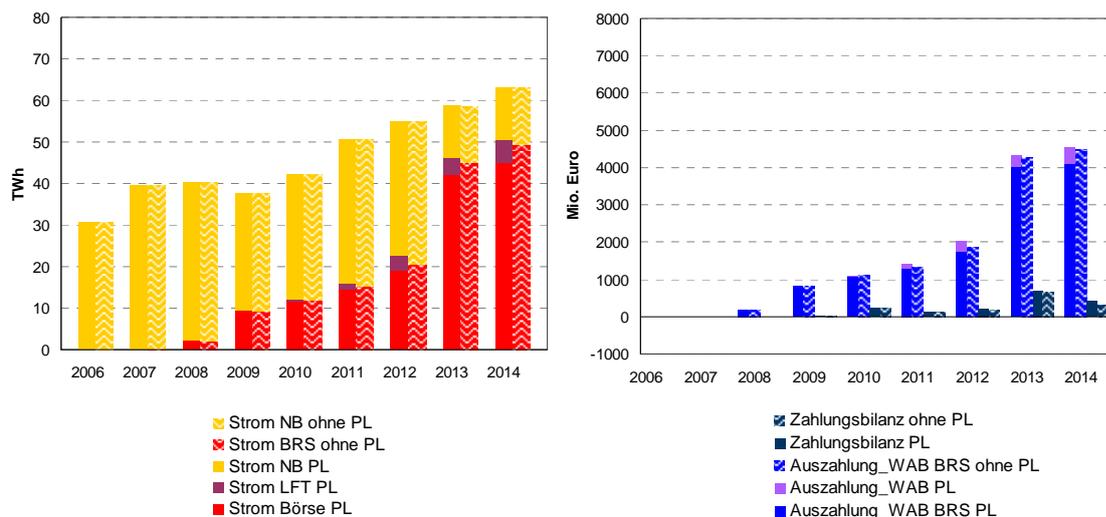
Abhängigkeit vom Zwischenhändler-Typ sich die nach den verschiedenen Wegen vermarkteten Strommengen unterscheiden.

### 6.1.3 Profillieferung von Ökostrom an Lieferanten

Eine weitere Option zur Direktvermarktung besteht darin, Verträge mit Energieversorgungsunternehmen über die Lieferung von Ökostrom abzuschließen (s. auch Kapitel 2.7.3). Dieser kann in der Regel zu einem höheren als dem Börsenpreis verkauft werden.

Für AMIRIS wurden zunächst vereinfachte Bedingungen angenommen: Der Stromlieferant schreibt einen Profillieferungsvertrag über drei Monate zu einem vorgegebenen Preis aus. Auf dessen Basis überprüft der Zwischenhändler unter Berücksichtigung seiner Prognosen zu Erlösen aus alternativen Vermarktungsmöglichkeiten sowie zur Stromerzeugung der an ihn gebundenen WAB, ob er sich zu einer entsprechenden Lieferung verpflichtet. Das Lieferprofil orientiert sich am H0-Lastprofil und ist auf 154.000 (Januar 2006) bis ca. 362.000 (Dezember 2014) Einfamilienhäuser mit einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauch von je 5.500 kWh skaliert. Für die Belieferung dieses Profils fehlende Strommengen muss der Zwischenhändler aus einem regelbaren Erneuerbare-Energien-Kraftwerk zukaufen.

Bei einer Betrachtung der Ergebnisse (für den Preispfad B Abbildung 6-6, analog bei Preispfad A) wird Folgendes deutlich: Zum einen ist das Volumen, welches über die Lieferung von Ökostromprofilen direkt vermarktet wird, nicht sehr groß. Dies ist allerdings nicht zuletzt auf die Annahmen im Modell zurückzuführen. Daneben ist der Effekt erkennbar, dass Profillieferungen nicht nur Strom binden, der im Fall einer monatsweisen Ausstiegsfrist in der EEG-Vergütung verblieben wäre, sondern auch andernfalls an der Börse vermarkteter Strom nun dem Vermarktungsweg Ökostrom folgt. Die WAB, die vom Zwischenhändler 40 % des Mehrerlöses erhalten, erzielen auf diesem Weg nur kleine Einkommensvorteile. Aber auch für die Zahlungsbilanz der Zwischenhändler ist keine deutliche Verbesserung festzustellen.



**Abbildung 6-6:** Strommengen, Auszahlungen an WAB sowie Zahlungsbilanzen der ZWH bei Profillieferung von Ökostrom (Preispfad B; Abschlag Börse = 10 €/MWh; 100% WAB aktiv; Prognosefehler = 0; Lernkoeffizient = 0; Windprognose = 48 h)

## **6.2 Kombikraftwerks-/Integrationsbonus**

Stromspeicher bzw. Kombikraftwerke bieten, wie in Kapitel 4.4.8 erläutert, die Möglichkeit, aus erneuerbaren Ressourcen erzeugten Strom bedarfsgerecht einzuspeisen. Darüber hinaus können die Betreiber der entsprechenden Anlagen die zeitlichen Preisschwankungen an der Strombörse oder die (geplanten) Förderinstrumente nutzen, um zusätzliche Gewinne zu erwirtschaften.

