



Thomas Kast
Simulation · Solutions



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

Abschlussbericht

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

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim den Autoren.

Stuttgart, Vilshofen, Saarbrücken

April 2013

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

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

Matthias Reeg
Kristina Nienhaus
Nils Roloff
Uwe Pfenning
Marc Deissenroth

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

Institut für Sozialwissenschaften der Universität Stuttgart
Seidenstr. 36
70174 Stuttgart

Sandra Wassermann
Wolfgang Hauser
Wolfgang Weimer-Jehle

Thomas Kast Simulation Solutions

Waizenbach 28a
94474 Vilshofen

Thomas Kast

Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH (IZES)

Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken

Uwe Klann

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	IV
Abbildungsverzeichnis.....	VIII
Tabellenverzeichnis.....	XVI
Abkürzungsverzeichnis.....	XX
Zusammenfassung.....	1
1 Problemstellung, aktueller Stand der Forschung und Zielsetzung des Vorhabens.....	5
1.1 <i>Problemstellung.....</i>	5
1.2 <i>Aktueller Stand der Forschung.....</i>	6
2 Funktionsmechanismen und Rahmenbedingungen des Stromsektors.....	8
2.1 <i>Neue Herausforderungen durch die fluktuierende und dezentrale Erzeugung.....</i>	8
2.2 <i>EEG-Mechanismus.....</i>	9
2.3 <i>EEG-Novelle 2012 zur Direktvermarktung.....</i>	9
2.3.1 <i>Direktvermarktung nach EEG 2012.....</i>	9
2.3.1.1 <i>Allgemeine Regelungen zur Direktvermarktung.....</i>	10
2.3.1.2 <i>Direktvermarktung über die Marktprämie.....</i>	11
2.3.1.3 <i>Direktvermarktung über das Grünstromprivileg.....</i>	14
2.3.2 <i>Eigen- und Direktverbrauch und lokale Direktvermarktung.....</i>	15
2.3.3 <i>Vermarktung auf den Regelenergiemärkten.....</i>	19
2.3.3.1 <i>Allgemeiner Überblick.....</i>	19
2.3.3.2 <i>Regulatorische Rahmenbedingungen für den Minutenreservemarkt.....</i>	20
3 Identifizierung und Analyse der Akteure sowie Beschreibung der Akteursbeziehungen.....	22
3.1 <i>Bedeutung der Akteursanalyse für die Entwicklung von AMIRIS.....</i>	22
3.2 <i>Theoretischer Hintergrund.....</i>	22
3.3 <i>Ansprüche und realisierte Umsetzung.....</i>	23
3.4 <i>Methoden.....</i>	24
3.4.1 <i>Dokumentenanalysen und Expertengespräche.....</i>	25
3.4.2 <i>Interviews.....</i>	25
3.4.3 <i>Akteursworkshop.....</i>	26
3.5 <i>Akteure bei der Direktvermarktung von EE-Strom.....</i>	29
3.5.1 <i>Anlagenbetreiber.....</i>	29

3.5.1.1	Geschäftsfeld und Tätigkeitsbeschreibung.....	29
3.5.1.2	Funktion im Markt	30
3.5.1.3	Zur Ausdifferenzierung unterschiedlicher Anlagenbetreibertypen.....	31
3.5.2	Stromhändler (Zwischenhändler).....	34
3.5.2.1	Geschäftsfeld und Tätigkeitsbeschreibung.....	34
3.5.2.2	Funktion im Markt	34
3.5.2.3	Zur Ausdifferenzierung unterschiedlicher Händlertypen	35
3.6	Weitere Akteure.....	47
4	Das agentenbasierte Strommarktmodell AMIRIS.....	49
4.1	Agentenbasierte Modellierung	49
4.2	Die agentenbasierte Simulationsumgebung RePast.....	50
4.3	Gesamtmodell AMIRIS	50
4.3.1	Gesamtmodellstruktur.....	50
4.3.2	Simulationssteuerung	52
4.3.3	Kommunikationsmechanismen.....	54
4.4	Modellierung der Stromteilmärkte	55
4.4.1	Börsenmodell für Day-Ahead Spotmarkt	56
4.4.1.1	Beschreibung des grundlegenden Modells.....	56
4.4.1.2	Zu einer überschlägigen Modellierung negativer Börsenpreise	59
4.4.2	Regelenergiemarkt - Minutenreserve	66
4.4.2.1	Statistische Eigenschaften der Grenzleistungspreise für positive und negative Minutenreserve	67
4.4.2.2	Regressionen zur Modellierung der Grenzleistungspreise	78
4.4.2.3	Zum Leistungspreis des Angebots für Minutenreserve durch Händler	92
4.4.2.4	Schlussfolgerungen zur Abbildung der Minutenreservemärkte	104
4.4.3	Ausgleichsenergiemarkt.....	105
4.4.3.1	Zur Statistik der Ausgleichsenergiepreise und des NRV-Mengensaldos.....	106
4.4.3.2	Zur Korrelation der Ausgleichsenergiepreise bzw. der NRV-Mengensalden mit anderen Größen	112
4.4.3.3	Zu Szenarien zu dem regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichspreis (reBAP)	115
4.4.3.4	Zusammenfassung.....	120
4.5	Interne Struktur der Agenten mit Handlungsspielraum.....	120
4.5.1	Zwischenhändler	121
4.5.1.1	Bindung von Anlagenbetreibern.....	122
4.5.1.2	Prognose der Einspeiseleistung	122
4.5.1.3	Ausgleichsenergie	124
4.5.1.4	Kostenstruktur	125

4.5.1.5	Marktverhalten der Agenten	128
4.5.1.6	Charakterisierung der Zwischenhändlertypen	132
4.5.2	Anlagenbetreiber	133
4.5.2.1	Bindung an Zwischenhändler.....	134
4.5.2.2	Vergütungsklassen.....	136
4.6	<i>Weitere Agenten</i>	145
4.6.1	EEGR	145
4.6.2	Strombörse.....	145
4.6.3	Konventionelle Kraftwerke.....	146
4.6.4	Netzbetreiber	147
4.6.5	Lieferant	148
4.6.6	Speicherbetreiber.....	148
4.7	<i>Inputdaten</i>	149
4.7.1	Übersicht zur installierten EE-Kapazität.....	149
4.7.2	Stromeinspeisung nach ÜNB-Daten und Wetterzeitreihen	151
4.7.3	Day-Ahead Börsenmodell.....	153
5	Modellvalidierung	157
5.1	<i>Gesamtmodell AMIRIS</i>	157
5.2	<i>Stromteilmärkte</i>	158
5.2.1	Day-Ahead Spotmarkt	159
5.2.2	Regelenergiemarkt.....	161
5.2.3	Ausgleichsenergiemarkt.....	164
6	Simulationsbasierte Analysen des Strommarktes	165
6.1	<i>Statische Simulationsläufe - Politikanalyse zur Marktprämie</i>	167
6.1.1	Parametrisierung des Modells	167
6.1.1.1	Zeitunabhängige interne Parameter.....	167
6.1.1.2	Zeitabhängige externe Parameter	168
6.1.1.3	Zeitabhängige endogene Parameter	174
6.1.2	Entwicklung der Marktstruktur	175
6.1.2.1	Auswirkungen auf Zwischenhändler.....	176
6.1.2.2	Auswirkungen auf Anlagenbetreiber	188
6.1.2.3	Zusammenfassung	201
6.1.3	Entwicklung bei Nutzung des Regelenergiemarktes	201
6.1.4	Entwicklung zur Bedarfsorientierung und Abregelung	212
6.1.5	Entwicklung des Fördervolumens	220
6.2	<i>Dynamische Simulationsläufe</i>	223
6.2.1	Parametrisierung des Modells	224
6.2.2	Politikanalyse zur Marktprämie	228
6.2.2.1	Auswirkungen auf Zwischenhändler.....	228
6.2.2.2	Auswirkungen auf Anlagenbetreiber	236

6.2.3	Sensitivitätsanalyse zur Höhe der Kosten für Ausgleichsenergie.....	237
6.2.3.1	Auswirkungen auf Zwischenhändler.....	238
6.2.3.2	Auswirkungen auf Anlagenbetreiber.....	243
6.2.4	Sensitivitätsanalyse zur Dynamisierung.....	243
6.2.4.1	Auswirkungen auf Zwischenhändler.....	244
6.2.4.2	Auswirkungen auf Anlagenbetreiber.....	248
6.2.5	Zusammenfassung.....	250
6.3	<i>Überprüfung der Thesen des Akteursworkshops</i>	251
7	Fazit und Ausblick	254
	Anhang	258
	Literaturverzeichnis	266

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-1:	AMIRIS Gesamtmodellstruktur	51
Abbildung 4-2:	Das Simulationsmodell AMIRIS als UML-Klassendiagramm	52
Abbildung 4-3:	Klasse SAgent (Auszug)	53
Abbildung 4-4:	Serialisierte Simulationsschritte zu einem Simulationszeitpunkt T.....	53
Abbildung 4-5:	Statische Zusammenhänge des Kommunikationsmechanismus.....	55
Abbildung 4-6:	Flussdiagramm des Börsenpreismodells.....	57
Abbildung 4-7:	Grenzleistungspreise in €/MW für alle 4h-Scheiben negativer Minutenreserve von 01.02.2011 („1“) bis 31.01.2012 („2190“)	68
Abbildung 4-8:	Grenzleistungspreise in €/MW für alle 4h-Scheiben positiver Minutenreserve von 01.02.2011 („1“) bis 31.01.2012 („2190“)	68
Abbildung 4-9:	Abfallend geordnete Grenzleistungspreise in €/MW für alle 4h-Scheiben negativer Minutenreserve von 01.02.2011 bis 31.01.2012.....	69
Abbildung 4-10:	Abfallend geordnete Grenzleistungspreise in €/MW für alle 4h-Scheiben positiver Minutenreserve von 01.02.2011 bis 31.01.2012.....	70
Abbildung 4-11:	Autokorrelation der Grenzleistungspreise für positive Minutenreserve.	71
Abbildung 4-12:	Autokorrelation der Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve.	72
Abbildung 4-13:	Abfallend geordnete Grenzleistungspreise in €/(MW*4h) positiver Minutenreserve für alle sechs Zeitscheiben von 01.02.2011 bis 31.01.2012	73
Abbildung 4-14:	Abfallend geordnete Grenzleistungspreise in €/(MW*4h) negativer Minutenreserve für alle 6-Zeitscheiben von 01.02.2011 bis 31.01.2012.	75
Abbildung 4-15:	Abfallend geordnete Grenzleistungspreise in €/(MW*4h) negativer Minutenreserve für Peak- und Off-Peak-Zeiten von 01.02.2011 bis 31.01.2012 (je 3 x 365 Daten).....	77
Abbildung 4-16:	Tatsächliche versus geschätzte Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve im Monat Januar 2011 (x-Achse: Vierstundenzeitscheiben; y-Achse: €/(MW*4h).....	81
Abbildung 4-17:	Korrelationskoeffizienten (Y-Achse) in Abhängigkeit vom Time-Lag (X-Achse: time-lag als Anzahl der 4Stunden-Zeitscheiben, bis 50 Zeitscheiben) für die Ist-Werte und die Schätzung im Jahr 2011.....	82

Abbildung 4-18:	Korrelationskoeffizienten (Y-Achse) in Abhängigkeit vom Time-Lag (X-Achse: Time-Lag als Anzahl der 4Stunden-Zeitscheiben; 851) für die Ist-Werte und die Schätzung für das Jahr 2011.	83
Abbildung 4-19:	Korrelationskoeffizienten (Y-Achse) in Abhängigkeit vom Time-Lag (X-Achse: time-lag als Anzahl der 4Stunden-Zeitscheiben; bis 1441) für die Ist-Werte.	83
Abbildung 4-20:	Istwert minus geschätzter Wert der Grenzleistungspreise im Jahr 2011 (X-Achse: Zeit in 4h-Zeitscheiben; Y-Achse: Differenz der Preise in $\text{€}/(\text{MW} \cdot 4\text{h})$).	84
Abbildung 4-21:	Korrelation der Residuen (Schätzung mit den exogenen Variablen: Grenzleistungspreis negative Minutenreserve, Börsenpreis, Residuallast).	88
Abbildung 4-22:	IST-Werte vs. Ergebnisse der Schätzungen für die ersten Zeitscheiben des Jahres 2011 (Exogene Variable je nach Bezeichnung: GLPMinneg: Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve; Börsenpr: Börsenpreis; PV: PV-Einspeisung; Residuallast).	88
Abbildung 4-23:	Ist-Wert vs. Schätzung für das Jahr 2011 (Exogene Variable der Schätzung: Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve, Börsenpreis und Residuallast).	89
Abbildung 4-24:	Ist-Wert minus Schätzung für das Jahr 2011 (. Exogene Variable der Schätzung: Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve, Börsenpreis und Residuallast).	89
Abbildung 4-25:	Verteilung der Ausgleichsenergiepreise im Jahr 2011 in viertelstündlicher Auflösung.	107
Abbildung 4-26:	Verteilung der NRV-Mengensalden im Jahr 2011 in viertelstündlicher Auflösung.	108
Abbildung 4-27:	Verteilung der Ausgleichsenergiepreise im Jahr 2011 in stündlicher Auflösung (stündliche Durchschnittswerte der viertelstündlichen Daten).	108
Abbildung 4-28:	Verteilung der NRV-Mengensalden im Jahr 2011 in stündlicher Auflösung (stündliche Durchschnittswerte der viertelstündlichen Daten).	109
Abbildung 4-29:	Autokorrelation des Ausgleichsenergiepreises bei stündlicher Auflösung (X-Achse: Time-Lag in Stunden; Y-Achse: Korrelationskoeffizient).	109
Abbildung 4-30:	Autokorrelation des NRV-Mengensaldos bei stündlicher Auflösung (X-Achse: Time-Lag in Stunden; Y-Achse: Korrelationskoeffizient).	110

Abbildung 4-31:	Korrelation von Ausgleichsenergiepreis und NRV-Mengensaldo bei viertelstündlicher Auflösung.....	111
Abbildung 4-32:	Korrelation von Ausgleichsenergiepreis und NRV-Mengensaldo bei stündlicher Auflösung.....	112
Abbildung 4-33:	Vorgeschlagene Verteilung des reBAP für Szenarien (entspricht der Verteilung des auf Stundenwerte aggregierten reBAP im Jahr 2011; Klassen in €/MWh).....	115
Abbildung 4-34:	Verteilung des Netzregelverbund-Mengensaldos im Jahr 2011 (Ausgangsdaten auf Stundenwerte aggregiert; Klassen in MW).....	116
Abbildung 4-35:	Verteilung des reBAP bei einer Erhöhung der NRV-MS um rund 60% auf Basis der linearen Regression mit reBAP als endogener und NRV-MS als exogener Variable.....	118
Abbildung 4-36:	Verteilung des reBAP bei einer Erhöhung der NRV-MS um rund 150% auf Basis der linearen Regression mit reBAP als endogener und NRV-MS als exogener Variable.....	119
Abbildung 4-37:	„Dichtefunktionen“ für den reBAP für eine Häufigkeitsverteilung entsprechend den Daten 2011 und einer Reduktion des Abstands zur Gleichverteilung um 50% bzw. 25%.....	120
Abbildung 4-38:	Kostenstrukturverlauf der ZWH in Abhängigkeit der direktvermarkteten Mengen.....	127
Abbildung 4-39:	Installierte Leistung der EE nach Vergütungsklassen in AMIRIS in den Jahren 2012 und 2020.....	150
Abbildung 4-40:	Durchschnittliche (2012-2020) jährliche Einspeisezeitreihe für Onshore-Windenergie.....	152
Abbildung 4-41:	Durchschnittliche (2012-2020) jährliche Einspeisezeitreihe für Offshore-Windenergie.....	152
Abbildung 4-42:	Durchschnittliche (2012-2020) jährliche Einspeisezeitreihe für Solarenergie.....	153
Abbildung 5-1:	Vergleich der Jahresdauerlinien der realen und simulierten Day-ahead Börsenpreise für das Referenzjahr 2008.....	160
Abbildung 5-2:	Monatsmittel der simulierten Börsenpreise in AMIRIS von 2012-2020.	161
Abbildung 5-3:	Jahresdauerlinie der GLP der realen Preise 2011 und die nicht kalibrierte Jahresdauerlinie der modellierten Grenzleistungspreise im Regressionsmodell mit modellendogenen AMIRIS-Daten.....	163

Abbildung 5-4:	Jahresdauerlinie der GLP der realen Preise 2011 und die kalibrierte Jahresdauerlinie der modellierten Grenzleistungspreise im Regressionsmodell mit modellendogenen AMIRIS-Daten.....	163
Abbildung 6-1:	Entwicklung der DV-Kapazität der verschiedenen EE-Technologien in der Direktvermarktung über die Marktprämie (Quelle: www.eeg-kwk.net).	171
Abbildung 6-2:	Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf ManP „alt“	177
Abbildung 6-3:	Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der neun an der DV über die Marktprämie beteiligten ZWH bei Lauf ManP „neu“.....	178
Abbildung 6-4:	Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der neuen an der DV über die Marktprämie beteiligten ZWH bei Lauf-ManP „alt“	180
Abbildung 6-5:	Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der neuen an der DV über die Marktprämie beteiligten ZWH bei Lauf-ManP „neu“	180
Abbildung 6-6:	Entwicklung der Bonushöhe für fluktuierende EE-Technologien von 2012-2019 / links: Lauf ManP "alt", rechts: Lauf ManP "neu".....	181
Abbildung 6-7:	Ausgleichsenergiezahlungen über die Zeit der Simulation der ZWH.	183
Abbildung 6-8:	Spezifische Ausgleichsenergiekosten der ZWH pro Jahr.....	183
Abbildung 6-9:	Stündlich aufgelöste Einnahmen des ZWH2 am Day-Ahead Spotmarkt von 2012-2020.	184
Abbildung 6-10:	Jährlich kumulierte Einnahmen aller ZWH über die Börsenerlöse und die Marktprämie beim Lauf ManP „neu“ (ZWH1-10 (ohne 8): gelesen von links nach rechts und oben nach unten).	186
Abbildung 6-11:	Jährlich kumulierte Auszahlung der ZWH an die WAB, PvAB und BmAB beim Lauf-ManP „neu“ (ZWH1-10 (ohne 8): gelesen von rechts nach links und von oben nach unten).	188
Abbildung 6-12:	Jährlich kumulierte Einnahmen der WAB-Klassen im Lauf ManP „neu“ (WAB1-4: gelesen von rechts nach links und von oben nach unten).	190
Abbildung 6-13:	Jährlich kumulierte Mehreinnahmen der WAB im Vergleich EEG versus ManP "alt".....	191
Abbildung 6-14:	Spezifische Mehreinnahmen der WAB über den Simulationszeitraum durch Teilnahme an der Marktprämie - Lauf ManP "alt"	191
Abbildung 6-15:	Mehreinnahmen der WAB durch Teilnahme an der Marktprämie im Verhältnis zur EEG Einspeisevergütung - Lauf ManP "alt".....	192