Obwohl Energiespeicheranlagen lediglich in vereinfachter Form in das Agentenmodell integriert wurden, kann der Einfluss verschiedener Rahmenbedingungen auf das Verhalten der Betreiber von Kombikraftwerken schon in gewissem Umfang untersucht werden. Die aktuelle Modellstruktur bietet bereits die Möglichkeit, die wirtschaftlichen Potenziale für die Anlagenbetreiber sowie die Auswirkungen der Speichernutzung auf das Gesamtsystem abzuschätzen. Somit lässt sich auch der Einfluss von Förderinstrumenten analysieren, so dass Rückschlüsse in Bezug auf die Gestaltung dieser Instrumente ermöglicht werden.

Ergänzend zu den Betrachtungen der auf der Mikroebene ablaufenden Prozesse (Abschnitte 4.4.8.2 und 4.4.8.3) wird daher eine umfassendere Untersuchung zur Wirkung des Integrationsbonus' vorgenommen. Auf deren Basis können bereits erste Aussagen über Instrumente zur Förderung einer bedarfsgerechten Einspeisung getroffen werden.

### **6.2.1 Potenziale unterschiedlicher Speichertechnologien**

Ergänzend zu den vorherigen Untersuchungen wurden weitere Simulationsläufe mit einem Simulationszeitraum von jeweils 30 Monaten durchgeführt, um auch die langfristige Anreizwirkung des Integrationsbonus' zu analysieren. Ein besonderer Fokus lag dabei auf dem Vergleich zweier unterschiedlicher Speichertechnologien, zumal ein zentrales Ziel des Integrationsbonuskonzepts darin besteht, mittels der Technologiekomponente verschiedenen Speichertechnologien einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Stellvertretend wurden daher Pumpspeicheranlagen und Druckluftspeicher miteinander verglichen, um so die potenziell auftretenden Unterschiede zwischen einer fortgeschrittenen, kostengünstigen Technologie und einer nicht vollständig ausgereiften Alternative untersuchen zu können.

#### **6.2.1.1 Pumpspeicheranlagen**

Pumpspeicheranlagen weisen im Vergleich zu anderen Speichertechnologien einen vergleichsweise hohen Gesamtwirkungsgrad sowie relativ geringe technologiespezifische Kosten auf. Der Wirkungsgrad der im Modell integrierten Speicherkomponente wurde dementsprechend auf 80 % gesetzt. Zusätzlich wurde die Kapazität der Anlage so parametrisiert, dass bei gegebener Leistung zehn Stunden lang mit maximaler Leistung in das Stromnetz einspeist werden kann. Die jährlich anfallenden Kosten setzen sich nach Schmid et al. (2009) aus den Kapitalkosten von 43,6 €/pro kW und Jahr sowie den Betriebs- und Wartungskosten von 21,0 €/pro kW und Jahr zusammen. Für diese Leistungs- und Kostenwerte ist im Rahmen des Konzepts des Integrationsbonus' für die Technologiekomponente eine jährliche Zahlung in Höhe von - 71,4 €/pro kW und Jahr vorgesehen (Schmid et al. 2009).

Auf Basis der genannten Parameterwerte wurden mehrere Simulationsläufe durchgeführt, in deren Rahmen die Leistung der Speicheranlage von Lauf zu Lauf schrittweise erhöht wurde. Der betrachtete Wertebereich bewegt sich hierbei zwischen 2 %

und 100 % bezogen auf die Leistung der zum Kombikraftwerk gehörenden Windenergieanlage (vgl. Abbildung 6-7). Es zeigte sich bei jedem der einzelnen Simulationsläufe, dass sich der Kombikraftwerksbetreiber nur in zwei der insgesamt 30 Monate des Simulationszeitraums für die Option der Direktvermarktung entschied.

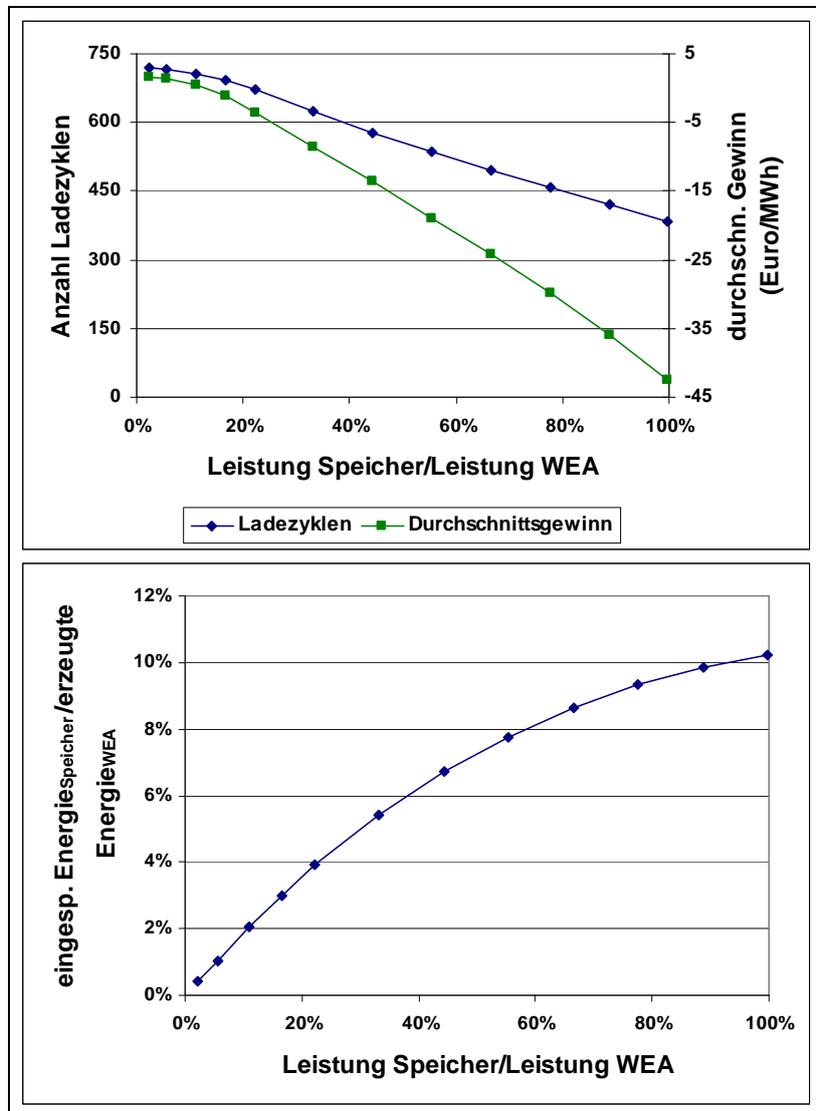


Abbildung 6-7: Wirtschaftliches und technisches Potenzial von Pumpspeichern

Die in Abbildung 6-7 dargestellten Ergebnisse der Simulationsläufe veranschaulichen, dass die Höhe der Technologiekomponente unter den gegebenen Voraussetzungen zu gering bemessen ist. Die Analysen in Abschnitt (vgl. Kapitel 4.4.8) hatten gezeigt, dass durch den Einsatz von Speichereinrichtungen nennenswerte Erlöse erwirtschaftet werden können. Offensichtlich führt die zusätzliche Einbeziehung der jährlichen anfallenden Kosten trotz Zahlung der Technologiekomponente insgesamt jedoch zu Verlusten. Um langfristig einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, müsste die Technologiekomponente demnach höher ausfallen.

Die Resultate machen außerdem deutlich, dass mit zunehmender Anlagengröße vermehrt Engpässe in Bezug auf die von der Windenergieanlage zur Verfügung gestellte Energie auftreten. Der Speicher kann deshalb nicht optimal genutzt werden,

wie anhand der rückläufigen Anzahl an Ladezyklen erkennbar ist. Die zunehmend schlechtere Ausnutzung der Anlagenkapazität wirkt sich dementsprechend auch auf den erzielbaren wirtschaftlichen Erfolg aus. Unabhängig davon, dass bei den hier getroffenen Annahmen Steigerungen der Anlagenkapazität Erhöhungen der wirtschaftlichen Verluste nach sich ziehen, werden daher insgesamt maximal 10 % der Energie zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder eingespeist.

#### **6.2.1.2 Druckluftspeicher**

Heutige Druckluftspeicher sind durch einen relativ geringeren Gesamtwirkungsgrad gekennzeichnet. Für den angestrebten Technologievergleich wurde für die im Modell integrierte Speicherkomponente daher ein Wirkungsgrad von 55 % gewählt. Die Kapazität der Anlage wurde so bemessen, dass im Gegensatz zum Pumpspeicherkraftwerk nicht zehn, sondern lediglich fünf Stunden lang mit maximaler Leistung in das Stromnetz eingespeist werden kann. Da die Technologie noch erhebliches Entwicklungspotenzial aufweist und für den Einspeisevorgang Brennstoffkosten anfallen, bewegen sich auch die jährlich anfallenden Kosten auf einem relativ hohen Niveau. So sind die Kapitalkosten mit 232,0 € pro kW und Jahr und die Betriebs- und Wartungskosten mit 150,0 € pro kW und Jahr anzusetzen. Dementsprechend wird für Druckluftspeicher eine vergleichsweise hohe Technologiekomponenten-Zahlung in Höhe von 473,3 € pro kW und Jahr vorgeschlagen (Schmid et al. 2009).