Abbildung 6-16:	Differenz der jährlich kumulierten Mehreinnahmen der WAB im Vergleich ManP „alt“ versus ManP "neu".	193
Abbildung 6-17:	Spezifische Mehreinnahmen der WAB über den Simulationszeitraum durch Teilnahme an der Marktprämie - Lauf ManP "neu".	194
Abbildung 6-18:	Mehreinnahmen der WAB durch Teilnahme an der Marktprämie im Verhältnis zur EEG Einspeisevergütung - Lauf ManP "neu".	194
Abbildung 6-19:	Jährlich kumulierte Einnahmen der PvAB Klassen im Lauf ManP „neu“ (PvAB1-4: gelesen von rechts nach links und von oben nach unten).....	195
Abbildung 6-20:	Jährlich kumulierte Mehreinnahmen der PvAB im Vergleich EEG versus ManP "neu".	196
Abbildung 6-21:	Spezifische Mehreinnahmen der PvAB über den Simulationszeitraum durch Teilnahme an der Marktprämie - Lauf ManP "neu".	197
Abbildung 6-22:	Mehreinnahmen der PvAB durch Teilnahme an der Marktprämie im Verhältnis zur EEG-Einspeisevergütung - Lauf ManP "neu".	197
Abbildung 6-23:	Jährlich kumulierte Einnahmen der BmAB-Klassen im Lauf ManP „neu“ (BmAB1-4: gelesen von rechts nach links und von oben nach unten). ..	198
Abbildung 6-24:	Jährlich kumulierte Mehreinnahmen der BmAB im Vergleich EEG versus ManP "neu".	199
Abbildung 6-25:	Spezifische Mehreinnahmen der BmAB über den Simulationszeitraum durch Teilnahme an der Marktprämie - Lauf ManP "neu".	199
Abbildung 6-26:	Mehreinnahmen der BmAB durch Teilnahme an der Marktprämie im Verhältnis zur EEG-Einspeisevergütung - Lauf ManP "neu".	200
Abbildung 6-27:	Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf-ManP „neu“.	204
Abbildung 6-28:	Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf-ManP „neu“ RE.	204
Abbildung 6-29:	Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf ManP „alt“.	205
Abbildung 6-30:	Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der neun an der DV über die Marktprämie beteiligten Zwischenhändler bei Lauf ManP „neu“ RE.....	206
Abbildung 6-31:	Entwicklung der Bonushöhe für fluktuierende EE-Technologien von 2012-2020 / links: Lauf ManP „neu“ RE, rechts: Lauf ManP „neu“.	207

Abbildung 6-32:	Mehreinnahmen der ZWH pro Jahr durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt für negative Minutenreserve.	208
Abbildung 6-33:	Jährlich kumulierte RE-Einnahmen der BmAB Klassen im Lauf ManP „neu“ RE (BmAB1-4: gelesen von rechts nach links und von oben nach unten).	209
Abbildung 6-36:	Mehreinnahmen der BmAB durch Teilnahme an der Marktprämie im Verhältnis zur EEG-Einspeisevergütung - Lauf ManP "neu" RE.	211
Abbildung 6-37:	Entwicklung der relativen Marktwerte der EE-Einspeisung von 2012-2019.	213
Abbildung 6-38:	Abgeregelte Strommengen der WAB beim Lauf ManP "neu" (WAB1-4: gelesen von links nach rechts und oben nach unten).....	216
Abbildung 6-39:	Erzeugte und abgeregelte Strommengen der WAB beim Lauf ManP "neu" (WAB1-4: gelesen von links nach rechts und oben nach unten).	216
Abbildung 6-40:	Abgeregelte Strommengen der PvAB beim Lauf ManP "neu" (PvAB1-4: gelesen von links nach rechts und oben nach unten).....	217
Abbildung 6-41:	Erzeugte und abgeregelte Strommengen der PvAB beim Lauf ManP "neu" (PvAB1-4: gelesen von links nach rechts und oben nach unten).....	218
Abbildung 6-42:	Abgeregelte Strommengen der BmAB beim Lauf ManP "neu" (BmAB1-4: gelesen von links nach rechts und oben nach unten).....	219
Abbildung 6-43:	Erzeugte und abgeregelte Strommengen der BmAB beim Lauf ManP "neu" (BmAB1-4: gelesen von links nach rechts und oben nach unten).219	219
Abbildung 6-44:	Vergleich der Kostenvolumina der Fördersysteme EEG-Lauf und ManP "alt".	221
Abbildung 6-45:	Vergleich der Kostenvolumina der Fördersysteme EEG-Lauf und ManP "neu".	222
Abbildung 6-46:	Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf ManP „alt“-d.	229
Abbildung 6-47:	Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf ManP „neu“-d.	230
Abbildung 6-48:	Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf ManP „alt“-d.	231
Abbildung 6-49:	Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der Zwischenhändler bei Lauf ManP „neu“-d.	232

Abbildung 6-50:	Entwicklung der Bonushöhe für fluktuierende EE-Technologien von 2012-2020 (inks: Lauf ManP „alt“-d; rechts: Lauf ManP „neu“-d).....	233
Abbildung 6-51:	Verlauf der jährlich kumulierten Ausgleichsenergiezahlungen der ZWH im Lauf ManP „alt“-d.....	234
Abbildung 6-52:	Spezifische Ausgleichsenergiekosten der ZWH pro Jahr im Lauf ManP „alt“-d.....	235
Abbildung 6-53:	Verlauf der jährlich kumulierten Ausgleichsenergiezahlungen der ZWH im Lauf ManP „neu“-d.....	236
Abbildung 6-54:	Spezifische Ausgleichsenergiekosten der ZWH pro Jahr im Lauf ManP „neu“-d.....	236
Abbildung 6-55:	Einnahmen der WAB im Lauf ManP „alt“-d abzüglich der Einnahmen im Lauf ManP „neu“-d.....	237
Abbildung 6-56:	Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf ManP „neu“-dA.	238
Abbildung 6-57:	Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der Zwischenhändler bei Lauf ManP „neu“-dA.	239
Abbildung 6-58:	Entwicklung der Bonushöhe für fluktuierende EE-Technologien von 2012-2020 (inks: Lauf ManP „neu“-d; rechts: Lauf ManP „neu“-dA).	240
Abbildung 6-60:	Spezifische Ausgleichsenergiekosten der ZWH im Lauf ManP „neu“-dA.	242
Abbildung 6-61:	Spezifische Ausgleichsenergiekosten der ZWH im Lauf ManP „neu“-d.	242
Abbildung 6-62:	Einnahmen der WAB im Lauf ManP „neu“-dA abzüglich der Einnahmen im Lauf ManP „neu“-d.....	243
Abbildung 6-63:	Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf ManP „neu“-doW.	245
Abbildung 6-64:	Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der Zwischenhändler bei Lauf ManP „neu“-doW.	246
Abbildung 6-65:	Entwicklung der Bonushöhe für fluktuierende EE-Technologien von 2012-2019 (inks: Lauf ManP „neu“-d; rechts: Lauf ManP „neu“-doW).	247
Abbildung 6-66:	Verlauf der jährlich kumulierten Ausgleichsenergiezahlungen der ZWH im Lauf ManP „neu“-doW.....	248
Abbildung 6-67:	Spezifische Ausgleichsenergiekosten der ZWH pro Jahr im Lauf ManP „neu“-doW.	248

Abbildung 6-68:	Einnahmen der WAB im Lauf ManP „neu“-d abzüglich der Einnahmen im Lauf ManP „neu“-doW.	250
Abbildung 7-1:	Entwicklung der Bonushöhe aller ZWH im Lauf-ManP "alt" (ZWZ 1-10 (ohne 8): gelesen von links nach rechts und oben nach unten).	264
Abbildung 7-2:	Entwicklung der Bonushöhe aller ZWH im Lauf-ManP "neu" (ZWZ 1-10 (ohne 8): gelesen von links nach rechts und oben nach unten).	265

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Managementprämie in Cent/kWh (unter Berücksichtigung der MaPrV). 13
Tabelle 3-1:	Anlagenbetreiber nach Anlagentechnologie nach Trendresearch (2011). Angaben in Prozent..... 31
Tabelle 3-2:	Anlagenbetreiber nach Anlagentechnologie nach Ergebnisse aus dem Akteursworkshop. Angaben in Prozent. 32
Tabelle 3-3:	Händlertypen. 35
Tabelle 4-1:	Vergleich von Durchschnittswerten für 2011 mit Werten bei negativen Strompreisen..... 61
Tabelle 4-2:	Häufigkeit niedriger Börsenpreise im Jahr 2011..... 63
Tabelle 4-3:	Aus den Häufigkeiten aus Tabelle 4-2..... 63
Tabelle 4-4:	Zuordnung von Börsenpreisen zu Residuallastintervallen für das Jahr 2011..... 64
Tabelle 4-5:	Zeitliche Entwicklung der Mindestleistung der Braunkohle- und Kernkraftwerke. 65
Tabelle 4-6:	Obergrenzen der Residuallastintervalle (in GW) für niedrige Preise in Jahresauflösung..... 66
Tabelle 4-7:	Verteilungsparameter für die Grenzleistungspreise für positive und negative Minutenreserve..... 70
Tabelle 4-8:	Kennzahlen zur Verteilung der Grenzleistungspreise für positive Minutenreserve nach Zeitscheiben. 74
Tabelle 4-9:	Kennzahlen zur Verteilung der Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve nach Zeitscheiben. 76
Tabelle 4-10:	Kennzahlen zur Verteilung der Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve nach Peak- und Off-Peak-Zeiten. 77
Tabelle 4-11:	Koeffizienten für beste Schätzungen des Grenzleistungspreises für positive Minutenreserve im Jahr 2011. 85
Tabelle 4-12:	Gütemaße für die Schätzungen nach Tabelle 4-7..... 86
Tabelle 4-13:	Kennzahlen zur Berechnung der Grenzleistungspreise für positive Minutenreserve auf Basis der Schätzungen nach Tabelle 4-7 für 2011. .. 86
Tabelle 4-14:	Annuitäten der Kosten für Präqualifikation und Einbindung pro Anlage. 101

Tabelle 4-15:	Jahressumme der Mediane des Grenzleistungspreises für Minutenreserve im Jahr 2011 (in €/ (MW*a); entspricht z.B. für die einzelnen Zeitscheiben $365 * M^2$).	102
Tabelle 4-16:	Korrelationskoeffizienten der endogenen und exogenen Variablen (Jahr 2011, stündliche Auflösung).	113
Tabelle 4-17:	Übersicht über die Annahmen der Kostenstruktur der ZWH (MA = Mitarbeiter, a = Jahr, MWh = Megawattstunde, Verwaltungskosten könne alternativ zu Büromiete und IT-/ Büroausstattungskosten verwendet werden).	127
Tabelle 4-18:	Höhe der ursprünglichen Managementprämie 2011 und neue nach MaPrV 2012 für Wind und PV Anlagen.	128
Tabelle 4-19:	Übersicht über die Zwischenhändlertypen und ihre Charakteristika (Prognosequalität: Gut = 0,15; Mittel = 0,2; Schlecht = 0,25 / Suchkosten: Klein = 0,95; Mittel = 0,8; Groß = 0,7).	133
Tabelle 4-20:	EE-Anlagenbetreibertypen und ihre Charakterisierung in AMIRIS (A - Aufschlag für die Vertrauenswürdigkeit des ZWH).	134
Tabelle 4-21:	Wind-Vergütungsklassen mit installierten Leistungen und Klassenvergütungssätzen (VK 1: Grundvergütung / VK 2: erhöhte Anfangsvergütung / VK 3: erhöhte Anfangsvergütung / VK 4: Offshore).	138
Tabelle 4-22:	PV Vergütungsklassen mit installierten Leistungen und Klassenvergütungssätzen (VK 1: Dachanlage < 30 kW, ab 2012 < 10kW / VK 2: Dachanlage 30-1000kW, ab 2012 10-1000 kW/ VK 3: Dachanlage > 1000 kW / VK 4: Konversions- und Freiflächenanlagen).	141
Tabelle 4-23:	Biomasse Vergütungsklassen mit installierten Leistungen und Klassenvergütungssätzen (VK 1: Biomasse Heizdampfkraftwerk 5-20 MW (Altholz, Waldrestholz) / VK 2: Innovative Technologie (z.B. Holzvergaser) / VK 3: Biogasanlage 50-350 kW (Gülle, NawaRo) / VK 4: Biogasanlage ab 500 kW (Gülle, NawaRo und Bioabfall)).	143
Tabelle 4-24:	Entwicklung der Jahresmittelwerte für Brennstoff- und CO ₂ -Preise nach Preispfad A ("deutlich").	153
Tabelle 4-25:	Entwicklung der Jahresmittelwerte für Brennstoff- und CO ₂ -Preise nach Preispfad B ("mäßig").	154
Tabelle 4-26:	Inputdaten für die Berechnung der Grenzkosten der KKW bis 2020.	154

Tabelle 4-27:	Inputdaten für die Berechnung der Grenzkosten der Braunkohle-KW bis 2020.....	155
Tabelle 4-28:	Inputdaten für die Berechnung der Grenzkosten der Steinkohle-KW bis 2020.....	155
Tabelle 4-29:	Inputdaten für die Berechnung der Grenzkosten der GuD-KW bis 2020.	156
Tabelle 4-30:	Inputdaten für die Berechnung der Grenzkosten der GT-KW bis 2020..	156
Tabelle 5-1:	Statistische Eckdaten von EEX und AMIRIS Simulation.	161
Tabelle 5-2:	Vergleich statistischer Kennwerte der Day-Ahead Spotmarktpreise für das Referenzjahr 2011 für das Regressionsmodell zur Bestimmung der Grenzleistungspreise.....	162
Tabelle 5-3:	Vergleich statistischer Kennwerte der realen GLP für 2011 sowie der kalibrierten GLP aus AMIRIS.....	164
Tabelle 6-1:	Jahreszahlen und entsprechende Simulationsstunden (jeweils erste)..	165
Tabelle 6-2	Mittlere Jahresbörsenpreise der Simulationsläufe von AMIRIS.	166
Tabelle 6-3	Zwischenhändler und Parametrisierungen im Modell.	168
Tabelle 6-4:	Kapazitäten (MW) und Anteile (%) der EE-Technologien in der Direktvermarktung (Marktprämie) und ihre initiale Verteilung auf die ZWH-Typen im Januar 2012.	170
Tabelle 6-5:	„Alte“, „neue“ (fsb - fernsteuerbar) und „gewichtete“ Managementprämie für die Simulationsläufe ManP „alt“ und ManP „neu“ in AMIRIS.	174
Tabelle 6-6:	Mittlere Jahresbörsenpreise der Simulationsläufe von AMIRIS.....	220
Tabelle 6-7:	Zuweisung von DV-Mengen zu ZWH-Typen nach WAB-Typen (für den Ausgangspunkt der Simulationen Anfang 2012; in Klammern sind bei für die dynamischen Simulationen zusammengesetzten ZWH-Typen ebenfalls die Einzelanteile ausgewiesen).	225
Tabelle 6-8:	Verteilung der Strommengen auf die Anlagenbetreiber nach installierter Leistung und Vergütungsklassen (VK).....	227
Tabelle 6-9:	Parametrisierung der ZWH.	227
Tabelle 7-1:	Histogramm der AE-Preise aus 2011.	258
Tabelle 7-2:	Szenario A 'Halbierung Abstand zur Gleichverteilung 2011'.	259

Tabelle 7-3:	Szenario B 'Reduktion des Abstands zur Gleichverteilung um ein Viertel 2011'.....	261
Tabelle 7-4:	Verteilung der DV-Kapazitätsanteile der Vergütungsklassen auf die ZWH-Typen.....	263

Abkürzungsverzeichnis

AB	Anlagenbetreiber
AE	Ausgleichsenergie
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BGA	Biogasanlage
BmAB	Biomasseanlagenbetreiber
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BRS	Börse
ct	Cent
DV	Direktvermarktung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FBM	Feste Biomasse
FBS	Festbrennstoffe
GT-Kraftwerk	Gasturbinenkraftwerk
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
GWh	Gigawattstunde
h_{VL}	Volllaststunde
KKW	Kernkraftwerk
kW	Kilowatt
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
LFT	Lieferant
MaPrV	Managementprämienverordnung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NB	Netzbetreiber
XX	

nRMSE	Normalized Root-Mean-Square-Error (normalisierter mittlerer quadratischer Fehler)
NRV	Netzregelverbund
NRV-MS	Netzregelverbund-Mengensaldo
PV	Photovoltaik
PvAB	Photovoltaikanlagenbetreiber
reBAP	Regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichspreis
RE	Regelenergie
REE	Regelbares Erneuerbare-Energien-Kraftwerk
RL	Residuallast
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VK	Vergütungsklasse
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAB	Windanlagenbetreiber
ZWH	Zwischenhändler

Zusammenfassung

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

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

Die initiale Förderung der Direktvermarktung von EE sowie die anschließende Anpassung der energiewirtschaftlich relevanten Parameter und Rahmenbedingungen hat auf dem Markt einerseits weitreichende Konsequenzen für die an der Direktvermarktung beteiligten Akteure. Andererseits bewirken Anpassungen im Akteursverhalten wiederum Änderungen auf höherer Systemebene (z.B. den Großhandelsstrompreisen). Für eine umfassende Bewertung von Politikinstrumenten ist es unerlässlich, diese Interdependenzen mit zu berücksichtigen.

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

Vor diesem Hintergrund wurde das agentenbasierte Simulationsmodell AMIRIS (**A**gentenbasiertes **M**odell zur **I**ntegration **R**egenerativer in den **S**trommarkt)¹ im Rahmen dieser Studie methodisch umfassend weiterentwickelt. Als Anwendungsbeispiel wurden dabei Auswirkungen der zuvor beschriebenen energiewirtschaftlichen Instrumente und ihrer nachträglichen Änderung auf die beteiligten Akteure als auch auf das EE-Vermarktungssystem als Ganzes analysiert.

Um die zu untersuchenden Fragestellungen in einem Simulationsmodell analysieren zu können, wurden in einem ersten Schritt auf Basis wirtschaftssoziologischer Thesen zu organisationalen Feldern die zentralen Akteure, nämlich die direktvermarktenden Wind-, Photovoltaik und Biomasseanlagenbetreiber und Direktvermarkter („Zwischenhändler“) identifiziert und Thesen zu ihren Strategien und ihrem Verhalten abgeleitet. Je nach Zugehörigkeit zu einem organisationalen Feld sind diese Akteure durch unterschiedliche Verhaltensregeln und Geschäftsmodelle gekennzeichnet. Um diese Unterschiede im Akteursverhalten und die sich daraus ergebenden Interdependenzen und systemischen Effekte im Modell untersuchen zu können, wurden im Modell unterschiedliche Typen von Windkraftanlagenbetreibern (WAB), Photovoltaikanlagenbetreiber (PvAB), Biomasseanlagenbetreiber (BmAB) sowie Zwischenhändlern (ZWH) als Agenten abgebildet. Die ZWH entscheiden über die Vermarktung der mit ihnen unter Vertrag stehenden Strommengen der Anlagenbetreiber, für die ihnen im Modell die Direktvermarktung über das Marktprämienmodell am Day-Ahead Spotmarkt und die Regenergie für negative Minutenreserve zur Verfügung steht. Für diese Marktuntersuchungen werden - soweit mit den beschränkten verfügbaren Ressourcen möglich – die Potentiale der agentenbasierten Modellierung genutzt, wobei die Agenten nicht zwangsläufig dem Paradigma des „Homo Oeconomicus“ folgen, sondern mit unsicheren und unscharfen Informationen über den Markt umgehen müssen.

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

- Welche Typen von Zwischenhändlern etablieren sich nach der Einführung der Marktprämie im Strommarkt?
- Welche Faktoren (Prognosegüte, Portfoliozusammensetzung, Profilservicekosten etc.) stärken bzw. schwächen die Marktpositionen?

¹ Zur Pilotstudie vgl. Krewitt et al. (2011).

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

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

Erste Simulationsergebnisse, die in diesem Bericht vorgestellt werden, zeigen, dass vor allem Zwischenhändler, die bereits Erfahrungen bei der EE-Direktvermarktung und in verwandten Bereichen – vor allem dem Energiehandel – gesammelt und sich frühzeitig um Verträge mit Onshore-Windstromerzeugern gekümmert haben, von der Einführung der Marktprämie profitieren. Ein sehr wichtiger wirtschaftlicher Faktor für den Erfolg ist dabei die Prognosegüte, die direkten Einfluss auf die Ausgleichenergiekosten hat.