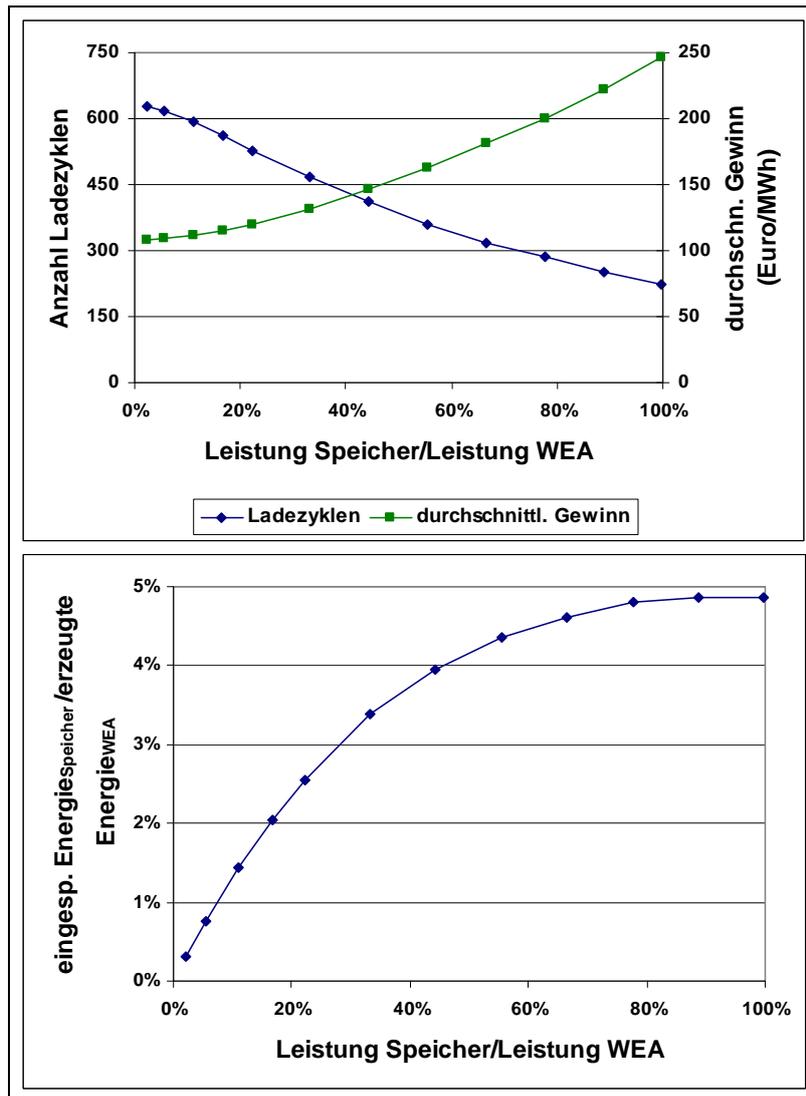


Abbildung 6-8: Wirtschaftliches und technisches Potenzial von Druckluftspeichern

Wie Abbildung 6-8 verdeutlicht, ist in diesem Fall auch unter Berücksichtigung der jährlich entstehenden Kosten und der Technologiekomponente ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Es ist außerdem ersichtlich, dass bei den hier gewählten Rahmenbedingungen die Technologiekomponente tendenziell zu hoch angesetzt wurde. Denn obwohl mit zunehmender Leistung des Speichers immer mehr Engpässe hinsichtlich der für die Ladevorgänge benötigten Energie auftreten, ist ein Anstieg der durchschnittlichen Gewinne zu verzeichnen. Ursache hierfür ist, dass der überwiegende Teil der Einnahmen durch die Differenz zwischen der leistungsbezogenen Förderung und den jährlich anfallenden Kosten generiert werden kann.

Unabhängig von der wirtschaftlichen Situation zeigt sich, dass aufgrund der geringeren Speicherkapazität maximal nur ein Anteil von rund 5 % des von der Windenergieanlage erzeugten Stroms zwischengespeichert wird.

### 6.2.1.3 Zusammenfassende Bewertung

Insgesamt wird anhand der Simulationsexperimente deutlich, dass neben den Arbitragemöglichkeiten an der Strombörse auch entsprechend gestaltete Förderinstru-

mente einen Anreiz für den Einsatz von Stromspeichereinrichtungen liefern können. Nichtsdestotrotz demonstrieren die Resultate auch, dass die Wirtschaftlichkeit der entsprechenden Anlagen in hohem Maße von der Höhe der technologiespezifischen Förderung abhängt. Die konkrete Ausgestaltung der einzelnen Fördersätze stellt somit eine der zentralen Herausforderungen dar.

In diesem Zusammenhang ist allerdings auch zu betonen, dass die dem Simulationsmodell zugrunde gelegten Annahmen einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die hier dargestellten Ergebnisse haben. Insbesondere die Tatsache, dass die Betriebs- und Wartungskosten als fix angesehen werden und somit als unabhängig von der jährlichen Anzahl an Ladezyklen, ist kritisch zu beurteilen. Es wird nicht berücksichtigt, dass bei vermehrter Speichernutzung auch von höheren variablen Kosten auszugehen ist.

Des Weiteren lässt sich auf Basis der aktuellen Modellversion nur bedingt abschätzen, welchen Einfluss der Einsatz von Stromspeichern auf das Angebotsprofil von Kombikraftwerken insgesamt hat. Denn aufgrund des exogen vorgegebenen Residuallast-Profiles lässt sich nur in begrenztem Maße ermitteln, inwiefern Stromspeicher zu einer bedarfsgerechten Einspeisung beitragen.

Ein ähnliches Problem ergibt sich aus der exogenen Vorgabe der Börsenpreise. In der aktuellen Fassung des Modells ist die Preisentwicklung vollkommen unabhängig vom Betriebsverhalten der Speicheranlagen. Da keine modellendogene Berechnung der Preise erfolgt, geben diese folglich auch keine Auskunft über die vorherrschende Marktsituation. Es ist jedoch anzunehmen, dass der vermehrte Einsatz von Stromspeicheranlagen die Angebots- und Nachfragesituation an der Strombörse verändert und damit auch die Preisentwicklung signifikant beeinflusst. Demnach ist zu erwarten, dass diese Rückkopplung eine Reduktion der Preisvolatilität nach sich zieht. Letztendlich wird hierdurch der Anreiz, Speicheranlagen einzurichten und zu betreiben, verringert.

## 7 Resümee und Ausblick

Mit der Entwicklung von AMIRIS wurde die Pilotphase für ein vereinfachtes, aber funktionsfähiges agentenbasiertes Modell zur Analyse von Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte erfolgreich abgeschlossen. Die grundsätzliche Anwendbarkeit des methodischen Ansatzes der agentenbasierten Simulation für eine Nutzung im Rahmen wissenschaftlicher Politikberatung konnte anhand der Abbildung verschiedener Vermarktungsoptionen, rechtlicher Rahmenbedingungen sowie nicht zuletzt des Einflusses interner Strukturen der Agenten auf Entscheidungen über Vermarktungswege demonstriert werden.

So wurde für die Option einer Direktvermarktung von Windstrom an der Börse gezeigt, dass die Ausgestaltung von Ausstiegsfristen im Gegensatz zur Entwicklung des Strompreinsniveaus nur eine untergeordnete Rolle spielt. Solange keine drastischen Preiserhöhungen zu erwarten sind, sind die Anreize (insbesondere unter Berücksichtigung des Vermarktungsaufwands) bislang unzureichend, um Anlagenbetreiber zu aktiven Marktteilnehmern werden zu lassen.<sup>7</sup> Diesen Part werden – unter günstigeren Rahmenbedingungen – voraussichtlich professionelle Zwischenhändler übernehmen. Innerhalb des Vorhabens wurden daher eine Differenzierung dieser Akteursgruppe sowie erste Analysen zu ihren Wirkungen auf den Strommarkt vorgenommen.

Für die Ausgestaltung eines Kombikraftwerks- bzw. Integrationsbonus' veranschaulichen die Ergebnisse der Simulationsläufe, dass insbesondere der Ausgestaltung der Technologiekomponente eine zentrale Bedeutung für einen wirtschaftlichen Betrieb von Speicheranlagen zukommt.

Das vorliegende Modell dient im Folgenden als Grundlage für eine Weiterentwicklung, mit der im Sommer 2010 schon begonnen werden konnte. Die ersten Arbeiten konzentrierten sich zunächst auf eine Migration des Modells von der Simulationsumgebung Simplex3 auf Repast Symphony. Die Benutzung dieser Open Source-Entwicklungsumgebung, die in der wissenschaftlichen Anwendung weit verbreitet ist und im Gegensatz zu Simplex3 auch gegenwärtig stetig weiterentwickelt wird, soll eine bessere Anschlussfähigkeit des Modells und damit seine Zukunftsfähigkeit sicherstellen.