Auf der Seite der Anlagenbetreiber sind es vor allem die Windanlagenbetreiber, die von der Direktvermarktung über die Marktprämie profitieren, da die zusätzlich gezahlten Boni der Zwischenhändler relativ hoch im Vergleich zu ihren jeweiligen EEG-Einspeisevergütungssätzen sind. Die Biomasseanlagen, die sich generell aufgrund ihrer technischen Voraussetzung für eine Marktintegration eignen, profitieren im Vergleich aller EE-Technologien am geringsten von der Marktprämie. Ob durch eine flexiblere Fahrweise die potentiellen zusätzlichen Erlösmöglichkeiten hoch genug sind, um größere Investitionen wie Wärmespeicher für Biomasse-Heizkraftwerke zu refinanzieren, bleibt fragwürdig. Erst durch eine zusätzliche Teilnahme am Regelenergiemarkt wird die Direktvermarktung für Biomasseanlagen sehr lukrativ. Unter der Reduktion der Managementprämie leiden vor allem kleinere Direktvermarkter mit geringer Prognosegüte und kleinen Portfolios, so dass eine Marktkonzentration in den Jahren nach der vollständigen Degression der Managementprämie ab 2015 wahrscheinlich wird.

Die mit der Absenkung verbundenen erhofften Einsparungen des Fördervolumens i.H.v. 100 bis 210 Mio. Euro werden nach den vorliegenden ersten Modellrechnungen sehr wahrscheinlich erreicht. Gleichzeitig zeigt die Berechnung des gesamten Fördervolumens (EEG

und MP), dass die spezifischen Mehrkosten zur Förderung der Stromerzeugung aus EE über die Marktprämie bis zum Jahr 2020 leicht, aber kontinuierlich von anfänglich 112 €/MWh auf 105 €/MWh fallen. Eine Abregelung energiewirtschaftlich relevanter Strommengen findet als Folge der Marktintegration der EE-Anlagen über die Marktprämie bis 2020 nicht statt.

1 Problemstellung, aktueller Stand der Forschung und Zielsetzung des Vorhabens

1.1 Problemstellung

Durch die erfolgreiche Förderung hat die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland inzwischen eine energiewirtschaftlich relevante Größenordnung erreicht. Es ist das erklärte Ziel der Bundesregierung, die Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei ihrer Integration in die Elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkte (v. a. Großhandelsmarkt, Regelenergiemarkt) zu unterstützen und Anreize für die bedarfsgerechte Einspeisung sowie für die verbesserte System- und Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien zu geben (BMW i und BMU 2010).

An den notwendigen strukturellen Anpassungen ist eine Vielzahl von Akteuren beteiligt, die über komplexe Wechselwirkungen miteinander in Verbindung stehen und in sehr unterschiedlicher Weise auf Änderungen der Rahmenbedingungen reagieren können. Es werden also Simulationsmodelle benötigt, die unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen innerhalb des Gesamtsystems das Verhalten einzelner Akteure oder Akteursgruppen qualitativ und quantitativ beschreiben und damit Hilfestellung bei der Ausgestaltung energiewirtschaftlicher Instrumente geben können.

Agentenbasierte Simulationen sind besonders geeignet, adaptive Strukturen und Verhaltensänderungen infolge der Veränderung äußerer Gegebenheiten in einem Bottom-up-Ansatz zu bestimmen, da bei diesem Ansatz der in einem sozialen System eingebundene lernende Akteur mit seinen Wahrnehmungen und Handlungsmustern im Zentrum steht. Im Gegensatz zu den im Energiebereich etablierten konventionellen Modellansätzen werden Akteure prototypisch abgebildet. Durch die Modellierung entsteht ein sich selbst entwickelndes System, mit dem der Einfluss strategischer Entscheidungen auf die Wechselwirkungen zwischen den Akteuren und der Systemebene dargestellt werden kann.

Mit dem Vorhaben „Analyse von Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte auf der Basis agentenbasierter Simulation“ wurde von 2008 bis 2010 ein Pilotprojekt durchgeführt, in dem die grundsätzliche Eignung des Ansatzes der agentenbasierten Simulation für die oben skizzierte Fragestellung gezeigt wurde. Mit dem jetzt abgeschlossenen Vorhaben „Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen“ wurden die Arbeiten aus dem Pilotprojekt fortgeführt sowie methodisch und inhaltlich maßgeblich erweitert.

1.2 Aktueller Stand der Forschung

In der energiewirtschaftlichen Systemanalyse haben sich lineare Optimierungsmodelle und allgemeine Gleichgewichtsmodelle als gängige Analyseinstrumente etabliert. Mit keinem dieser Modelle ist es jedoch möglich, den Einfluss einzelner energiepolitischer Maßnahmen zur Marktintegration erneuerbarer Energien (z.B. Wechsel von einer EEG-Festvergütung auf eine gleitende Marktprämie oder die Einführung einer Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen) oder die Auswirkungen eines neuen Marktdesigns auf das Verhalten einzelner Akteursgruppen und ihre Wechselwirkungen untereinander abzubilden.

Zur Bestimmung von Verhaltensänderungen und adaptiver Strukturen infolge einer Veränderung äußerer Gegebenheiten in einem Bottom-up-Ansatz sind besonders agentenbasierte Simulationsmodelle geeignet, da bei diesen der in einem sozialen System eingebundene, lernende Akteur mit seinen Wahrnehmungen und Handlungsmustern im Zentrum steht. Im Gegensatz zu den im Energiebereich etablierten konventionellen Modellansätzen werden Akteure bzw. Akteursgruppen individuell abgebildet. Durch die Modellierung entsteht ein sich selbst entwickelndes System, mit dem der Einfluss strategischer Entscheidungen auf die Wechselwirkungen zwischen den Akteuren dargestellt werden kann.

Da das Ergebnis von Märkten das Resultat eines komplexen Zusammenspiels der Marktteilnehmer mit ihren unterschiedlichen Zielvorstellungen, Strategien und Handlungsmotivationen ist, haben agentenbasierte Modelle ein paar Jahre nach der Liberalisierung der Energiemärkte inzwischen auch in der Energieforschung nach und nach Einzug gehalten. Jedoch konzentrieren sich bisherige Ansätze in der Energiewirtschaft zumeist auf die Abbildung konventioneller Kraftwerksparks oder der Energiemärkte zur Untersuchung von Fragen zur Marktmacht, auf Teilaspekte des Marktdesigns, wie beispielsweise den Markträumungsmechanismus im Stromgroßhandel, und deren Effizienz, auf die Untersuchung bestimmter Biet- und Entscheidungsstrategien im Börsenhandel oder - im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien - auf deren steigenden Einfluss auf die Marktpreise (vgl. Sensfuß et al. 2007, Weidlich und Veit 2008, Zhou et al. 2007, Bagnall und Smith 2005, Grozey et al. 2006, Bunn und Oliveira 2003, Genoese 2011, Weidlich und Veit 2006; Li und Shi 2012, Trigo et al. 2009, Melzian 2008, Sensfuß 2008). Jüngst wurden Ergebnisse eines Forschungsvorhabens publiziert, in dem mit Hilfe eines agentenbasierten Simulationsmodells der Einfluss des Fördersystems auf die Stromerzeugung von mit Biogas betriebenen KWK-Anlagen analysiert wurde (Sorda et al. 2013).

Ein Modell, welches Förder- bzw. Marktsysteme für ein Stromsystem mit hohen Anteilen an EE sowie die Auswirkungen entsprechender Rahmenbedingungen auf die betroffenen Akteure unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen ihres Verhaltens untersuchen kann, existiert nach aktuellem Kenntnisstand allerdings bisher nicht.

In einem vom DLR geleiteten Pilotprojekt konnte die grundsätzliche Eignung des Ansatzes der agentenbasierten Simulation zur Analyse von Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte anhand des im Rahmen des Projektes entwickelten Modells AMIRIS gezeigt werden (FKZ 0325015, Laufzeit 2008-2010, Krewitt et al. 2011). Mit dem aktuellen Stand des AMIRIS Modells können sowohl die Effekte auf der Makroebene (Systemebene) als auch die Auswirkungen auf der Mikroebene (Akteursebene) in Folge von Änderungen des regulativen Rahmens des Energiesystems im Hinblick auf eine Marktintegration von EE-Strom analysiert werden.

2 Funktionsmechanismen und Rahmenbedingungen des Stromsektors

2.1 Neue Herausforderungen durch die fluktuierende und dezentrale Erzeugung

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.).² 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 (Krewitt et al. 2011):

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.
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.

² Consentec nennt vier Ursachen für Bilanzungleichgewichte: Stochastisches Verhalten der Last, Ausfälle konventioneller Kraftwerkseinspeisung, dargebotsabhängige Einspeisung und Fahrplansprünge.

2.2 EEG-Mechanismus

Das EEG in der Fassung von 2000 fokussierte auf einer garantierten Festvergütung für den aus EE-Anlagen eingespeisten Strom für eine Dauer von 20 Jahren sowie der Abnahmeverpflichtung von Strom aus EE-Anlagen durch die Netzbetreiber. Zur Kostenreduktion und als Anreiz für frühe Investitionen sieht es eine jährliche technologiespezifische Absenkung der Einspeisevergütung vor.

Zur Gegenfinanzierung dieser garantierten Einspeisevergütung wurde die EEG-Umlage für Stromkunden eingeführt. Diese Umlage erfasst die Differenz zwischen allen Förderkosten und den Einnahmen aus dem Verkauf des aus diesen EE-Anlagen produzierten Stroms auf dem Day-Ahead Spotmarkt. Diese Differenz ist groß: 2012 standen den Übertragungsnetzbetreibern summierte Erlöse aus dieser Vermarktung von ca. 2,9 Milliarden Euro (2011: 4,4Mrd. Euro) Umlageeinnahmen von ca. 13,9 Milliarden Euro (2011: ca. 12,9 Mrd. Euro) gegenüber (ÜNB EEG-Konto 2011 und 2012). Zuständig für die Berechnung der Umlage sind die vier Übertragungsnetzbetreiber. Die Höhe der Umlage wird jährlich zum 15. Oktober in einer Prognose für das folgende Jahr ermittelt und im laufenden Geschäftsbetrieb durch Kontoabgleich Ende September ausgeglichen. Sie beträgt derzeit im Jahr 2013 ca. 5,2 ct/kWh nach 3,6 ct/kWh im Jahr 2012. Energieintensive Unternehmen und Stromkunden können von der EEG-Umlage auf Antrag beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle befreit werden. Begründet werden diese Befreiungen mit der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der entsprechenden Unternehmen (z.B. Aluminiumhütten, Stahlproduktion u.a.). Sie reduzieren allerdings nicht die der Umlage zugrundeliegenden Förderkosten, sondern die für die Umlage relevante Mengen des nicht-privilegierten Endverbrauchs und erhöhen damit die Umlagehöhe für die in der Umlagepflicht verbleibenden Stromkunden.

Die wesentlichen Aspekte des mit der Novellierung des EEG im Januar 2012 eingeführten Marktprämienmodells sowie weiterer Möglichkeiten der Direktvermarktung, die die Marktintegration der Erneuerbaren vorantreiben sollten, zeigt Kapitel 2.3 auf.

2.3 EEG-Novelle 2012 zur Direktvermarktung

2.3.1 Direktvermarktung nach EEG 2012

Das EEG 2012 hat neue Regelungen zur Direktvermarktung eingeführt, die in „Teil 3a“ des EEG zu finden sind. Unterschieden werden drei Arten der Direktvermarktung (EEG §33b):

- Nach gleitender Marktprämie,
- nach Grünstromprivileg und
- die sonstige Direktvermarktung.

Diese Arten werden im Folgenden beschrieben, wobei auf Aspekte fokussiert wird, die für eine Modellierung in AMIRIS von besonderem Interesse sind³. Nicht beachtet wird dabei die sonstige Direktvermarktung, die als Auffangtatbestand eingeführt wurde und empirisch nahezu bedeutungslos ist⁴. Zuvor werden Regelungen, die sowohl für die gleitende Marktprämie als auch für das Grünstromprivileg gelten, dargestellt.

2.3.1.1 Allgemeine Regelungen zur Direktvermarktung

Die Direktvermarktung ist als vom Anlagenbetreiber wählbare Alternative zur Einspeisevergütung gestaltet. Einzig Biogasanlagen mit einer Leistung von mehr als 750 kWel, die ab dem 01.01.2014 in Betrieb gehen, erhalten keine Einspeisevergütung, können aber direktvermarktet werden (EEG §27 Abs. 3 sowie §§27a Abs. 2 und 27c Abs. 3). Ein Wechsel zwischen Einspeisevergütung und Direktvermarktung und zwischen den verschiedenen Direktvermarktungsarten ist jederzeit mit einem Vorlauf von einem Monat zum ersten eines jeden Monats möglich.

Die maximale zeitliche Dauer einer Direktvermarktung folgt den entsprechenden Bestimmungen für die Einspeisevergütung. Die Zeit in der Direktvermarktung wird auf die Höchstdauer der Förderung (nach EEG §21 Abs. 2) angerechnet.

Für die Teilnahme an der Direktvermarktung müssen einige Voraussetzungen erfüllt werden (s. EEG §33c):

- Anlagen, die das Grünstromprivileg oder die gleitenden Marktprämie in Anspruch nehmen wollen, müssen einen Anspruch auf eine Einspeisevergütung haben⁵ (EEG §33c Abs. 2 Nr. 1).
- Der Strom muss an Dritte veräußert werden (EEG §33a Abs.1)⁶.
- Der Strom darf nicht von Dritten in unmittelbarer Nähe ohne Nutzung eines öffentlichen Netzes verbraucht werden (EEG §33a Abs. 2)⁷.

³ Zu einer rechtlichen Darstellung der Direktvermarktung s. z.B. Lehnert, W. (2012): Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG2012, in ZUR 1/2012, S.4-17. Die aktuellen Änderungen für PV-Anlagen sind in dieser Diskussion allerdings noch nicht enthalten. Eine Übersicht über diese geben z.B. Wustlich, G.; Hoppenbrock, V. (20. September 2012): Überblick über die rechtlichen Änderungen des EEG2012, Vortrag im Rahmen des 12. Fachgesprächs der Clearingstelle EEG.

⁴ So waren im Dezember 2012 nur 0,143 GW in der sonstigen Direktvermarktung. Insgesamt waren 29,3 GW in der Direktvermarktung, davon 28,5 GW in der gleitenden Marktprämie und 0,59 GW im Grünstromprivileg. Die Leistung im Grünstromprivileg ist dabei seit Mitte des Jahres (Juli 2012: 1,42 GW) erheblich gesunken. Die Direktvermarktung nach gleitender Marktprämie ist demnach mit Abstand am wichtigsten (s. http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung_Dezember_2012_Internet.pdf)

⁵ Abgesehen vom oben erwähnten Fall der Biogasanlagen mit einer Leistung von mehr als 750 kWel, die ab dem 01.01.2014 in Betrieb gehen.

⁶ Eigenverbrauch fällt also nicht unter Direktvermarktung.

⁷ Dies ist eine Abgrenzung zum Direktverbrauch (s.u.). Demnach kann für direktverbrauchte Strommengen keine Förderung nach Direktvermarktung in Anspruch genommen werden.

- Die Anlagen müssen eine Fernablesung und –steuerung durch den Netzbetreiber ermöglichen (EEG §33c Abs. 2 Nr. 2).
- Die Erzeugung muss in viertelstündlicher Auflösung gemessen werden (EEG §33c Abs. 2 Nr. 3).
- Alle Anlagen, die eine gemeinsame Messeinrichtung nutzen, müssen gemeinsam direktvermarktet werden (EEG §33c Abs.1).
- Die erzeugten Mengen müssen in einen Bilanzkreis eingestellt werden, der nur Strom enthält, der nach derselben Direktvermarktungsform vermarktet wird (EEG §33c Abs. 2 Nr. 4).

Die Erzeugung einer Anlage kann anteilig auf Einspeisevergütung und verschiedene Formen der Direktvermarktung aufgeteilt werden, wobei der jeweilige Anteil vorab dem Netzbetreiber mitzuteilen ist und der Anteil in viertelstündlicher Auflösung jederzeit einzuhalten ist (EEG §33f). Für eine Strommenge können nicht gleichzeitig verschiedene Arten der Direktvermarktung in Anspruch genommen werden.

Nach EEG §33c sind die Anforderungen an die Erzeugung von Strom aus Biomasse im Falle der Direktvermarktung geringer als bei der Einspeisevergütung: Es entfallen die Anforderungen aus EEG §27 Abs. 4: Biomasse in der Direktvermarktung muss keinen Mindestanteil an KWK-Erzeugung einhalten (§ 27 Abs. 4 Nummer 1 entfällt). Für Biogas in der Direktvermarktung ist darüber hinaus kein Mindestanteil an Gülle (nach EEG §27 Abs. 4 Nummer 2) erforderlich.

2.3.1.2 Direktvermarktung über die Marktprämie

Die gleitende Marktprämie wird in EEG §§33g und h sowie dem Anhang 4 geregelt. Der Anlagenbetreiber erhält zum einen den Preis, der ihm vom Dritten bezahlt wird, an den er den Strom liefert⁸. Hinzu kommt die „gleitende Marktprämie“. Diese muss der Netzbetreiber für die Strommenge zahlen, die tatsächlich eingespeist und von Dritten abgenommen wurde. Der Netzbetreiber ermittelt die Marktprämie im Nachhinein für den Vormonat wie folgt. Sie ergibt sich aus den beiden Teilen

- anzulegender Wert des Stroms minus dem Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts (gleitende Marktprämie im engeren Sinn)
- zuzüglich der Managementprämie.

Die Marktprämie im engeren Sinn ergibt sich als anzulegender Wert minus Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts. Der anzulegende Wert ergibt sich dabei als diejenige Festvergütung, die der Anlagenbetreiber bekommen hätte, falls er in der Festver-

⁸ Zur Vereinfachung wird hier durchgehend der Anlagenbetreiber als handelnder Akteur für die Beschreibung herangezogen. Typischerweise dürfte die Vermarktung über einen Zwischenhändler erfolgen. Die Ausführungen gelten analog auch für diesen Fall.

gütung geblieben wäre (EEG §33h). Von diesem wird der im Nachhinein – für den Vormonat - berechnete Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts abgezogen. Dieser ergibt sich wie folgt:

- Für „steuerbare“⁹ erneuerbare Energieträger ist er das Monatsmittel der ungewichteten stündlichen day-ahead-Preise an der EPEX. Es handelt sich also um den durchschnittlichen Preis, den der Anlagenbetreiber erzielt hätte, wenn er kontinuierlich und gleichmäßig produziert und den Strom an der EPEX day-ahead verkauft hätte.
- Für „nicht steuerbare“ EE wird er bestimmt über den mit der Einspeisung der jeweiligen EE-Technik zu der Stunde gewichteten stündlichen day-ahead-Preis an der EPEX. Diese Werte werden über einen Monat addiert und durch die Gesamteinspeisung der jeweiligen EE-Technik in diesem Monat dividiert. Es handelt sich also um den Preis, den ein Anlagenbetreiber durchschnittlich erzielt hätte, wenn er den Strom in jeder Stunde proportional zur deutschlandweiten Einspeisung aus der entsprechenden Technik produziert und an der EPEX day-ahead verkauft hätte.