Für die inhaltliche Weiterentwicklung werden die betrachteten Vermarktungsoptionen um das Konzept der gleitenden Marktprämie ergänzt, um die Auswirkungen der Ausgestaltung weiterer energiepolitischer Instrumentarien zur Förderung einer bedarfsgerechten EE-Einspeisung untersuchen zu können. Dabei soll, so weit möglich, ein modularer Aufbau verfolgt werden, der den Einbau weiterer Optionen und rechtlicher Rahmensetzungen sowie deren Kombinationen erleichtert.

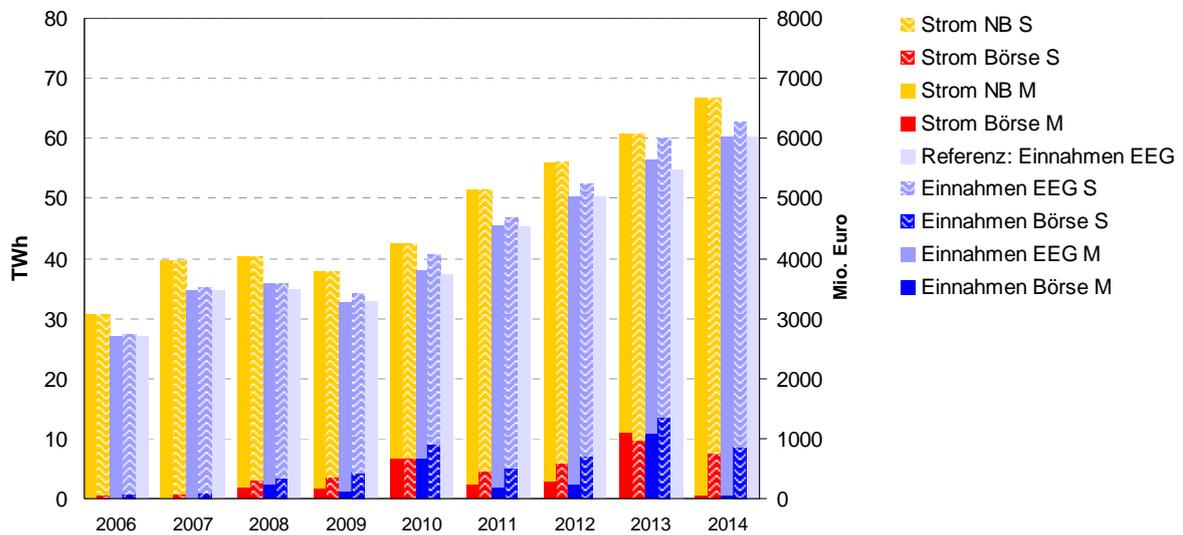
Des Weiteren sind Erweiterungen von AMIRIS vorgesehen, die die jeweiligen Interdependenzen des Akteursverhaltens verstärkt abbilden können, wie z. B. eine modellendogene Börsenpreisermittlung. Unter anderem kann damit auch der Einfluss von regelbaren EE-Kraftwerken oder Stromspeichern auf die Entwicklung der Strompreise berücksichtigt werden.

---

<sup>7</sup> Einschränkung muss angemerkt werden, dass im derzeitigen Modellstand die Auswirkungen des § 37 EEG sowie einer Berücksichtigung vermiedener Netzentgelte noch nicht berücksichtigt sind.

Darüber hinaus ist die Integration von Agenten der Stromerzeugung aus Fotovoltaik, Biomasse, Geothermie und Wasserkraft in das Modell geplant. Nicht zuletzt sollen Vereinfachungen des Modells, die bisher die Interpretierbarkeit der Ergebnisse teils einschränken, überarbeitet werden.

# Anhang



**Abbildung A-1:** Vergleich der Strommengen und Erlöse nach Vermarktungsweg zwischen stunden- (S) und monatsweiser (M) Ausstiegsfrist (Preisfad A; Abschlag Börse = 10 €/MWh; 100 % WAB aktiv; Prognosefehler (M) = 0,2; Prognosefehler (S) = 0,025; Lernkoeffizient = 0,005; Windprognose = 48 h)

## Literaturverzeichnis

- BDEW (2009): EEG-Mittelfristprognose: Entwicklungen 2000 bis 2015. Online: [http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xbcr/eeg\\_kwk/2009-05-11\\_EEG-Mittelfristprognose-bis-2015%281%29.pdf](http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xbcr/eeg_kwk/2009-05-11_EEG-Mittelfristprognose-bis-2015%281%29.pdf) (Abruf am 20.06.2010).
- BMU (2004): Konsolidierte Fassung der Begründung zu dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21. Juli 2004, BGBl. 2004 I S. 1918.
- Bundestag (2008): Begründung zu dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom ... BGBl 2008I S ....- Konsolidierte Fassung, unter [www.clearingstelle-eeg.de/files/A9-EEG\\_2009\\_konsolidierte\\_Begr.pdf](http://www.clearingstelle-eeg.de/files/A9-EEG_2009_konsolidierte_Begr.pdf) (Abruf am 8.12.2010).
- Breitschopf, B. et al. (2010): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich - Arbeitspaket 1. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe et al., März 2010. Online: [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/-endbericht-\\_ausbau\\_-ee\\_2009.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/-endbericht-_ausbau_-ee_2009.pdf) (Abruf am 24.06.2010).
- Bundesnetzagentur (2007): Festlegungsverfahren BK6\_07\_003. Online: [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1931/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusseskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2007/2007\\_001bis100/BK6-07-003/BK6-07-003\\_Konsultation\\_BKV.html?nn=54788](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusseskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2007/2007_001bis100/BK6-07-003/BK6-07-003_Konsultation_BKV.html?nn=54788) (Abruf am 22.06.2010).
- Carley, K. M. (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 am 29.04.2010).
- Consentec (2008): Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs: Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 10.12.2008.
- Cosack, Tilman T. (2010): Bundesweiter Ausgleich., in: EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar, Erich Schmidt Verlag, Berlin, 2010, S. 723-770.
- Denholm, Paul; Ela, Erik; Kirby, Brendan; Milligan, Michael (2010): The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation. Technical Report NREL/TP-6A2-47187. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. Online: <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47187.pdf> (Abruf am 04.06.2010).

- Electrabel Suez (2007): Stellungnahme der Electrabel Deutschland AG im Rahmen des Verfahren zur Festlegung von Bedingungen für die Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen der Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, Berlin, den 05.07.2007., Online: unter [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1931/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2007/2007\\_001bis100/BK6-07-003/BK6-07-003\\_Konsultation\\_BKV.html?nn=54788](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2007/2007_001bis100/BK6-07-003/BK6-07-003_Konsultation_BKV.html?nn=54788) (Abruf am 24.06.2010).
- Elektrizitätswerke Schönau GmbH (2010): Preiszusammensetzung. Online: <http://www.ews-schoenau.de/sauberer-strom/preis.html> (Abruf am 23.06.2010).
- European Energy Exchange AG (2009): Ergebnisse Strom - Marktgebiet Deutschland/Österreich. Spotmarkt Day ahead. Online: <http://www.eex.com/de/Downloads/Marktdaten/Strom%20Spotmarkt%20-%20EPEX%20Spot> (Abruf am 23.06.2010).
- FNN (2009): TransmissionCode 2007. Anhang D2. Teil 1. zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB. "Präqualifikationsunterlagen", November 2009. Forum Netztechnik im VDE (FNN), o.O., Online: [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_7B6ERD\\_NetzCodes\\_und\\_Richtlinien-/\\$file/2009-11-01\\_FNN\\_TC2007\\_Anhang%20D2-1.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7B6ERD_NetzCodes_und_Richtlinien-/$file/2009-11-01_FNN_TC2007_Anhang%20D2-1.pdf) (Abruf am 17.12.2010)
- Greenpeace Energy eG (2010): Preiszusammensetzung. Online: <http://www.greenpeace-energy.de/privatkunden.html> (Abruf am 23.06.2010).
- Hasse, R., Krücken, G. (2005): Neo-Institutionalismus, 2. Aufl., Bielefeld: Transcript-Verlag.
- In.power (2007): Bundesnetzagentur. Verfahren zur Festlegung von Bedingungen für die Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen. Vorschlag der in.power GmbH für ein Vermarktungsmodell, Bonn 2007.
- Malerba, F., Nelson, R. R., Orsenigo, L. und Winter, S. (2008): Public policies and changing boundaries of firms in a "history-friendly" model of the co-evolution of the computer and semiconductor industries. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 67, S. 355-380.
- Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Bonn 2009.
- Mosler, H.-J. (2002): Multi agent simulations of social psychological theories. Method, results, and application. In: Urban, C. (Ed.). 3rd Workshop on Agent-Based Simulation. Erlangen: SCS-European Publishing House. 24-31.
- MVV Energie AG (2007): Stellungnahme der MVV Energie AG und der MVV Umwelt GmbH zu den Bedingungen für die Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen (BK6-07-003), Mannheim 2007.
- Naturstrom AG (2010): Preiszusammensetzung. Online: <http://www.naturstrom.de/hintergrundinfos/haeufige-fragen-strom/> (Abruf am 23.06.2010).