Die Managementprämie soll Vermarktungskosten – z.B. für Handelsanbindung, Abrechnung, Prognose – abdecken. Sie ist im EEG Anhang 4 festgelegt und in Tabelle 2-1 dargestellt. Sie lag 2012 für „steuerbare EE“ bei 0,3 Cent/kWh und für nicht-steuerbare bei 1,2 Cent/kWh. Sie ist degressiv über die Zeit angelegt, da erwartet werden kann, dass Lerneffekte zu einer Verringerung der Kosten führen. Für Nicht-steuerbare EE wurden die zukünftigen Werte durch die Managementprämienverordnung im Vergleich zum EEG 2012 abgesenkt, wobei sie für vom Direktvermarkter fernsteuerbare Anlagen höher ist als für nicht fernsteuerbare (s. Tabelle 2-1). Eine erste Möglichkeit, einen zusätzlichen Gewinn in dieser Form der Direktvermarktung zu erzielen, ergibt sich für den Anlagenbetreiber, sofern seine tatsächlichen Vermarktungskosten unter der Managementprämie bleiben.

Über die Abhängigkeit der Einnahmen des Anlagenbetreibers von den Bezahlungen Dritter soll eine bedarfsgerechtere Erzeugung erreicht werden, da zu erwarten ist, dass diese dann höhere Preise zahlen, wenn Strom relativ knapp ist. Damit besteht für Betreiber von Anlagen, die steuerbare EE nutzen, ein Anreiz, die Erzeugung in derartige Stunden zu verlagern. Die Marktprämie ist dabei so ausgestaltet, dass dieser Anreiz erhalten bleibt. Die zweite Gewinnmöglichkeit in der Marktprämie besteht für den Anlagenbetreiber dann in einer Verlagerung der Erzeugung im Vergleich zum Referenzlastgang in Zeiten mit relativ hohen Preisen. Inwieweit er seinen Gewinn dadurch erhöhen kann, hängt auch davon ab, ob und gegebenenfalls wie stark eine solche Verlagerung mit einer Reduktion der Gesamterzeugung einhergeht. Eine solche Reduktion der Menge ist gegebenenfalls mit der möglichen Erhöhung des Durchschnittspreises abzuwägen.

⁹ „Steuerbar“ und – daraus abgeleitet - „Nichtsteuerbar“ wird hier entsprechend der Regelungen für die Marktprämie verwendet: „Nichtsteuerbar“ beinhaltet PV, Wind-onshore und Wind-offshore. Alle anderen Energieträger werden in diesem Kontext unter steuerbar subsumiert.

Tabelle 2-1: Managementprämie in Cent/kWh (unter Berücksichtigung der MaPrV).

Jahr	Steuerbare EE	PV, Wind-onshore und -offshore	
		Fernsteuerbar ¹⁰	Nicht fernsteuerbar
2012	0,30	1,20	
2013	0,275	0,75	0,65
2014	0,25	0,60	0,45
2015	0,225	0,50	0,30

Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass eine Reduktion der Menge auch die Einnahmen aus der Managementprämie verringert, die auf die produzierte Menge ausgezahlt wird. Dargebotsabhängige EE – Windkraft und PV – können ihre Erzeugung und Einspeisung nicht wirtschaftlich verschieben. Sie entscheiden in diesem Regime deshalb allein darüber, ob sie die Anlagen laufen lassen oder abschalten.

Letztlich wird der Anlagenbetreiber - sofern technisch möglich – stets einspeisen, solange seine Grenzkosten die Strompreise um höchstens die Managementprämie und die erwartete¹¹ Marktprämie im engeren Sinn übersteigen. Aufgrund von An- und Abfahrkosten dürfte der Anlagenbetreiber dabei die erwarteten Preise über mehrere Stunden in seiner Kalkulation ansetzen.

Im Zusammenhang mit der Marktprämie können Betreiber von Biogasanlagen auch eine Flexibilitätsprämie beantragen, durch die u.U. ein zeitlich flexiblierter Einsatz der Anlage über die erreichten Laststunden im Vergleich zur Volllast gefördert wird. Die Flexibilitätsprämie wird hier nicht näher dargestellt, da sie in AMIRIS nicht modelliert wird. Im Oktober 2012 nahmen auch nur 29 Anlagen mit einer Leistung von rund 35 MW eine Flexibilitätsprämie in Anspruch¹².

¹⁰ „Fernsteuerbar“ ist hier im Sinne der MaPrV §3 Abs. 1 zu verstehen: Demjenigen, an den der EE-Anlagenbetreiber Strom vermarktet, muss technisch ermöglicht werden und er muss dazu befugt werden, jederzeit die Ist-Einspeisung abzulesen und die Anlage ferngesteuert zu drosseln. Es sei darauf hingewiesen, dass der inhaltlich verwandte EEG §6 den Zugriff von Netzbetreibern auf EEG-Anlagen regelt.

¹¹ Zum Zeitpunkt der Entscheidung ist dem Anlagenbetreiber die Marktprämie im engeren Sinn nicht bekannt, da diese ex post berechnet wird. Insofern handelt es sich um eine Entscheidung unter Unsicherheit. Im Text wird ein risikoneutrales Verhalten unterstellt.

¹² S. Wustlich, G.; Müller, D. (23. November 2012): Direktvermarktung im EEG2012 – Stand und Perspektiven. Vortrag im Rahmen des 13. Fachgesprächs der EEG Clearingstelle, Folie 7. Aufgrund der Komplexität der Flexibilitätsprämie sowie der erforderlichen vertieften Planung und Anpassungen der Anlagen durch die Betreiber kann ein zukünftiger deutlicher Anstieg der Inanspruchnahme nicht ausgeschlossen werden.

Ein Anlagenbetreiber in der Marktprämie darf – im Gegensatz zu Anlagen in der Einspeisevergütung (EEG §16 Abs. 3) - auch auf den Regelenergiemärkten anbieten (EEG §56 Abs. 1). Er darf den erzeugten Strom allerdings nicht als Grünstrom vermarkten. Da er bereits eine Prämie für seine Vermarktung erhält, fällt dies unter das Doppelvermarktungsgebot nach EEG §56 Abs. 2.

2.3.1.3 Direktvermarktung über das Grünstromprivileg

Das Grünstromprivileg ermöglicht und erleichtert Unternehmen im Rahmen des EEG Ökostromprodukte zu designen und zu vermarkten. Es besteht darin, dass unter bestimmten Bedingungen die EEG-Umlage, jedoch maximal 2 Cent/kWh, auf den gesamten verkauften Strom eingespart werden kann, sofern ein Energieversorger zusätzlich zu den oben dargestellten allgemeinen Bedingungen für eine Direktvermarktung bestimmte Anforderungen nach EEG §39 Abs. 1 erfüllt¹³:

- 50% eines vom Energieversorgungsunternehmen an alle seine Letztverbraucher gelieferten Stroms müssen aus Anlagen stammen, die nach EEG eine Einspeisevergütung erhalten könnten.
- Von den 50% müssen 20 Prozentpunkte aus Fotovoltaik oder Windkraft stammen.
- Strom aus Fotovoltaikanlagen zwischen 10 kW und 1 MW wird dabei nur zu 90% der erzeugten Jahresmenge angerechnet und zwar in der Zeit ab Beginn des Kalenderjahres bis die 90% erreicht werden (§ 39 Abs. 1 Nummer 1 in Verbindung mit §33 Abs. 1).
- Diese Anteile müssen über ein Kalenderjahr gerechnet und zudem in mindestens acht Kalendermonaten eingehalten werden.
- Angerechnet werden dürfen nur erzeugte Mengen, die in viertelstündlicher Auflösung die Last der Letztverbraucher nicht übersteigen. D.h. nur der Strom aus erneuerbaren Energien ist auf die Anteile anrechenbar, der in viertelstündlicher Auflösung auch tatsächlich an die vom Unternehmen versorgten Letztverbraucher hätte geliefert werden können.
- Herkunftsnachweise des Stromanteils aus erneuerbaren Energien dürfen nicht anderweitig vermarktet werden.

Sofern diese Bedingungen erfüllt sind, wird die EEG-Umlage für das Energieversorgungsunternehmen für die gesamte von ihm gelieferte Strommenge um 2 Cent/kWh reduziert.

Der Vorteil der Regelung soll durch eine überschlägige Rechnung illustriert werden: Ein Unternehmen, das das Grünstromprivileg nutzen will, wird, um die eben dargestellten gesetzlichen jährlichen und monatlichen Anteile stets zu erfüllen, mit einem Anteil planen

¹³ Hierunter fällt auch EEG §39 Abs. 3, der für den Direktverbrauch von Fotovoltaik eine maximale Entlastung von der Umlage um 2 Cent/kWh vorsieht.

müssen, der diese Mindestanteile übersteigt. Als Beispiel sei auf Jahresbasis ein Anteil aus erneuerbaren Energien von 60% angenommen. Das Unternehmen spart sich dadurch 2 Cent/kWh pro gelieferte kWh an Umlage. Pro kWh aus erneuerbaren Energien ergibt sich damit ein Kostenvorteil von rund 3,33 Cent/kWh. Bei einem durchschnittlichen Strompreis von rund 5,11 Cent/kWh (dem durchschnittlichen Börsenpreis des Jahres 2011), den man für eine Überschlagsrechnung als Bezugskosten für Strom aus nichterneuerbaren Energieträgern ansetzen kann, sind bei einer reinen Kostenbetrachtung für die Nutzung des Grünstromprivilegs dann EE-Anlagen interessant, die eine Einspeisevergütung von höchstens 8,44 Cent/kWh erhalten. Diese Zahl kann zur groben Orientierung dienen. Je nach genauer Zusammenstellung des Portfolios und den Bezugskosten für konventionellen Strom und deren zukünftige Entwicklung variiert diese Grenze. Zudem wird durch den Mindestanteil für Strom aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieträgern eine Differenzierung zwischen verschiedenen EE-Energieträgern eingeführt. Sie könnte dazu führen, dass im Grünstromprivileg EE-Strom aus dargebotsabhängigen Quellen höher bezahlt wird als EE-Strom aus anderen Quellen.

Eine Nutzung des Grünstromprivilegs ist demnach nur für Anlagen mit relativen geringen Vergütungen auf der Kostenseite¹⁴ als Alternative wirtschaftlich attraktiv. Dort steht die Verwendung im Grünstromprivileg in Konkurrenz mit der Verwendung in einer gleitenden Marktprämie, die aufgrund ihres Designs unabhängig von der Höhe der jeweiligen Einspeisevergütung für alle EE-Anlagen wirtschaftlich vorteilhaft sein könnte. Diese Konkurrenz dürfte die quantitative Bedeutung des Grünstromprivilegs weiter einschränken.

Im Gegensatz zur gleitenden Marktprämie ermöglicht das Grünstromprivileg jedoch eine Vermarktung des eingesetzten EE-Stroms als Ökostrom über die entsprechenden Herkunftsnachweise. Zudem können EEG-Anlagen im Grünstromprivileg - ebenso wie in der gleitenden Marktprämie - auf den Regelenergiemärkten vermarktet werden (EEG §56 Abs. 1). Allerdings können Biogasanlagen im Grünstromprivileg – anders als in der Marktprämie - keine Flexibilitätsprämie erhalten (EEG §33i).

2.3.2 Eigen- und Direktverbrauch und lokale Direktvermarktung

Der Eigenverbrauch von Strom aus EE-Anlagen kann als eigener Vermarktungsweg aufgefasst werden. Er darf dabei nicht unter Direktvermarktung im Sinne des EEG Teil 3 fallen und keine Vergütung beanspruchen. Der ökonomische Vorteil des Eigenverbrauchs liegt dann im

¹⁴ „Auf der Kostenseite“ ist von Bedeutung, da hier nicht berücksichtigt wird, dass ein Grünstromprodukt, das Strom aus höher vergüteten Anlagen – z.B. PV-Anlagen – enthält, prinzipiell auch durch eine entsprechend höhere Zahlungsbereitschaft der Letztverbraucher wirtschaftlich werden könnte. Die über das Grünstromprivileg direktvermarkteten Leistungen, z.B. 0,00 MW an Fotovoltaik für Dezember 2012, deuten jedoch darauf hin, dass diese Möglichkeit praktisch kaum eine Rolle spielt.

Allgemeinen¹⁵ vornehmlich in EEG § 37 Abs. 3, wonach für den eigenverbrauchten Strom keine EEG-Umlage zu zahlen ist. Auch Netzentgelte, die Stromsteuer (StromStG §9 Abs. 1 Nr.3a) und die KWK-Umlage können unter Umständen eingespart werden¹⁶. Die ökonomischen Vorteile sind nicht an eine Stromerzeugung aus EE-Anlagen gebunden.

Als erstes ist der Unterschied zwischen Eigenverbrauch und Direktvermarktung von der Erzeugerseite her zu klären. Nach EEG §33a Abs. 1 fällt erzeugter EE-Strom, der nicht an Dritte verkauft wird, nicht unter die Direktvermarktung. An Dritte vermarkteter Strom fällt nach EEG §33a Abs. 2 dann nicht unter Direktvermarktung, wenn der Strom nicht durch ein Netz geleitet wird und der Strom in „unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage“ verbraucht wird¹⁷. Der Begriff unmittelbare räumliche Nähe bleibt dabei unbestimmt.

Entscheidend für die ökonomischen Vorteile des Eigen- und Direktverbrauchs ist jedoch die Regelung in EEG §37 Abs. 3 und §39 Abs. 3, da diese die entscheidende Einsparung – die Befreiung von bzw. Verringerung der EEG-Umlage – bestimmt.

Dabei wird Eigenverbrauch nach EEG §37 Abs. 3 von der EEG-Umlage befreit, sofern der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom selbst verbraucht und dieser nicht durch ein öffentliches Netz geleitet wird oder der Verbrauch „in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage“ stattfindet. Für eine Befreiung der Eigenerzeugung ist als erstes zu klären, wie in verschiedenen Geschäftsmodellen Anlagenbetreiber in Abgrenzung zu Eigentümer zu verstehen ist, da z.B. PV-Anlagen nicht stets dem Eigentümer des Gebäudes oder Grundstücks auf dem sie installiert sind, gehören¹⁸. Danach richtet sich, wer unter „selbst“ (verbraucht) subsumiert ist, also auch welcher Verbraucher als Eigenverbraucher in Frage kommt. Wenn ein Eigenverbrauch in diesem Sinne vorliegt und der Strom nicht durch Netze zur allgemeinen Versorgung geleitet wird, ist eine EEG-Umlagenbefreiung vorgesehen. Bei einem Eigenverbrauch und einer Leitung durch öffentliche Netze ist zu fragen, ob der Verbrauch im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang stattfindet. Groß (20. September 2012, Folie 3) schlägt vor, hier der Auslegung einer gleichlautenden Formulierung im Stromsteuergesetz zu folgen. Bezug genommen wird hier wahrscheinlich auf das BFH Urteil

¹⁵ Für Strom aus PV-Anlagen, der innerhalb des Eigenverbrauchs an Dritte verkauft wird, ist §39 Abs. 3 maßgeblich, wonach eine Verringerung der EEG-Umlage um maximal 2 Cent/kWh gewährt wird.

¹⁶ Zum Teil sind mögliche Befreiungen noch zu klären. So wird nach Wustlich/Hoppenbrock (20. September 2012, Folie 17) die umsatzsteuerliche Behandlung von eigenverbrauchtem Strom noch zwischen Bund und Ländern abgestimmt. Zu einer Diskussion zu möglichen Steuer- und Umlagebefreiungen s. http://www.sfv.de/artikel/solarstrom-direktverbrauch_durch_dritte.htm

¹⁷ Unter „Netz“ ist nach der Begriffsbestimmung in EEG§3 Nr.7 „die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung“ zu verstehen. Es ist hier also nur die Durchleitung durch Netze zur „allgemeine Versorgung“ ausschlaggebend. Ansonsten ist die Regelung eigentlich als Ausschlussbedingung von der Direktvermarktung zu verstehen.

¹⁸ Eine Diskussion hierzu bietet Groß, R. (20. September 2012): Rechtlicher Klärungsbedarf aus Sicht des BSW-Solar e.V. Vortrag im Rahmen des 12. Fachgesprächs der Clearingstelle EEG. Folie 4.

vom 20.04.2004 (VII R 44/03, FG Düsseldorf). Dieses Urteil enthält, dass ein räumlicher Zusammenhang auch bei einer Entfernung von 4,5 km zwischen Erzeugungsanlage und Verbrauch gegeben sein kann, und betont, dass eine Erzeugung und Abnahme innerhalb einer kleinen Gemeinde als räumlicher Zusammenhang interpretiert werden kann (BFH Urteil Nr. 23). Allerdings: „Bei identischem Wortlaut können Bestimmungen, die sich in unterschiedlichen Gesetzen zur Regelung unterschiedlicher Sachverhalte finden, auch voneinander abweichende Bedeutungsinhalte beizumessen sein.“ (BFH Urteil Nr.20). Insofern muss an dieser Stelle offen bleiben, wie der Begriff „räumlicher Zusammenhang“ im Kontext von EEG §37 Abs. 3 zu verstehen ist.

Für einen Direktverbrauch ist nach EEG §39 Abs. 3 eine verringerte EEG-Umlage von 2 Cent/kWh auf PV-Strom zu gewähren, wenn insbesondere der Strom an Dritte verkauft wird, die den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe der Erzeugungsanlage verbrauchen und der Strom nicht durch ein öffentliches Netz geleitet wird. Diese Regelung kann nach Wustlich/Hoppenbrock (20. September 2012, Folie 17) so interpretiert werden, dass der Direktverbrauch grundsätzlich der EEG-Umlage unterliegt, ein solcher Verkauf von 100% PV-Strom aber unter das Grünstromprivileg fällt und deshalb eine entsprechende Reduktion der EEG-Umlage vorzusehen ist. In diesem Kontext ist der Begriff „räumliche Nähe“ zu klären. Groß (20. September 2012, Folie 5) schlägt vor, sich an die Begriffsbestimmung von unmittelbarer räumliche Nähe zu halten, die im Rahmen der gestrichenen Eigenverbrauchsregel entwickelt wurde (§33 Abs. 2 EEG2009)¹⁹, da es sich um eine Nachfolgeregelung handle. Demnach wäre das Ziel der Netzentlastung der Auslegung zugrundezulegen (EEG-Clearingstelle, 29. September 2011, Nr. 67). Aus diesem leitet die Clearingstelle ab, dass von „unmittelbare räumliche Nähe“ auszugehen sei, wenn sich sowohl der Einspeise- als auch der Entnahmepunkt in einem zusammengehörigen Netzabschnitt auf gleicher Spannungsebene befinden. Inwieweit dieser Bestimmung von „unmittelbarer räumlicher Nähe“ im Kontext von §39 Abs. 3 gefolgt werden kann, muss offen bleiben, zumal in diesem Kontext der Zweck der Netzentlastung, von dem die EEG-Clearingstelle in ihrer Begriffsbestimmung ausging, nicht offensichtlich ist.

Die Rechtsunsicherheit, die mit dem Eigen- bzw. Direktverbrauch verbunden ist, lässt zurzeit noch neue Akteure, die diese speziellen gesetzlichen Regelungen als Geschäftsmodell nutzen wollen, auf dem Markt eher zurückhaltend agieren. Diese Rechtsunsicherheit betrifft vor allem sogenannte lokale Direktvermarkter, die als Dritte zwischen EE-Erzeugung und Verbrauch auftreten.

¹⁹ Begriffsbestimmung nach Clearingstelle EEG, 29. September 2011, Empfehlung 2011/2/1. Dort weist die Clearingstelle auch darauf hin, dass „unmittelbare räumliche Nähe“ auch innerhalb des EEG (EEG2009 §19 Abs.1 und §33 Abs. 2) an verschiedenen Stellen unterschiedlich zu interpretieren sei, da der Gesetzgeber jeweils andere Ziele verfolge.