- Nitsch, J. et al. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Entwurf Zwischenbericht. Mai 2010.
- Rostankowski, A., Oschmann, V. (2009): FIT für die Zukunft? Zur Neuordnung des EEG-Ausgleichsmechanismus und weiteren Reformansätzen, RdE 2009, 361.
- Salje, Peter P. (2000): Erneuerbare-Energien-Gesetz. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG). Kommentar, Carl Heymanns Verlag KG, Köln u. a., 2000.
- Schmid, J. 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](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/abschlussbericht_kombikraftwerksbonus.pdf) (Abruf am 10.04.2010).
- Schmidt, B. (2000a): Einführung in die Simulation mit Simplex3. SCS European Publishing House, Erlangen.
- Schmidt, B. (2000b): Die Modellierung menschlichen Verhaltens. Delft, Erlangen, Ghent, San Diego: SCS – European Publishing House.
- Schwarz, G. (2000): Der autonome Agent Adam. Modellierung unterschiedlicher Kontrollmechanismen menschlichen Verhaltens. Diplomarbeit im Fach Informatik. Lehrstuhl für Operations Research und Systemtheorie, Fakultät für Mathematik und Informatik, Universität Passau.
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Genoese, M. (2008): The Merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. Energy Policy 36 (8), S. 3076-3084.
- Sensfuß, F. und Ragwitz, M. (2009): Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung erneuerbarer Stromerzeugung. Online: <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-971356.pdf> (Abruf am 20.06.2010)
- Statkraft (2007): Verfahren zur Festlegung von Bedingungen für die Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen (BK6-07-003): Modellbeschreibung Statkraft (gekürzte Version). Online: [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1931/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaefftszeichen-Datenbank/BK6/2007/2007\\_001bis100/BK6-07-003/BK6-07-003\\_Konsultation\\_BKV.html?nn=54788](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaefftszeichen-Datenbank/BK6/2007/2007_001bis100/BK6-07-003/BK6-07-003_Konsultation_BKV.html?nn=54788) (Abruf am 20.06.2010)
- Strube, G. (1996): Emergenz. In Strube, G., Becker, B., Freksa, C., Hahn, U., Opwis, K., Palm, G. (Hrsg.). Wörterbuch der Kognitionswissenschaft. Stuttgart: Klett-Cotta. 139.
- Thomaschki, Kathrin (2007): Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen. Vortrag zu einer Tagung im Rahmen des Verfahren zur Festlegung von Bedingungen für die Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen der Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, Berlin, den 05.07.2007.

- Tina, G. und Brunetto, C. (2009): Short-term scheduling of a wind generation and hydrogen storage in the electricity market. *European Transactions on Electrical Power*. Online: <http://www3.interscience.wiley.com/cgi-bin/fulltext/122322972/PDFSTART> (10.02.2010).
- Urban, C. (2000): PECS: A Reference Model for the Simulation of Multi-Agent Systems. In Suleiman, R., Troitzsch, K. G., Gilbert, N. (Eds.). *Tools and Techniques for Social Science Simulation*. Heidelberg, New York: Physica-Verlag. 83-114.
- Urban, C. (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/>.
- VDN (2005a): Vertikaler physikalischer Belastungsausgleich vom Übertragungsnetzbetreiber an die Letztverbraucherversorger (Lieferanten) nach § 14 Abs. 3 EEG – Branchenlösung - des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft -VDEW- e.V., Berlin und des Verbandes der Netzbetreiber -VDN- e.V., Berlin, 02.11.2005.
- VDN (2005b): Beschreibung der Abwicklung des Gesetzes zur Neuregelung des Rechtes der Erneuerbaren Energien im Strombereich (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21.07.2004 durch den VDN. EEG-Verfahrensbeschreibung, Berlin, 15.02.2005, Version 1.1.
- VDN (2007): Transmission Code. Anhang D 3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung (Stand 24.08.2007); Berlin 2007
- VKU (2007): Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. VKU-Vorschlag für einen alternativen Wälzungsmechanismus, Berlin, 11.06.2007.
- Wenzel, B. (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](http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/Studie_Ausbau_EE_Strom_2020_Kosten-Nutzen-Analyse_01.pdf) (Abruf am 5.05.2010).
- Wenzel, B. und Nitsch, J. (2010): Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis des Leit-szenario 2010. Online: [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/langfristszenarien\\_ee\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/langfristszenarien_ee_bf.pdf) (Abruf am 24.06.2010).
- Windrum, P., Fagiolo, G. und Moneta, A. (2007): Empirical Validation of Agent-Based Models: Alternatives and Prospects. *Journal of Artificial Societies and Social Simulation*, 10 (2, 8).
- Zhao, Guangzhi und Davison, Matt (2007): When does variable power pricing alter the behavior of hydroelectric facility operators? Working Paper, The University of Western Ontario. Online: [http://www.apmaths.uwo.ca/~mdavison/\\_library/preprints/ZhaoDavison07a.pdf](http://www.apmaths.uwo.ca/~mdavison/_library/preprints/ZhaoDavison07a.pdf) (23.01.2010).