Dennoch lassen sich in letzter Zeit einzelne Akteure beobachten, die sich auf dem zukünftigen sogenannten Feld der lokalen bzw. regionalen Direktvermarktung positionieren. Diese Akteure wollen insbesondere lokale Versorgungskonzepte realisieren, die die Akzeptanz in der Bevölkerung von Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien vor Ort erhöhen. So kann z.B. Strom, der ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt und aus Netzen oder Leitungen entnommen wird, die ausschließlich mit Strom aus solchen Energieträgern gespeist werden, von der Stromsteuer befreit werden („Ökostrom“-Netz – StromStG § 9, Abs. 1, Nr. 1). Zusätzlich können Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen die vermiedenen Netznutzungsentgelte vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, geltend machen. Dieses Entgelt muss den Netzentgelten entsprechen, die in den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermieden werden (vNNE, § 18, Abs. 1 StromNEV). Hierbei ist jedoch zu beachten, dass diese Regelung nicht für Anlagen gilt, die nach dem EEG-Einspeisetarif, der Marktprämie oder dem Grünstromprivileg vermarkten.

Ob zusätzlich für die sich neu aufstellenden Akteure eine Befreiung von der EEG-Umlage möglich ist, hängt davon ab, ob beim realisierten Konzept eine Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher vorliegt. Für die Befreiung ist es nicht relevant, ob - wie bei der Befreiung von der Stromsteuer - die Direktleitung ausschließlich aus EE-Strom gespeist wird, sondern ob es sich beim Erzeuger und Verbraucher um ein und dieselbe juristische Person handelt. Ist dies nicht der Fall, liegt eine Stromlieferung vor, die prinzipiell EEG-umlagepflichtig ist - unabhängig davon, ob der Strom durch ein Netz der öffentlichen Versorgung geleitet wird oder nicht. Es besteht jedoch eine erhebliche Rechtsunsicherheit über den Begriff der „Identität“: Beispielsweise muss der Anlagenbetreiber nicht Eigentümer der Anlage sein (z.B. Mieter), aber „Anlagenbetreiber müssen auch Risiken übernehmen, die sich aus dem Betrieb einer Anlage ergeben“ meint bspw. die Juristin Margarethe von Oppen. Unklar ist jedoch, welche Risiken gemeint sind. „Generell ausgeschlossen ist es, die EEG-Umlage zu sparen, wenn sich Anlagenbetreiber und Stromverbraucher unterscheiden“ (vgl. M. von Oppen in Solarthemen (2012)). Also auch wenn ein Vermieter an Mieter Strom liefert, muss die EEG-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber gezahlt werden.

Geht man in der Zukunft von weiterhin steigenden Endkundenstrompreisen aus, wird die Nische der lokalen Direktvermarktung zunehmend wirtschaftlich interessant. Auf Grund der derzeit aber vorherrschenden großen Rechtsunsicherheit wird dieses Feld in der hier vorgelegten Untersuchung nicht weiter verfolgt.

2.3.3 Vermarktung auf den Regelenenergiemärkten

2.3.3.1 Allgemeiner Überblick

Eine Teilnahme an Regelenenergiemärkten ist EEG-Anlagen, die eine Festvergütung nach EEG erhalten, nicht gestattet (EEG § 16 Abs. 3). Erlaubt ist sie für EEG-Anlagen in der Direktvermarktung nach gleitender Marktprämie, Grünstromprivileg oder sonstiger Direktvermarktung (EEG §56 Abs. 1). Eine Direktvermarktung ist also eine notwendige Voraussetzung für eine Teilnahme von EEG-Anlagen am Regelenenergiemarkt²⁰.

Regelenenergie wird auf regulierten Märkten gehandelt, auf denen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als Nachfrager auftreten und in Ausschreibungsverfahren die Kapazitäten erwerben, die für erforderlich erachtet werden, die Stabilität des Übertragungsnetzes zu sichern. Die Regulierung der Märkte erfolgt durch Festlegungen der Bundesnetzagentur²¹. Unterschieden werden vor allem nach Schnelligkeit und Dauer der Verfügbarkeit drei Regelenenergiemärkte:

- Primärreserve, die innerhalb von dreißig Sekunden voll verfügbar sein muss,
- Sekundärreserve, die innerhalb von fünf Minuten voll verfügbar sein muss, und
- Minutenreserve, die mit einer Vorlaufzeit von 15 Minuten²² – nach neuer Festlegung automatisch - zu erbringen ist und für einen Zeitraum von mindestens 15 Minuten in konstanter Höhe abgerufen wird.

Zu unterscheiden ist dabei positive und negative Reserve. Während bei der positiven Reserve eine zusätzliche Erzeugung oder eine Verringerung des Verbrauchs für die Gewährleistung der Systemsicherheit zur Verfügung gestellt wird, beinhaltet die negative Reserve eine Verringerung der Erzeugung oder eine Erhöhung des Verbrauchs.

Um an den Ausschreibungen der ÜNB teilnehmen zu können, ist eine Präqualifikation erforderlich, die insbesondere auch technische Anforderungen beinhaltet. Dabei muss sowohl das Regelleistung anbietende Unternehmen (z.B. der Bündler) als auch jede einzelne Anlage präqualifiziert werden. Nach erfolgter Präqualifikation wird ein Rahmenvertrag zwischen ÜNB und Regelenenergieanbieter geschlossen, auf dessen Basis die Teilnahme an den Ausschreibungen erfolgt. Für die Primär- und Sekundärreserve sind die Präqualifikationsanforderungen sehr hoch, was sich in der geringen Zahl der zugelassenen Teilnehmer an den Ausschreibungen widerspiegelt: neun zugelassene Anbieter von Primärreserve und 14 zugelassene Anbieter von Sekundärreserve. Für Minutenreserve sind hingegen 34 Anbieter zugelassen, darunter auch die auf „Grünen Strom“ spezialisierte TeraJoule Energy GmbH

²⁰ Bei einem Eigenverbrauch ist eine anderweitige Vermarktung – also auch eine auf Regelenenergiemärkten – naturgemäß nicht möglich.

²¹ Aktuell sind dies: Für Primärregelung BK 6-10-097 (Bundesnetzagentur, 12.04.2011a), für Sekundärregelung BK 6-10-098 (Bundesnetzagentur 12.04.2011) und für Minutenreserve BK 6-10-099 (Bundesnetzagentur 18.10.2011).

²² Bundesnetzagentur(18.10.2011, S.6) nennt allerdings eine Vorlaufzeit „bis hinunter zu 7,5 Minuten“.

(Stand: 20.01.2012)²³. Aufgrund der hohen Anforderungen an die Erbringung von Primär- und Sekundärreserve wird im Weiteren auf die Minutenreserve fokussiert, die in den nächsten Jahren für EE-Anlagenbetreiber von maßgeblicher Bedeutung sein dürfte.

2.3.3.2 Regulatorische Rahmenbedingungen für den Minutenreservemarkt

Der Rahmen für die Ausschreibungen der Minutenreserve ergibt sich aus der Festlegung der Bundesnetzagentur BK 6-10-099 vom 18.10.2011, die abgesehen von wenigen Übergangsregelungen zum 01.12.2011 in Kraft trat. Er beinhaltet folgende hier wesentliche Punkte:

- Die Minutenreserve wird täglich für den folgenden Tag bundesweit ausgeschrieben²⁴, wobei die Zeiten so festgelegt sind, dass Anbieter, die keinen Zuschlag erhalten, noch auf dem Day-ahead-Markt der EPEX aktiv werden können.
- Die Ausschreibung erfolgt für positive und negative Minutenreserve getrennt.
- Die Ausschreibung erfolgt getrennt für sechs vierstündige Zeitscheiben pro Tag beginnend mit der Zeitscheibe 00:00-04:00 Uhr. Bei Zuschlag sind die angebotenen Leistungen während der jeweiligen Zeitscheibe bereitzuhalten.
- Jeder Anbieter hat einen Leistungspreis und einen Arbeitspreis zu nennen.
- Der Zuschlag erfolgt nach den niedrigsten Leistungspreisen bis die ausgeschriebene Gesamtleistung erreicht ist. Bei gleichen Leistungspreisen wird nach geringsten Arbeitspreisen ausgewählt.²⁵
- Der Abruf erfolgt unter denjenigen, die einen Zuschlag erhalten haben, entsprechend der Höhe der angebotenen Arbeitspreise, beginnend mit dem niedrigsten²⁶.
- Gezahlt werden die Leistungs- und bei Abruf die Arbeitspreise entsprechend des Angebots²⁷.
- Die Mindestangebotsgröße beträgt 5 MW, darüber hinaus sind 1 MW-Schritte vorgeschrieben²⁸.
- Ein Angebot kann von den ÜNB auf minimal 5 MW gekürzt werden, um die ausgeschriebene Menge nicht zu überschreiten.
- Bis zu einer Höhe von 25 MW kann der Anbieter seine angebotene Leistung als unteilbar kennzeichnen. Sofern bei Berücksichtigung einer als unteilbar gekennzeichneten Menge die

²³ Die Anbieterliste ist zu finden unter: https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/download/public/20120120_Anbieterliste.pdf. Im Vergleich zum 30. Juni 2011 – Primärregelung: 7 Anbieter, Sekundärregelung: 11 Anbieter, Minutenreserve: 28 Anbieter (Bundesnetzagentur, 2011, Monitoringbericht 2011, S. 112) – hat sich die Anzahl der präqualifizierten Anbieter erhöht

²⁴ Samstage, Sonntage und Feiertage werden gemeinsam mit dem ihnen folgenden Werktag am vorherigen Werktag ausgeschrieben. Aus technischen Gründen kann eine Mindestmenge in einer Regelzone genehmigt und festgelegt werden.

²⁵ In begründeten Fällen kann auch eine regelzonenspezifische Mindestleistung ausgeschrieben werden. Vom Zuschlag nach Abfolge der Leistungspreise wird dann abgewichen, falls dies notwendig ist, um die regelzonenspezifische Mindestleistung zu erreichen. Dies kam 2011 mitunter vor.

²⁶ Von dieser Merit-Order-Liste kann unter Umständen abgewichen werden. In der Tat sind Abweichungen zu beobachten, begründet werden sie zumeist mit Netzengpässen.

²⁷ Es wird also nicht wie an der Strombörse die markträumende Menge und der markträumende Preis bestimmt, zu dem dann alle Geschäfte getätigt werden. Auf den Regelenergiemärkten wird entsprechend des jeweiligen Angebots gezahlt.

²⁸ Bis zum 02.07.2012 beträgt die Mindestangebotsgröße 10 MW, was im Vergleich zur Mindestlosgröße nach alter Festlegung bereits einer Verringerung um 5 MW entspricht.

ausgeschriebene Leistung überschreiten würde, können die ÜNB dieses Angebot allerdings überspringen²⁹.

- In einem Angebot können mehrere Anlagen, die zur Leistungserbringung beitragen, gepoolt werden. Eine regelzonenübergreifende Poolung ist dabei nur zulässig, um die Mindestangebotsgröße von 5 MW zu erreichen. Die Zuordnung von Anlagen zu einem Pool kann dabei viertelstündlich geändert werden. Darüber hinaus kann innerhalb eines Pools jederzeit entschieden werden, welche Anlagen die Mindestreserve erbringen.
- Ein Angebot kann auch durch anderweitige Anlagen besichert werden, die allerdings präqualifiziert sein müssen, in der gleichen Regelzone liegen müssen und nicht selbst ihre Leistung auf einem Regelenergiemarkt vermarktet haben dürfen.

Da die Festlegung neu ist und einige Regelungen – wie angemerkt - erst vor kurzem in Kraft traten, ist es nur sehr eingeschränkt möglich, die Wirkung dieser Regelungen in die Modellierung des Minutenreservemarktes einfließen zu lassen. Tendenziell sollten die neuen Regelungen den Wettbewerb auf den Minutenreservemärkten erhöhen und preissenkend wirken.

²⁹ Diese Regelung gilt erstmals ab der Ausschreibung für den 02.07.2012.

3 Identifizierung und Analyse der Akteure sowie Beschreibung der Akteursbeziehungen

3.1 Bedeutung der Akteursanalyse für die Entwicklung von AMIRIS

Anders als bei etablierten Strommarktmodellen stellten nicht allein theoretische Überlegungen und empirische Makrodaten die Ausgangsbasis für die Entwicklung von AMIRIS dar, sondern es wurden für die Modellentwicklung auch einzelne Akteure betrachtet und empirische Erhebungen zum Akteursverhalten berücksichtigt. So war es Ziel bei der Modellierung der verschiedenen Agenten, diese in Anlehnung an eine möglichst realitätsnahe Abbildung existierender Akteure auszugestalten, was explizit auch einer Abkehr von den Annahmen eines rationalen Akteursverhaltens unter vollständiger Information eines neoklassischen Homo Oeconomicus gleichkam. Für eine möglichst realitätsnahe Modellierung wurden Interessen und Motivationsstrukturen der zentralen Marktakteure empirisch erhoben und eine Typenbildung durchgeführt. Auf diese Weise konnten Annahmen getroffen werden, in welcher Hinsicht sich die zentralen Akteure substantziell unterscheiden und wie diese Unterschiede, z.B. aufgrund von Größe und Herkunft, auch zu unterschiedlichen Strategien bei der Direktvermarktung führen.

3.2 Theoretischer Hintergrund

Die Akteursanalyse war von wirtschaftssoziologischen Thesen zu strategischen Handlungsfeldern und den dort tätigen Akteuren (Organisationen) geleitet (vgl. Fligstein und McAdam 2012). Dieses neo-institutionalistische Konzept fokussiert auf Wechselwirkungen zwischen Akteuren und Institutionen und entwickelt ein explizites Gegenmodell zum neoklassischen Akteurs- und Unternehmensverständnis des Homo oeconomicus. Mit Hilfe dieses Ansatzes ist es auch möglich, die Rolle und den Einfluss von Politik in einem Markt, insbesondere in einem sich neu entwickelnden Markt zu untersuchen. Demnach entwickeln Wirtschaftsakteure Kontrollvorstellungen in einem bestimmten wirtschaftlichen Sektor, um Unsicherheiten zu reduzieren. Entscheidend für das Gelingen ist die Unterstützung vonseiten der Politik. Akteure gestalten auf diese Weise Marktstrukturen und Institutionen, die die Funktionsfähigkeit des Marktes absichern sollen. In einem neuen Handlungsfeld ist ganz entscheidend, welche Akteure als Herausforderer („Challenger“) neue Technologien oder neue Dienstleistungen prägen, welche Routinen sie dabei entwickeln und welche Optionen der Einflussnahme und der Weiterentwicklung die nachfolgenden Akteure haben. Die Identifikation und Beschreibung der Akteure in einem Feld orientiert sich daher zunächst an ihren jeweiligen Rollen als etablierte Akteure oder als Herausforderer, an ihrer Geschichte und Tradition sowie ihrer Größe (Eigenkapital). 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 Stromhändler 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.

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 und Krücken 2005). Empirische Ergebnisse zeigen allerdings, dass 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. Ausgehend von den geschilderten theoretischen Überlegungen waren z.B. folgende Fragestellungen bei der Akteursanalyse forschungsleitend:

- Welche sind die betrachteten Markt-Aktivitäten der Akteure und welche Routinen sind hier üblicherweise zu beobachten?
- Welcher Akteur hat diese Aktivitäten und Routinen geprägt und mitentwickelt?
- Gibt es Nachahmer?
- Entwicklung über die Zeit: Ändert sich das Verhältnis zwischen Akteur und Umwelt über die Zeit?
- Wodurch definiert sich Legitimität bei den verschiedenen Akteuren?
- Welche Verhaltensanpassungen stehen Akteuren beim Verlust von Legitimität zur Verfügung?

3.3 Ansprüche und realisierte Umsetzung

Diese theoriegeleiteten Fragen dienten zunächst einer umfassenderen qualitativen Analyse des neu entstandenen Handlungsfeldes und waren nicht vorrangig vom Ziel geleitet, in die Modellierung der Agenten einzufließen. Hier ging es zunächst darum, neue, sehr dynamische Entwicklungen zunächst zu verstehen und auf dieser Grundlage die konkreten Strategien und Geschäftsmodelle noch besser einschätzen und interpretieren zu können. Für die eigentliche Modellierung der Agenten waren dann v.a. Fragen zur konkreten Ausgestaltung der Geschäftsmodelle, also der innovativen Dienstleistung der Direktvermarktung im Fokus.

Außerdem waren Aspekte wie die Ausgestaltung von Verträgen, Tarifhöhen, Tarifgestaltungen, Dauer der Verträge ebenso von Bedeutung wie eine Einschätzung des Know-hows der betrachteten Händler (z.B. im Hinblick auf eine erfolgreiche Akquise von Anlagenbetreibern, aber auch bezüglich der Erstellung von Einspeise- und Börsenpreisprognosen und dem Umgang damit). Für die Analyse und Ausdifferenzierung verschiedener Anlagenbetreiber war neben ihrer Herkunft, Tradition, Größe und Technologie auch eine Einschätzung ihrer Risikobereitschaft und Renditeorientierung von Bedeutung. Ebenso wurde untersucht, ob sich anhand der Legitimitätsorientierung eines Anlagenbetreibertyps die Zusammenarbeit mit bestimmten Händlertypen ableiten ließe.

Des Weiteren wurde nach den Wirkungen der im Rahmen der Novelle zum EEG 2012 diskutierten verschiedenen regulativen Instrumente zur Förderung der Direktvermarktung von EE-Strom gefragt und welche Entwicklungen für den Markt von den Akteuren erwartet werden.

Auf dieser Grundlage wurde ein erster Vorschlag für eine Typisierung verschiedener Akteursgruppen formuliert. Daran orientierte sich die Modellierung dann zwar zunächst sehr genau, im Laufe der weiteren Arbeiten wurden allerdings zur Begrenzung des Modellierungsaufwandes Vereinfachungen vorgenommen, und die im Folgenden vorgeschlagene Ausdifferenzierung von Akteurstypen findet sich nicht in allen Fällen in einer direkten Abbildung im Modell wieder (vgl. Kapitel 4.5). Für jene Typen, bei denen wir entsprechend vereinfachend vorgegangen sind, haben wir das in der entsprechenden Passage zur Modellierung der Agenten jeweils festgehalten und begründet.

3.4 Methoden

Die agentenbasierte Simulation ist in der Lage, verschiedene, zwar typisierte, aber aus der Realität abgeleitete, heterogene Akteure als Agenten abzubilden. Die Akteure im Stromsystem weisen jeweils ganz unterschiedliche Präferenzen, spezifische Handlungsregeln und kognitive Muster auf. Um zu einer möglichst realitätsnahen Modellierung der Agenten zu kommen, wurden in einem ersten Schritt die Interessen und Motivationsstrukturen der zentralen Marktakteure empirisch erhoben und auf dieser Basis eine Typenbildung durchgeführt. Des Weiteren wurde untersucht, ob und wenn ja welche, Beziehungen, Interaktionen, Kooperationen und Netzwerkstrukturen zwischen Akteuren bzw. Akteursgruppen bestehen. Schließlich wurden Thesen formuliert, wie die unterschiedlichen Akteure jeweils auf die im Rahmen der EEG 2012 Novelle neuen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen reagieren würden, welche Akteure durch die neuen regulativ gesetzten Anreize profitieren würden, welche davon eher negativ betroffen wären und ähnliches. Die für die Modellentwicklung notwendigen Annahmen und Thesen über Zielvorstellungen, Strategien, Interaktionsmuster etc. der einzelnen Akteure wurden zunächst sehr allgemein aus neoinstitutionalistischen Ansätzen der Wirtschaftssoziologie abgeleitet und dann auf der Basis von Dokumen-

tenanalysen, Expertengesprächen, Interviews mit Repräsentanten der wichtigsten Akteursgruppen sowie im Rahmen eines Akteursworkshops weiterentwickelt.

3.4.1 Dokumentenanalysen und Expertengespräche

Welche Akteursgruppen genauer zu analysieren waren, wurden nach der Charakterisierung der bereits bestehenden Marktprozesse unter dem EEG 2009 und den vermuteten Veränderungen durch die EEG 2012 Novelle festgelegt. Diese wurden mittels Dokumentenanalysen (Positionspapiere der verschiedenen Verbände, wissenschaftliche Artikel in Fachzeitschriften, aber auch Vortragsunterlagen) und Expertengesprächen im Rahmen der durchgeführten Projekttreffen erhoben. Die Identifikation der relevanten Akteure erfolgte über verschiedene Abgrenzungskriterien (vgl. Jansen 1999, S. 52) wie geografische Grenzen (nur Akteure des deutschen Stromsystems), die Teilnahme an einem oder mehreren Ereignissen (die bereits getätigte oder geplante Direktvermarktung von EE-Strom), Problemorientierung (Position und Bewertung der neuen regulativen Rahmenbedingungen). Wie auch bei der Analyse von Netzwerkmitgliedern und Beziehungen üblich, wurden in einem weiteren Schritt die untersuchten Akteure selbst danach befragt, welche weiteren Akteure bei der Direktvermarktung aktiv sind und interviewt werden sollten.

Die Dokumentenanalysen und projektinternen Expertengespräche dienten nicht nur zur Identifikation der Akteure, sondern wurden insbesondere mit dem Ziel durchgeführt, erste Thesen über die Ziele, Handlungsoptionen und Strategien der Akteure zu entwickeln und auf dieser Grundlage eine erste Fassung eines Leitfragebogens für die Interviews mit den Akteuren zu formulieren.

3.4.2 Interviews

Neben den Dokumentenanalysen und den projektinternen Expertengesprächen wurden auch externe Expertengespräche geführt. Diese Experteninterviews erfolgten mit dem Bundesverband für Windenergie, dem Fachverband für Biogas sowie auch mit einem Bankenvertreter, der für die Projektfinanzierung von Erneuerbaren Energien Anlagen zuständig ist. Ziel der Experteninterviews war es, komplexe Wissensbestände zu rekonstruieren (vgl. Liebold und Trinczek 2009) und ein sich neu entwickelndes Handlungsfeld, über das noch keine Forschungsergebnisse zu Verfügung standen, in einem ersten Schritt zu erschließen. Nach Auswertung der Experteninterviews wurden die Leitfragebögen für die Leitfadeninterviews mit Repräsentanten der wichtigsten Akteursgruppen in ihrer finalen Fassung fertiggestellt.

Nicht nur die Ergebnisse der ausgewerteten Experteninterviews sondern auch die weiter oben geschilderten wirtschaftssoziologischen Überlegungen zu Organisationen und ihrem

Verhalten flossen in die Formulierung der Leitfragebögen ein. Der Vorteil von Leitfadenterviews im Unterschied zu standardisierten Interviews ist, dass die offene Gesprächsführung den Antwortspielraum der Befragten erweitert, „...um so einen Einblick in die Relevanzstrukturen und die Erfahrungshintergründe des Befragten zu erlangen“ (Schnell et al. 2011, S. 379f.). Der Leitfragebogen umfasste Stichpunkte zu den relevanten Themenkomplexen und Schlüsselfragen, die allen Interviewpartnern gestellt wurden, und Fragen, die je nach Verlauf des Interviews oder je nach Interviewpartner gestellt wurden. Folgende Themenbereiche umfasste der Leitfragebogen:

- I Allgemeines zur Person und Organisation**
- II Allgemeines zu Marktstrukturen, Akteuren und Regeln**
- III Zum Geschäftsmodell (Zwischen-)handel EE-Strom**
- IV Zur Direktvermarktung**
 - IVa Gleitende Marktprämie**
 - IVb Grünstromprivileg**
- V Sonstiges**
- VI Ausblick**

Ziel der leitfadengestützten Befragung war es, ein Mindestmaß an Vergleichbarkeit zu garantieren, ohne den natürlichen Gesprächsfluss zu stark einzuschränken (vgl. Schnell/Hill/Esser 2011: 379-380). Die Interviews wurden aufgezeichnet und anschließend transkribiert und ausgewertet. Ziel der Auswertung war es a) erste Thesen zu den Akteuren, zum allgemeinen Marktgeschehen und den zu erwartenden Wirkungen des neuen regulativen Rahmens zu formulieren. Darüber hinaus erfolgte die Auswertung b) v.a. auch mit dem Ziel, einen umfangreichen Fragebogen für den Akteursworkshop zu entwickeln.

3.4.3 Akteursworkshop

Zur Plausibilisierung und insbesondere zum Praxistest von Forschungsergebnissen empfiehlt es sich, sie einem Expertenkreis zu spiegeln und von diesem noch einmal kritisch überprüfen zu lassen. So kann sichergestellt werden, dass die wissenschaftlichen Ergebnisse Praxisbedürfnisse nicht ignorieren (vgl. Lang und Schnieper 2006, S. 144ff.). Für die Bewertung erster wissenschaftlicher Ergebnisse in einer frühen, noch nicht abgeschlossenen Forschungsphase kommen verschiedene Methoden in Frage. So sind Interviews mit einzelnen Experten ebenso denkbar wie eine schriftliche Befragung einer größeren Expertengruppe. Als weitere Methode bietet sich die Form des Expertenworkshops an. Auf diese Weise erhält man schnell ein relativ gesichertes Meinungsbild einer größeren Gruppe. Ein solches Verfahren wurde im Rahmen der Akteursanalyse gewählt. Dazu wurden Vertreter der relevanten

Akteursgruppen eingeladen, um die Interviewergebnisse in Form von Aussagen (teils widersprüchlich), Annahmen, Thesen, sowie noch weitere offene Fragen zu bewerten bzw. ergänzend zu erheben (zur Validierung von AMIRIS siehe auch Kapitel 5).

Für den so durchgeführten Akteursworkshop wurde ein sehr strukturiertes Verfahren gewählt, das sich stark an der Methode des Gruppendelphiverfahrens orientierte. Das Gruppendelphiverfahren ist ein Instrumentarium zur Erhebung von Expertenurteilen, das sich als Weiterentwicklung der kognitiven dialogorientierten Delphi-Befragung versteht (vgl. Schulz und Renn 2009). Dieses Verfahren wurde ursprünglich von der RAND Co. Mitte der 60er Jahre entwickelt und zunächst für die Bewertung von Verteidigungstechnologien eingesetzt. Später wurde es vor allem als Prognoseinstrument im Rahmen von Technikfolgenabschätzungen verwandt (vgl. Mintroff und Turoff 1975, S. 17ff.; Benarie 1988, S. 149ff.). Da bei einer traditionellen Delphi-Befragung nicht auch die Begründungen für abweichende Experteneinschätzungen erhoben werden, haben einige Autoren eine Modifikation des Verfahrens vorgeschlagen (vgl. Webler et al. 1991, S. 253ff.; Schulz und Renn 2009). Die Experten werden dabei nicht durch postalische Befragung und Rückkopplung miteinander verbunden, sondern werden zu einem gemeinsamen Workshop eingeladen. Wichtig ist dabei, dass die eingeladenen Experten die in der Fachwelt diskutierte Bandbreite an unterschiedlichen Auffassungen und Interpretationen vertreten. Gleich wie bei der traditionellen Delphi-Befragung wird auch beim Gruppendelphi von einem Forschungsteam ein Fragenkatalog erstellt, in dem Aussagen über ein bestimmtes Themenfeld, insbesondere auch über zu erwartende Konsequenzen einer Maßnahme oder einer Entscheidungsoption abgefragt werden. Im Vorfeld oder spätestens zu Beginn des Workshops werden den Teilnehmern die Aufgabenstellung und die Struktur des Fragebogens erläutert. Dann werden die Teilnehmer in einer ersten Runde in drei bis vier Gruppen aufgeteilt. Jede dieser Kleingruppen von drei bis sechs Personen erhält die gleiche Aufgabe, nämlich den erläuterten Fragebogen auszufüllen. Konsens wird dabei angestrebt, aber abweichende Voten sind möglich. Außerdem werden die Experten aufgefordert, auch Unsicherheiten bei der Beantwortung einer Frage festzuhalten. Im Plenum müssen diejenigen Experten, deren Bewertungen signifikant vom Mittelwert aller anderen Teilnehmer abweichen, ihren Standpunkt eingehend vor den anderen begründen und im nicht-öffentlichen Streitgespräch verteidigen. In einer zweiten Runde wird das Verfahren in neuen Kleingruppen wiederholt. Die Abfolge von Einzelgruppensitzungen und Plenarsitzungen wird so lange fortgeführt, bis keine signifikanten Verschiebungen der Standpunkte mehr auftreten. Am Ende eines Gruppendelphis erhält man in der Regel eine wesentlich eindeutigerere Verteilung der Antwortmuster. Entweder streuen die Einschätzungen der Experten um einen Mittelwert oder es bilden sich mehrgipflige Verteilungen. Wichtig ist, die Fragen an die Experten auf entscheidungsrelevante Wissensbestände zu beschränken. Viele Experten neigen dazu, auf der Basis ihres Wissens gleich die politischen Schlussfolgerungen mitzuliefern. Eine wesentliche Aufgabe des Moderators eines

Gruppendelphis ist es deshalb, eine Überschreitung der Grenzen des kollektiv eingebrachten Wissens zu verhindern und im Bereich des begründbaren Wissens der Teilnehmer zu verbleiben.

Der im Projekt durchgeführte Workshop folgte nun in weiten Teilen dem geschilderten Gruppendelphiverfahren. Allerdings wich er in einigen Punkten ab, die im Folgenden geschildert werden: Zunächst war die Besonderheit des Workshops der auf dem Workshop auszufüllende Fragebogen, da die Inhalte und Aussagen des Fragebogens die Ergebnisse der Interviews widerspiegelten, die mit den Workshopteilnehmern im Vorfeld durchgeführt wurden. Der Fragebogen (siehe Anhang) unterteilte sich in folgende Themenblöcke:

- I Marktstruktur und Akteure**
- II Weitere Marktentwicklung – unabhängig vom Förderregime**
- III Förderregime: Marktprämienmodell und Wirkungen**
- IV Förderregime: Grünstromprivileg und Wirkungen**
- V Ausgestaltung der Verträge**
- VI Alternative Ausgestaltung der Fördermodelle**
- VII Prognose, Prognosefehler und zukünftige Entwicklung**

Die Workshopteilnehmer waren bis auf eine Ausnahme (ein Experte aus dem Bereich Projektfinanzierung von Erneuerbaren Energienprojekten bei einer Bank) verschiedene Repräsentanten der im Projekt analysierten Akteursgruppe „Stromhändler“. Sie waren also keine externen Experten, sondern „betroffene“ Experten. Eine weitere Abweichung vom üblichen Gruppendelphiverfahren war, dass bei den Einzelgruppensitzungen Mitglieder des Forschungsteams anwesend waren, um die Argumente protokollieren zu können und Nachfragen zu erläutern. Die Mitglieder des Forschungsteams beteiligten sich allerdings nicht an den Diskussionen. Da bei der anschließenden Plenarsitzung in der Gesamtheit der Fragen und Aussagen Konsens erzielt werden konnte (allerdings wurde bei einigen Punkten eine große Unsicherheit der Teilnehmer festgehalten), wurde keine zweite Runde mehr durchgeführt.

Als Ergebnis lagen dann für die relevanten Akteursgruppen und -typen jeweils eine typisierte Beschreibung der Zielvorstellungen, Handlungsmuster und Interaktionsmuster vor. Außerdem erhielt das Forscherteam Einschätzungen über die zukünftige Entwicklung des Marktes in Abhängigkeit von verschiedenen Aspekten des regulativen Rahmens im novellierten EEG 2012. Bei einigen Themen, bei der große Unsicherheit unter den Teilnehmern festgehalten worden war, wie z.B. bei der Frage nach einer Einschätzung um den prozentualen Anteil, zu dem sich die verschiedene Anlagentypen im Besitz der von uns vorgeschlagenen Akteurstypen befinden, wurde ergänzend auf in der Zwischenzeit bekannt gewordene Forschungser-

gebnisse zurückgegriffen. D.h. bei diesen Themenfeldern können die Akteursbeschreibungen und die daraus abgeleitete Modellierung der Agenten von den Workshopergebnissen abweichen.

3.5 Akteure bei der Direktvermarktung von EE-Strom

An erster Stelle werden hier die Anlagenbetreiber geschildert, die den Ausgangspunkt des Agentenmodells AMIRIS bilden. An zweiter Stelle werden die Stromhändler beschrieben, die eine neue bedeutende Akteursgruppe im Rahmen der Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien darstellen, da davon ausgegangen wird, dass viele Anlagenbetreiber weder personell noch finanziell in der Lage oder willens sind, aktiv die Vermarktung ihres Stroms zu betreiben. Die Tätigkeiten dieser Agenten und deren Modellierung werden ausführlich in Kap. 4.4 geschildert. An dieser Stelle werden vor allem ihre wesentlichen wirtschaftssoziologischen Merkmale sowie ihre Ausdifferenzierung in unterschiedliche Akteurstypen als Ergebnis der Interviews und des Akteursworkshops beschrieben.

3.5.1 Anlagenbetreiber

3.5.1.1 Geschäftsfeld und Tätigkeitsbeschreibung

Das Geschäftsfeld der Anlagenbetreiber war insbesondere in den Anfangsjahren des EEG hauptsächlich durch die Produktion und Netzeinspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien 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 Anlagenbetreiber zwischen mehr oder minder ökologischen und im Wesentlichen monetären Beweggründen. Die Pioniere betätigten sich v.a. aus ökologischem (Pionier-)Geist oder zumindest dem Wunsch, ihr Geld in eine als ökologisch sinnvoll angesehene Geldanlage anzulegen. Inzwischen stellt jedoch die Investition in EE-Anlagen eine als relativ sicher empfundene Geldanlage dar, die sowohl private als auch institutionelle Investoren ohne ökologische Motive anzieht. Insbesondere auch Landwirte betätigen sich mittlerweile vielfach als „Energiewirte“ und betreiben Biogasanlagen, Windkraftanlagen, Solaranlagen. Auch die Stadtwerke und die vier großen Energieversorgungsunternehmen haben mittlerweile EE-Anlagen in ihrem Erzeugungsportfolio. Die Interviews mit Stromhändlern ebenso wie mit Experten aus EE-Verbänden haben einstimmig gezeigt, dass die EE-Anlagenbetreiberszene inzwischen so professionalisiert und von wirtschaftlichen Überlegungen geprägt ist, dass keine der bis vor einigen Jahren gängigen Thesen, v.a. ökologische Ideen seien die Motivation der Betreiber, aufrechterhalten bleiben kann:

„Die Illusion hatte ich mal vor zehn Jahren, aber nach einem Jahr im Unternehmen aufgegeben. Also im kleinen Bereich reden wir ja von Landwirten vor allen Dingen, und die machen die Windkraft nicht,

weil die so wahnsinnig öko sind, sondern weil man damit Knete verdienen kann. Und das ist bei mindestens 95% der einzige Grund. Und da wird um jeden Dollar gefeilscht.“

Es gäbe zwar nach wie vor Ausnahmen, d.h. Anlagenbetreiber, die sich bewusst gegen eine Kooperation mit einem der vier großen EVUs aussprechen, z.B. klassische EE-Betreiber und Projektierer, aber auch bei diesen sei die Renditeorientierung ausschlaggebend für Kooperationsentscheidungen. Zudem sei davon auszugehen, dass mit einer weiteren Professionalisierung der Betreiber und Betriebsstrukturen ökologische Überlegungen oder die Motivation, ein Gegenmodell zu den alten zentralen Stromsystemstrukturen aufbauen zu wollen, zunehmend unwichtiger würden:

„Ich befürchte, dass sich das mehr und mehr verschiebt. Denn am Schluss muss auch für die die Wirtschaftlichkeit im Vordergrund stehen. Die können, also wenn es jetzt z.B. Betriebsführer wären, die können jetzt nicht dem Eigentümer einer Fondsgesellschaft oder sonst wem sagen, hör zu, Du kriegst zwar weniger, aber dafür arbeitest Du mit [...] zusammen.

[...] wenn z.B. der Druck entsprechend größer wird, wenn gesehen wird, ich kann mit dem oder dem vielleicht mehr verdienen, dann wird sich das, denke ich, aufweichen.“

Die Tätigkeit als Anlagenbetreiber impliziert – je nach Anlagentechnologie und Größe der Anlage – ein Bündel an spezifischen, vor allem technischen und betriebswirtschaftlichen Kenntnissen: Er kümmert sich um verschiedene Aspekte, wie z.B. die Suche nach geeigneten Standorten, Genehmigungsverfahren, technologische Entscheidungen, die Projektfinanzierung und den Netzanschluss. Während des Betriebs der Anlagen muss er 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 EE-Anlagenbetreiber erheblich erweitert worden. Es zeigt sich jedoch, dass die Mehrzahl der Betreiber nicht selber den Verkauf ihres erzeugten Stroms an der Strombörse übernehmen, sondern - wenn sie die Entscheidung getroffen haben, den Weg in die Direktvermarktung zu gehen - dies über Stromhändler erfolgt.

3.5.1.2 Funktion im Markt

Anlagenbetreiber haben die Funktion der Stromerzeugung. Doch aufgrund der Mechanismen des EEG kommt ihnen dabei eine von den üblichen Stromerzeugern abweichende Rolle zu. 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. Das EEG hat ihnen eine relativ geschützte Position im Strommarkt zugedacht, die es ihnen, anders als den konventionellen Stromerzeugern, ermöglicht, ihre Strommengen dargebotsabhängig mit Preisgarantie - ohne Berücksichtigung tatsächlicher Bedarfs- bzw. Preissituationen - abzusetzen.

3.5.1.3 Zur Ausdifferenzierung unterschiedlicher Anlagenbetreibertypen

Die Anlagenbetreiber wurden nach Technologien und ihrer Herkunft unterschieden. Diesem Vorgehen lag die Annahme zugrunde, dass sich entsprechend dieser beiden Kriterien die größten Unterschiede feststellen ließen. Die technologiebezogene Ausdifferenzierung begründet sich zum einen in Unterschieden der EEG-Vergütungssätze. Des Weiteren ist es auch jeweils von der Technologie abhängig, ob es sich um eine regelbare Anlage handelt oder nicht, was wiederum Auswirkungen auf die Strategien und die Handlungsoptionen des Akteurs haben kann. Die Herkunft der Eigentümer wurde deshalb als wichtiges Differenzierungskriterium herangezogen, weil daraus Thesen zu unterschiedlichen Handlungsoptionen abgeleitet werden konnten. Folgende Anlagenbetreibertypen wurden entsprechend ausdifferenziert:

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

In der in Tabelle 3-1 abgebildeten Matrix findet sich die Aufteilung der im Modell berücksichtigten EE-Technologien auf diese Betreibertypen, wie sie in einer Studie von Trendresearch für das Jahr 2010 erhoben wurde (vgl. trend:research und Klaus Novy Institut 2011). Auf diese Zahlen wurde ergänzend zurückgegriffen, da die Teilnehmer des Akteursworkshops, die ebenfalls um eine Einschätzung der entsprechenden Anteile gebeten wurden, angaben, hier relativ unsicher zu sein. Dabei zeigt ein direkter Vergleich, dass die qualitativ erhobenen Zahlen im Rahmen des Workshops (sie finden sich in Tabelle 3-2) nicht fundamental von den Ergebnissen von trend:research abweichen. Bei der Modellierung wurde für die Windkraftanlagen eine eigene Aufteilung vorgenommen, die versuchte, die vorhandenen Zahlen möglichst gut mit abzubilden (vgl. Kapitel 6.2.2).

Es ist zu vermuten, dass sich Anlagenbetreiber je nach Herkunft und Größe in ihrer Renditeorientierung und Risikobereitschaft unterscheiden. Diese beiden Aspekte sind zentrale Variablen, um erste Annahmen über die Bereitschaft eines Akteurs, in die Direktvermarktung zu wechseln, zu formulieren und um seine Wahl für einen bestimmten Zwischenhändler plausibel nachvollziehen zu können. Private weisen vermutlich eine eher geringe Renditeorientierung und Risikobereitschaft auf. Im Vergleich zu diesem Akteurstyp werden wahrscheinlich Fonds, Landwirte, Projektierer, Stadtwerke und EVUs eine mittlere Renditeorientierung und Risikobereitschaft aufweisen. Des Weiteren ist anzunehmen, dass Industriebetriebe, bei denen der Betrieb einer EE-Anlage Teil des Kerngeschäfts geworden ist, durch eine hohe Renditeorientierung und Risikobereitschaft gekennzeichnet sind. Für die weniger

Tabelle 3-1: Anlagenbetreiber nach Anlagentechnologie nach Trendresearch (2011). Angaben in Prozent.

	Wind (Onshore)	Biogas	Biomasse	PV
Privatpersonen	51,5	0,1	2	39,3
Landwirte	1,8	71,5	0	21,2
Banken + Fonds	15,5	6,2	3	8,1
Projektierer	21,3	13,1	6,9	8,3
Stadtwerke	3,4	3,1	24,3	2,6
Große EVU	2,1	0,1	9,6	0,2
Industrie	2,3	0,1	41,5	19,2
Andere	2,2	5,7	12,7	1,1

Tabelle 3-2: Anlagenbetreiber nach Anlagentechnologie nach Ergebnisse aus dem Akteursworkshop. Angaben in Prozent.

	Wind (Onshore)	Biogas	Biomasse	PV
Privatpersonen (inkl. Landwirte)	10,0	50,0		40,0
Genossenschaften	15,0	30,0	2,5	10,0
Institutionelle Anleger (Fonds)	35,0	5,0	2,5	25,0
Projektierer	15,0	5,0	2,5	5,0
Stadtwerke	10,0	5,0	20,0	10,0
Große EVU	5,0	5,0	10,0	5,0
Industrie (Sägewerke, Holzbetriebe)			60,0	5,0
Mischformen	10,0		2,5	

professionellen Investoren, d.h. den Privaten lässt sich der Widerspruch vermuten, dass sie zwar eine geringere Renditeorientierung aufweisen, andererseits aber trotzdem von finanziellen Motiven getrieben sind:

„Die Windmüller sind dermaßen reich. [...] Einerseits geht's denen oft nur ums Geld – andererseits sind denen einige 1.000 Euro zusätzlich manchmal auch einfach egal.“

V.a. die Akteurstypen mit einer eher geringen Risikobereitschaft sind daher womöglich bei nur geringen zusätzlichen Gewinnmöglichkeiten nicht bereit, in die Direktvermarktung zu wechseln. Im Interview mit einem Stromhändler beschrieb dieser die Situation aus Sicht dieser Anlagenbetreibertypen folgendermaßen:

„Also, ich hab jetzt zum Beispiel diskutiert mit einem, der hat ein Deponiegas-BHKW und ein Biogas-BHKW, und die haben auch so eine mechanisch-biologische Abfallbehandlung und haben ein Biogas-BHKW dazu, und die wollte ich noch in §37, also in das Grünstromprivileg noch mit reinnehmen. Aber der hat eine durchschnittliche Stromvergütung von 9,5 Cent, und dem konnte ich dann 9,7 oder 9,8 noch anbieten im Grünstromprivileg. Also für den Betrag, da kann ich den nicht hinterm Ofen hervorlocken! Da sagt der, ja da verdiene ich ja 1200 Euro mehr im Monat – und dafür gehe ich das Risiko ein, dass Sie insolvent gehen und ich zwei Monate keine EEG-Vergütung bekomme? Also das ist nicht interessant.“

Neben der Renditeorientierung und der Risikobereitschaft ist der Grad der Professionalisierung der Betriebsführung ein weiterer Aspekt, der sich aus der Herkunft und der Größe eines Anlagenbetreibers ableiten lässt und der von Relevanz ist, um zu verstehen, ob Anlagenbetreiber mehr oder weniger attraktive Kooperationspartner für Zwischenhändler darstellen. Denn im Falle der privaten Anlagenbetreiber müssten alle zusätzlichen Aufgaben, die im Zusammenhang mit der Direktvermarktung anfallen, von Stromhändlern übernommen werden. Dadurch sind diese Akteure, deren Anlagen in der Regel relativ klein und leistungsschwach sind, vermutlich weniger attraktiv für Händler. Gleichzeitig ist anzunehmen, dass diese Akteurstypen nicht so bereitwillig in die Direktvermarktung wechseln. Wenn sie sich für diesen Schritt aber entscheiden, sind sie dringend auf die Dienstleistungen eines Stromhändlers angewiesen.

Eine mittlere Renditeorientierung und Risikobereitschaft kennzeichnet Fonds, Projektierer, Landwirte, Stadtwerke und EVUs. Folgt man dieser Annahme, lässt sich daraus der Schluss ziehen, dass diese Akteurstypen einerseits eher zum Wechsel in die Direktvermarktung bereit sind, da sie sich hierdurch eine höhere Rendite erhoffen, gleichzeitig verhandeln einige dieser Typen auch besser als der zuvor geschilderte Typ der privaten Anlagenbetreiber und bekommen daher in der Regel bessere Tarife angeboten. Das trifft z.B. auf die Projektierer und Fonds zu (für die vier großen EVUs ist anzunehmen, dass sie ihre Anlagen selber vermarkten), da diese Akteurstypen oft Anlagen an guten Standorten haben und zudem über gute eigene Windprognosen verfügen, insgesamt eine sehr professionelle Betriebsführung aufweisen, die sie für Stromhändler zu interessanteren Kooperationspartnern macht. Es ist anzunehmen, dass Industrieunternehmen die höchste Renditeorientierung und Risikobereitschaft aufweisen. Ihre Betriebsführung ist gut, sie besitzen oft Anlagen an guten Standorten und sind daher sicher sehr attraktive und wichtige Kooperationspartner für Stromhändler.

3.5.2 Stromhändler (Zwischenhändler)

3.5.2.1 Geschäftsfeld und Tätigkeitsbeschreibung

Zentral für die Tätigkeit eines Stromhändlers ist die Bereitstellung von Dienstleistungen für Anlagenbetreiber. Stromhändler 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 Stromhändlern angebotenen Dienstleistungen für Anlagenbetreiber ist vielfältig. So nehmen sie technische und organisatorische Aufgaben wahr, wie das Erstellen von Wetterprognosen und, daraus abgeleitet, Prognosen für ihre Kunden über den möglichen, für einen bestimmten in der Zukunft liegenden Zeitraum erzeugbaren Strom aus Wind- und Sonnenkraftwerken. Weitere, eng mit der Prognose verknüpfte, technische Dienstleistungen betreffen z. B. die Online-Vernetzung und Überwachung aller durch einen Händler vermarkteten Anlagen. Darüber hinaus übernehmen Händler 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 Wind- und Sonnenprognose, den möglichen erzeugbaren Strommengen sowie den Preisentwicklungen, insbesondere auf der Strombörse, treffen Händler für die Anlagenbetreiber zunächst die grundsätzliche Entscheidung hinsichtlich des Verbleibs im EEG oder der Direktvermarktung. Im letzteren Fall umfasst dies eine Bandbreite an Aufgabengebieten und Verantwortlichkeiten: Stromhändler entscheiden über den Zeitpunkt, die Menge und den Markt, auf dem sie den EE-Strom anbieten. Eine weitere Dienstleistung für Anlagenbetreiber stellt die spezifische Infrastruktur dar, über die Stromhändler 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 Anlagenbetreibern selbst aufgebracht werden könnten, ebenso wie diese über keine Börsenanbindung sowie die für den Börsenhandel notwendigen Kenntnisse verfügen.

3.5.2.2 Funktion im Markt

Hinsichtlich der Hemmnisse und Anreize bei der Integration des Stroms aus EE-Anlagen in den Strommarkt und vor dem Hintergrund der beschriebenen Dienstleistungen, ist den Händlern eine entscheidende Funktion im betrachteten Markt zuzuschreiben. Die durch Stromhändler angebotenen Dienstleistungen stellen die zentrale Voraussetzung für einen Großteil der Anlagenbetreiber dar, die Möglichkeit der Direktvermarktung des in EE-Anlagen erzeugten Stroms zu nutzen. Denn ohne weitergehende, für die Marktintegration notwendige, technische und markt-, insbesondere auch börsenspezifische Kenntnisse, ist die Marktteilnahme erheblich erschwert.

3.5.2.3 Zur Ausdifferenzierung unterschiedlicher Händlertypen

Ausgehend von einer ersten beschreibenden Analyse der Tätigkeiten und der zentralen Marktfunktion wurde auf Grundlage der leitfadengestützten Interviews, der Experteninterviews und des Workshops ein erster Vorschlag für eine Ausdifferenzierung in verschiedene Akteurstypen formuliert (Tabelle 3-3). Unterschiede zwischen den Händlertypen sind v.a. in ihrer Größe und Herkunft begründet. Daraus lassen sich Annahmen ableiten, welche Ziele und Motive die verschiedenen Akteure anleiten, welche Geschäftsmodelle sie verfolgen (Grünstromprivileg, Marktprämie oder lokale Direktvermarktung) und wie weit sie im Aufbau ihrer Kompetenzen vorangeschritten sind, um die Geschäftsmodelle entsprechend umzusetzen. Zentrale Aspekte sind z.B. Eigenkapital, Prognosequalität und bestehende Kontakte zur EE-Branche.

Tabelle 3-3: Händlertypen.

Große EVU	Typ großes EVU (ÜNB)
Internationale EVU	Typ internationales EVU
Stadtwerke	Typ großes Stadtwerk
	Typ Stadtwerk Pionier
	Typ Stadtwerk klein
Grünstromhändler	Typ Grünstromhändler für Endkunden
	Typ Grünstromhändler für Geschäftskunden
	Typ Grünstromhändler für lokale Direktvermarktung
Zwischenhändler für Börse	Typ Zwischenhändler für die Börse mit Erfahrung
	Typ Zwischenhändler für die Börse ohne Erfahrung

3.5.2.3.1 Typ „großes EVU“

Der Stromhändlertyp „großes EVU“ ist ein Tochterunternehmen oder eine Abteilung eines großen Stromkonzerns, dem auch Übertragungsnetze gehören. Dieser Typ ist schon seit Jahren ein wichtiger Akteur und großer Händler an den verschiedenen Strombörsen und Strommärkten. Die Direktvermarktung von EE-Strom dieses Händlertyps ist nur als Nebentätigkeit neben dem eigentlichen Hauptgeschäftsfeld, dem Handel mit und Vertrieb von konventionellem Strom, zu verstehen. Seit einigen Jahren bietet er seinen Kunden allerdings auch ein Ökostromprodukt (der Strom kommt hauptsächlich aus eigenen Wasserkraftanlagen) an. Andere Konzerntöchter dieses Akteurstyps sind zudem seit einigen Jahren auch an der Erzeugung von EE-Strom beteiligt. Beim Ausbau und bei der Erzeugung von EE-Strom verfolgt der Akteurstyp eine globale Perspektive, d.h. dieser Akteur betreibt Windparks v.a. im Ausland. In Deutschland betreibt der Akteurstyp neben einigen Windparks v.a. Wasserkraftanlagen und ist zukünftig insbesondere beim Ausbau der Offshore-Windkraftanlagen

beteiligt. Den eher zögerlichen und verspäteten Einstieg in EE betreffende Marktaktivitäten dieses Akteurstyps begründet ein Repräsentant dieses Typs im Interview folgendermaßen:

„...hat ja lange Zeit bis auf die Wasserkraft bei EE nicht gerade zu den Vorreitern gezählt, sag ich jetzt mal. Das liegt an verschiedenen Dingen, vielleicht auch an der Tradition des Unternehmens auch. Da sind viele alte Denkweisen gewesen.

Auf der anderen Seite waren die EE früher auch sehr, sehr kleinteilig und im industriellen Maßstab, in dem natürlich so ein großes Unternehmen rangeht, eher nicht verfügbar. Das hat sich ja geändert. Und mit der Möglichkeit, das auch im industriellen Maßstab umzusetzen, ist das eben auch für uns interessant geworden.“

Eher verspätet ist dieser Akteur auch bei der Direktvermarktung von EE-Strom aktiv geworden. Nachdem die Pioniere und frühen Nachahmer am Markt erfolgreich das Geschäftsmodell des Grünstromprivilegs entwickelt hatten, zog dieser Akteur nach und imitierte das Geschäftsmodell. Hierfür suchte man sich einen Partner, der ein Stromportfolio an Endkunden verkaufte, das zu 50% aus konzerneigenen EE-Anlagen (hauptsächlich Wasserkraft) und zu 50% aus am Markt beschafftem Graustrom bestand. Das Grünstromprivileg war aber nur vorübergehend als Geschäftsmodell attraktiv. Nach Inkrafttreten des novellierten EEG 2012 und den verschärften Anforderungen des §39 wird das Geschäftsfeld nicht weiterverfolgt. Stattdessen plant dieser Akteurstyp, in das Marktprämienmodell einzusteigen. Anders als beim Grünstromprivileg ist für dieses Geschäftsmodell geplant, Anlagenbetreiber – v.a. Windkraftanlagenbetreiber – zu akquirieren, und die Anlagen zu poolen:

„Wir haben schon ein paar Onshore-Windanlagen. Aber nicht im großen Stil. Das kann man wirklich nicht behaupten. Was aber natürlich jetzt eher ein Trend mit dem Marktprämienmodell sein wird, dass man dann natürlich versucht, solche Anlagen nicht selbst zu vertreiben, sondern poolt, und sie dann versucht, entsprechend zu vermarkten.“

Hierfür werden neue Kooperationen und Geschäftsbeziehungen aufgebaut. V.a. Windkraftanlagen an guten Standorten sind dabei von besonderer Relevanz. Die Größe der Anlagen spielt dabei eine geringere Rolle:

„Naja, es geht ganz stark um die Standortqualität bei den Dargebotsabhängigen, also beim Wind. Und ich glaube, ob das ein kleiner oder großer Betreiber ist, wie auch immer, wenn der einen guten Standort hat, dann wird der interessant. Weil Sie müssen über den Referenzmarktwert drüber, und das ist dann die entscheidende Frage, wie stark der Wind dort weht.“

Die Akquiseverhandlungen verlaufen bei diesem Akteurstyp v.a. über die Tarifhöhe. Er kann nicht auf bestehende gute Kontakte zur EE-Branche zurückgreifen. Außerdem fehlen ihm v.a. Onshore-Windkraftanlagen im eigenen Portfolio, daher konzentriert er sich in seiner Akquisetätigkeit auf Anlagen dieser Technologie.

Perspektivisch sieht sich dieser Akteurstyp in der Lage, ein virtuelles Kraftwerk aufzubauen:

„Ja klar, das passt gut. Aber ich muss Ihnen auch ganz ehrlich sagen, da geht man schon ein Stück weit in eine ganz neue Welt. Aber das ist natürlich schon eine Überlegung, die immer wieder an verschiedenen Stellen im Konzern auch auftaucht. Was so ein großer Betreiber wie [wir] hat, das ist so eine gewisse Systemkompetenz, solche Anlagen eben nicht nur einzusammeln, sondern auch zu steuern und eben auch zusätzlich am Markt gewinnbringend einzusetzen. [...] Also dieser vernetzte Systemansatz, das ist schon einer, der sehr stark im Konzern diskutiert wird. Insofern passt das schon gut zusammen, und, naja, die Speicher haben wir ja auch noch! Also das passt schon gut zusammen.“

Aufgrund langjähriger Erfahrungen im Börsenhandel und seiner sehr großen Kapitalausstattung sind Kompetenzen sowohl in Bezug auf das eigene Erstellen und Möglichkeiten beim Einkauf von Wetterprognosen als auch beim Erstellen von Börsenpreisprognosen umfassend vorhanden und als „gut“ zu bewerten. Es ist zu vermuten, dass dieser Akteurstyp die momentan fehlenden Kontakte und Beziehungen zu EE-Erzeugern aufgrund seiner großen Kapitalausstattung wettmachen kann und es ihm sicher gelingen wird, die notwendigen Kooperationspartner, die er für die Umsetzung seines geplanten Geschäftsmodells benötigt, zu finden. Anders als kleinere oder neue Händler muss dieser Akteurstyp für das neue Geschäftsfeld wenig neue Strukturen aufbauen. Im Verhältnis zur Konzerngröße und den Hauptgeschäftsfeldern fallen die zusätzlichen Kosten kaum ins Gewicht und wirken sich weniger limitierend aus als bei kleineren Akteurstypen. Hier zeigen sich deutliche Skaleneffekte.

3.5.2.3.2 **Typ „internationales EVU“**

Der Akteurstyp „internationales EVU“ ist als ein führender Erzeuger von EE-Strom auch ein Pionier bei der Direktvermarktung. Er betont einerseits seine Orientierung am weiteren Ausbau erneuerbarer Energien, kritisiert aber zu hohe staatliche Subventionen. Für diesen Akteur bedeutet die Direktvermarktung nicht nur ein weiteres Geschäftsfeld, sondern aus seiner Sicht ist die Marktintegration der Erneuerbaren Energien ein wichtiger Schritt, um Marktbeschränkungen und Subventionen der Vergangenheit zu überwinden:

„...die Energie von den Anlagenbetreibern abzunehmen und dann am Strommarkt loszuwerden, das sehen wir als Teil unseres Kerngeschäfts, und wo wir auch einen echten Mehrwert stiften können gegenüber der Vergangenheit der Monopolwelt der vertikalen und horizontalen Ausgleiche.“

Dieser Akteurstyp sieht die Direktvermarktung inzwischen sogar als ein Kerngeschäft an und plant, langfristig hier aktiv zu bleiben.

Schon seit mehreren Jahren hat er Erfahrungen mit der Direktvermarktung von EE-Strom unter Verwendung des Grünstromprivilegs sammeln können, was sich in guten Kontakten zu EE-Anlagenbetreibern niederschlägt. Neben langfristigen Beziehungen sieht dieser Akteurstyp noch weitere Vorteile gegenüber seinen Marktkonkurrenten. So sei im Vergleich zu den großen vier deutschen EVUs sein Image deutlich besser, er gelte in der Branche immer noch als eher kleiner Akteur und er habe ein klares EE-Image. Des Weiteren sei für ihn von gro-

ßem Vorteil, dass er im Vergleich zu manch anderem Marktakteur ein sehr hohes Kreditrating besäße, daher Banken ihn in besonderer Weise als Zwischenhändler begrüßten:

„Und die Banken sind natürlich auf Grund der hohen Fremdfinanzierung in erster Linie an einem hohen Kreditrating interessiert.“

Seit Januar 2012 verfolgt dieser Akteurstyp nun ausschließlich das Geschäftsmodell über das Marktprämienmodell. Das Geschäftsmodell Grünstromprivileg hat er nicht mehr weiter verfolgt.

Ebenso wie beim Typ „Großes EVU“ sind beim Typ „Internationales EVU“ Kompetenzen sowohl in Bezug auf das eigene Erstellen und Möglichkeiten beim Einkauf von Wetterprognosen als auch beim Erstellen von Börsenpreisprognosen aufgrund langjähriger Erfahrungen und einer sehr großen Kapitalausstattung als umfassend vorhanden und „gut“ zu bewerten.

3.5.2.3.3 **Typ „großes Stadtwerk“**

Der Händlertyp „großes Stadtwerk“ ist eine Tochtergesellschaft eines großen Stadtwerks, das neben dem klassischen Stromhandel seit 2010 auch in die Direktvermarktung von EE-Strom eingestiegen ist. Außerdem ist dieser Akteurstyp auch Stromlieferant für End- und Geschäftskunden. Seit einigen Jahren bietet er hier auch ein Ökostromprodukt an. Daneben betreibt er (in Kooperation mit anderen Stadtwerken) konventionelle Kraftwerke und seit einigen Jahren auch einige 20MW-Biomassekraftwerke. Seit kurzer Zeit befinden sich auch einige Windkraftanlagen und einige wenige Biogasanlagen im Portfolio. Für die Zukunft ist geplant, noch weitere Windkraftanlagen zu erwerben.

„...das gehört zur Strategie [...], dass man sich insbesondere im Wind-onshore-Bereich stärken will und Kapazitäten aufbauen oder zukaufen will.“

Dass der Akteurstyp „großes Stadtwerk“ bereits seit einigen Jahren insbesondere in Biomasseanlagen EE-Strom erzeugt, erklärt sich durch bestehende Organisationsstrukturen, aber auch durch den Versuch, Legitimität bei den Kunden zu erwerben:

„Das hat sich damals einfach über das EEG ergeben und [wir sind] ein relativ großes Unternehmen, auch in Richtung Müllverbrennung, und damit erfahren, im Stoffstrommanagement, und man hatte da dann auch schnell gesehen, dass man auch mit Holz ähnliche Logistikketten aufbauen kann. [...] Das sind ja die Anlagen der ersten Generation, zur reinen Stromerzeugung.“

Im Interview mit einem Vertreter dieses Akteurstyps wurde deutlich beklagt, dass das Modell des Grünstromprivilegs entsprechend §37 EEG 2009 v.a. in 2011 zu viel zu hohen Tarifen geführt hatte, da die Anlagenbetreiber so stark von den Händlern umworben worden waren. Für das Marktprämienmodell erwarte man nun eine Konsolidierung der Tarife, entsprechend plant dieser Akteurstyp folgende Vertragsausgestaltung:

„Unser Ziel ist, dass wir halt hier in dem Regime des Marktprämienmodells halt versuchen, Anreize zu schaffen. Also vereinfacht gesprochen, Sie nehmen eine Windanlage und haben danach, nach dem

Monat, die Ist-Einspeisung und schauen sich an, inwieweit die Ist-Einspeisung mit diesem Referenzpreis übereinstimmt. Wir können die Anlage nicht steuern, in der Regel. In der Regel steuert es der Wind, das ist die Schwäche des Marktprämienmodells, aber lassen wir das jetzt mal außen vor. Er kann zumindest Stillstandzeiten, Störungen etc. beeinflussen oder durch Meldungen rechtzeitig zumindest mitteilen. Wir würden dann halt schauen, inwieweit steht die Anlage zum Referenzpreis, und dort dann Risiko und Chance aufteilen und unter Umständen auch noch diese sogenannten Ausgleichsenergiekosten, da wir ja nie die Prognose treffen können, auch mit berücksichtigen in Chance, Risiken. Das heißt, wenn er uns immer genau mitteilt, wie seine geplante Fahrweise ist, treten irgendwelche unvorhersehbaren Dinge auf, und das sofort das meldet und auch den Zeitpunkt mitteilt, wo es wieder in den Normalzustand übergeht und solche Dinge. Dann würde er dafür honoriert oder belohnt. Würden diese Dinge ausbleiben, gibt es halt auch ein Malus. Ist die Anlage per se schlechter als der Schnitt, dann würde sich auch ein entsprechender Malus ergeben. Sie haben richtig gesagt, er würde nie unterschreiben, wenn er nicht die Sicherheit EEG bekommt, deswegen könnten wir das nur bis zu dem Punkt EEG-Vergütung machen, darunter geht das nicht. Das heißt, wenn wir dann aber sehen, in Summe wäre es darunter, er hat also so viel Malus aufgebaut, dass wir wahrscheinlich damit unter der EEG-Vergütung sind, dann müssten wir in dem Vertrag halt einen Passus haben, dass wir dann halt wieder in die klassische EEG Vergütung wechseln.“

Ob diese Strategie aufgeht, sei abzuwarten, letztlich würden auch die Angebote und Tarife der Konkurrenz darüber entscheiden, ob Anlagenbetreiber sich auf dieses Vertragsmodell einlassen würden. Aufgrund seiner bereits bestehenden Kontakte zur EE-Branche plante dieser Akteurstyp optimistisch, dass das Geschäftsmodell der Marktprämie für ihn gut gelingen werde. Probleme im Konkurrenzkampf bei der Akquise von Anlagen erwarte er nicht, da man davon ausginge, dass die Akquise nicht ausschließlich über die Höhe der Tarife erfolgen werde. Es gäbe, so der Interviewpartner, Anlagenbetreiber, die aus Prinzip nicht mit den großen vier EVU zusammenarbeiten würden, da sehe man sich selbst im Vorteil. Insbesondere, weil man selbst jedoch ebenfalls über Know-how, Kompetenz etc. verfüge. Denn dieser Händlertyp verfügt über eine relativ große Eigenkapitalausstattung, die zwar nicht vergleichbar mit dem Händlertyp „großes EVU“ ist, aber trotzdem dazu führt, dass die Leistungsprognosequalität und seine Kosten im Zusammenhang mit dem Aufbau des neuen Geschäftsmodells als „mittel“ einzustufen sind. Dagegen lassen die langjährigen Erfahrungen dieses Händlertyps im Börsenhandel eine Preisprognosequalität erwarten, die als „gut“ eingestuft werden kann. Die anfallenden Kosten beim Aufbau des neuen Geschäftsfeldes werden auch bei diesem Typ aufgrund der sich bemerkbar machenden Skaleneffekte als kaum limitierend eingeschätzt. Da bereits eine Handelsplattform und Trading Gesellschaft existiert, können die neuen Aktivitäten problemlos an bestehende Strukturen anknüpfen.

3.5.2.3.4 **Typ „Stadtwerk Pionier“**

Der Händlertyp „Stadtwerk Pionier“ ist zwar kein echter Pionier bei der Direktvermarktung von EE-Strom gewesen, aber unter den Stadtwerken war er der erste, der in diesem neuen

Geschäftsfeld aktiv war. Hinsichtlich des neuen Geschäftsmodells der Marktprämie ist dieser Akteurstyp aber tatsächlich als Pionier einzustufen.

So wie auch die anderen beiden Stadtwerktypen betont dieser Akteurstyp seine mittelständischen Strukturen und die Absicht, das deutsche Stromsystem zukünftig entsprechend zu prägen und quasi eine Mittelposition zwischen den bestehenden zentralen und den von vielen v.a. frühen Aktivisten der EE-Branche aufgebauten dezentralen Strukturen anzubieten. Die Stärkung mittelständischer und „semi-zentraler“ Strukturen ist für diesen Akteurstyp bei allen Geschäftsfeldern auf denen er aktiv ist, handlungsleitend. Das gilt für die Erzeugung, den Handel und Vertrieb konventionellen Stroms ebenso wie für die verschiedenen Aktivitäten im Bereich EE:

„Das ist so unsere Identität, für die kommunale Ebene gemischte Erzeugungsstrukturen, auch Großkraftwerke aufzubauen. Längerfristiges Ziel ist es, so einen „Kraftwerkspark der neuen Generation“ aufzubauen. [...]

Unser Leitbild ist es also, die Stadtwerke, den Mittelstand zu unterstützen. Uns massiv von den Großkonzernen abzugrenzen. Daher bauen wir auch die Kraftwerke, dass wir die selber bauen, und das nicht nur den Konzernen überlassen. Die Idee hier ist, auf Augenhöhe zu sein mit den anderen Mittelständlern.“

Der Akteurstyp „Stadtwerk Pionier“ sieht sich auch bei der Direktvermarktung von EE-Strom als treibende Kraft mit dem Ziel der Umgestaltung des Stromsystems. Hier hat er seit Mitte 2010 intensive Beziehungen und Kooperationspartner im Bereich Windkraft aufgebaut, diese sogar in formalen Netzwerken institutionalisiert.

Nebenbei baut er Biogasanlagen zu und entwickelt innovative Konzepte für virtuelle Kraftwerke – um mittelfristig auch in den Sekundenreservemarkt einzudringen. Seit Mitte 2010 hat dieser Akteurstyp das Geschäftsmodell Grünstromprivileg aufgebaut. Inzwischen sind seine Kompetenzen sowohl im Hinblick auf Akquise von Anlagenbetreibern als auch bei der Windprognose sehr weit vorangeschritten.

„...die Kontakte erhalten wir durch das übliche Vorgehen. Zunächst machen wir eine Marktrecherche, ganz vielfältig... über Desk-Research, über die Verbände, über Seminare, über Kongresse etc. Dann hat man da im Laufe der Zeit einen Datenbestand potenzieller Interessenten aufgebaut. Und dann kommt natürlich die Weiterempfehlung durch Mund-zu-Mund-Propaganda hinzu. Ganz klassisch Marktdiffusion, nennt man das.“

Durch den intensiven Kontaktaufbau und die weit vorangeschrittene Kompetenz einerseits und das Betonen mittelständischer Strukturen (im Gegensatz zu den großen Konzernen) andererseits, ist es diesem Akteurstyp auch gelungen, Teil eines institutionalisierten Netzwerks von Anlagenbetreibern zu werden.

Durch diese Kooperation erhofft man sich, einer der Marktführer der Direktvermarktung zu werden und das notwendige Know-how noch weiter auszuweiten:

„Wir kaufen die Prognosen von drei Anbietern, weil wir dadurch selbst am besten Lernen können. Wir bilden dann für unsere eigene Prognose den Mittelwert. [...]

Eventuell werden wir dann im Rahmen [der institutionalisierten Kooperation] die Kompetenzen soweit aufbauen, dass wir dann selbst die Windprognose erstellen werden.“

Ab 2012 wird dieser Akteurstyp allerdings das Geschäftsmodell Grünstromprivileg aufgeben, da er die neuen Anforderungen nicht erfüllen kann. Stattdessen konzentriert er sich nun auf das Marktprämienmodell als neues Geschäftsmodell. Das Marktprämienmodell hält er volkswirtschaftlich für sinnvoller als das Grünstromprivileg gemäß EEG 2009 § 37, insbesondere sei zu begrüßen, dass die Marktprämie helfe, „...den Mittelstand zu integrieren“. Durch dieses Anreizinstrument würden nun mittelständische Akteure motiviert, den Schritt in den Markt zu wagen, allerdings müsse mittelfristig ein anderer regulativer Rahmen entwickelt werden:

„In 3-4 Jahren ist aber etwas Neues notwendig. [...] Als Übergang ist die Managementprämie also okay; mittelfristig muss sie meiner Meinung nach aber abgeschafft werden.“

Der Händlertyp „Stadtwerk Pionier“ verfügt ebenso wie der Typ „großes Stadtwerk“ über eine relativ große Eigenkapitalausstattung, die zwar nicht vergleichbar mit dem Händlertyp „großes EVU“ ist, aber da dieser Akteurstyp beim Kompetenzaufbau schon so weit fortgeschritten ist, ist dessen Prognosequalität sowohl in Bezug auf die Leistungs- als auch Börsenpreisentwicklung als „gut“ und seine Kosten für den Aufbau des Geschäftsmodells als eher gering einzustufen. Denn da bereits eine Handelsplattform und Trading Gesellschaft existieren, können die neuen Aktivitäten problemlos an bestehende Strukturen anknüpfen.

3.5.2.3.5 **Typ „Stadtwerk klein“**

Mit diesem Akteurstyp in „Reinform“ wurde kein Interview geführt. Allerdings treffen einige Aussagen der großen Stadtwerke auch auf diesen Typen zu. Dieser Typ hat – anders als die großen Stadtwerke und EVUs – noch keine Erfahrung bei der Direktvermarktung über das Grünstromprivileg und hat auch kein entsprechendes Geschäftsmodell aufgebaut. Wichtige Kompetenzen im Zusammenhang mit dem Börsenhandel oder dem Einkauf von Wetterprognosen oder gar der eigenen Erstellung von Wetterprognosen fehlen ihm gänzlich. Ebenso fehlt ihm ein bestehendes Netzwerke und Kooperationen mit EE-Anlagenbetreibern. Da zudem zu vermuten ist, dass die Eigenkapitalausstattung des Akteurstyps „Stadtwerk klein“ geringer ist als bei dem Typ „großes Stadtwerk“, würden für diesen Typen beim Aufbau des Geschäftsmodells der Direktvermarktung deutlich höhere Kosten anfallen als bei den zuvor genannten Typen. Da dieser Akteurstyp auch noch keine Handelsplattform besitzt und diese neu aufbauen muss (oder diese als Dienstleistung hinzukaufen muss), profitiert dieser Akteurstyp nicht von Skaleneffekten. Aus dem Interview mit dem Vertreter des Akteurstyps

„Stadtwerk Pionier“ lässt sich schlussfolgern, dass für den Handel von EE-Strom vier bis fünf Mitarbeiter eingestellt werden müssten, falls ein Händler nicht auf die Strukturen einer bereits bestehenden Handelsplattform zurückgreifen könne. Die Leistungs- und Prognosequalität dieses Händlertypes werden daher im Vergleich mit den übrigen Zwischenhändler-typen als „schlecht“ bewertet.

Trotzdem ist davon auszugehen, dass auch einige kleine Stadtwerke, die im Kompetenzaufbau aufgrund fehlender Erfahrungen und aufgrund geringer Eigenkapitalausstattungen verzögert sind, ab 2012 als Händler aktiv werden.

3.5.2.3.6 **Typ „Grünstromhändler für Endkunden“**

Der Akteurstyp „Grünstromhändler für Endkunden“ war ein Pionier bei der Entwicklung des Geschäftsmodells des Grünstromprivilegs. Dieser Akteur ist stark in der EE-Szene verankert und spiegelt die Leitidee von NGOs und sozialen Bewegungen aus dem Umweltbereich wider. Seine Zielsetzung ist es, ein grünes EVU zu werden und die Energiewende aktiv mit herbeizuführen. Gestartet ist dieser Akteur bereits Ende der 90er Jahre mit dem Handel von Ökostrom. Seit einigen Jahren ist man nun auch im Bereich Erzeugung aktiv und baut und betreibt eigene Anlagen. Einige der Aktivitäten im Bereich Anlagenbau werden eher aus Marketinggründen, („weil das unsere Kunden von uns erwarten“) verfolgt, andere Anlagen werden dagegen aufgebaut und betrieben, um dieses Geschäftsfeld auszuweiten.

Die Entwicklung neuer und Anpassung bestehender Geschäftsmodelle, insbesondere auch bei der Direktvermarktung von EE-Strom, erfolgt bei diesem Akteur nicht ausschließlich als Reaktion auf eine veränderte Gesetzeslage und auch nicht aufgrund externen Drucks, wie z.B. durch Kunden, sondern aus eigenem Antrieb eines typischen Pioniers:

„Wir machen also auch bei der Direktvermarktung schon deutlich mehr als wir müssten, auch ohne es groß zu kommunizieren. Das kostet uns durchaus einige 100.000€, um z.B. eine Zeitgleichheit bei Wind hinzubekommen. Das wollen wir auch immer weiter entwickeln. Der nächste Schritt ist jetzt die Erzeugung wo mögliche besser steuerbar zu machen und steuerbare Verbraucher zu finden und zu integrieren...[...]

Und von daher machen wir eigentlich heute schon viele Sachen, die nicht gefordert sind. Die wir aber für das Konzept sinnvoll halten. Letzen Endes, ist die Idee dahinter natürlich ein virtu-elles Kraftwerk...[...]

Und das sind alles Sachen, die sich im ersten Schritt nicht direkt rechnen.“

Durch diese ideell getriebene Pioniereigenschaft ist dieser Akteurstyp jedoch auch gleichzeitig als Marktakteur gut auf neue Situationen vorbereitet und profitiert wirtschaftlich. Aber auch dieser Akteurstyp ist in seinem Handeln durch seine Umwelt geprägt. Einerseits v.a. infolge der Imitation des Geschäftsmodells des Grünstromprivilegs durch andere Händler

und andererseits infolge des veränderten regulativen Rahmens, der sich durch die EEG Novelle 2012 ergibt, passt er seine Aktivitäten regelmäßig an:

„...jetzt, wenn in der Energienovelle die optionale Marktprämie eingeführt wird, als zweites Vermarktungsmodell, dann müssen wir uns auch da wieder überlegen, ob wir da mitmachen, wie wir unsere Systeme anpassen oder erweitern können.“

Aufgrund der Leitidee, die Energiewende mit voranzutreiben, und der freiwilligen Selbstverpflichtung, den Anteil an EEG-Anlagen im Portfolio möglichst hoch zu halten und weiter auszubauen, ist dieser Akteur als einer der wenigen in der Lage, auch gemäß §39 EEG 2012 das Geschäftsmodell Grünstromprivileg weiterzuführen:

„Die 20% Wind, die gefordert werden, haben wir dieses Jahr jeden Monat bisher auch erfüllt, weil wir viel Wind haben. Das geht schon irgendwie... Deutlich kritischer ist für uns da die Gesamt EEG-Quote von mindestens 50% pro Monat zu erreichen.“

Außerdem habe man in den letzten Jahren durch die sehr frühen Marktaktivitäten so viel Know-how aufgebaut, dass man sich auch für einen Einstieg in das neue Geschäftsmodell der Marktprämie gerüstet fühlt. Obwohl dieses Modell, so wird beklagt, eigentlich große Strukturen und somit die großen Akteure am Markt bevorzuge. Trotzdem sei man aufgrund der langjährigen Erfahrungen in der Lage, hier mit den Konkurrenten mitzuhalten:

„...das Know-how, das wir uns in den letzten Jahren erarbeitet haben in dem einen Modell, kann man einfach 1:1 auf das andere Modell übertragen. Da gibt es gar keinen Unterschied in dem System, welches man haben muss, um im Markt agieren zu können.“

Das Portfolio dieses Akteurstyps weist deutlich mehr Strom aus Windkraftanlagen aus als das seiner Konkurrenten. Einer der Gründe ist, dass dieser Akteur explizit keine Kooperation mit dem Anlagenbetreibertyp „Großes EVU“ eingeht, daher hat er nur in sehr beschränktem Umfang die Möglichkeit, Strom aus deutschen EEG-Wasserkraftanlagen in sein Portfolio aufzunehmen, da diese zu größten Teil im Besitz großer Energiekonzerne sind.

Der Akteurstyp „Grünstromhändler für Endkunden“ hat als Pionier einen Wissensvorsprung gegenüber einigen Konkurrenten. Seine Prognosequalität kann daher als gut bewertet werden und seine Kosten beim Aufbau des neuen Geschäftsmodells der Marktprämie als gering. Denn da dieser Akteur bereits seit vielen Jahren bei der Direktvermarktung aktiv ist, kann er auf langjährige Beziehungen und Kooperationen mit Anlagenbetreibern zurückgreifen. Jene Anlagenbetreiber, die aus der ökologisch motivierten EE-Branche kommen, kooperieren v.a. aus ideologischen Gründen mit diesem Akteurstyp. Aber auch andere Anlagenbetreiber vertrauen ihm aufgrund seiner Erfahrungen.

Im Vergleich zu großen Energieversorgern und Stadtwerken ist der Akteurstyp „Grünstromhändler für Endkunden“ sehr klein. Seine Eigenkapitalausstattung ist deutlich geringer und auch seine Mitarbeiterzahlen. Allerdings ist der Akteur sehr dynamisch und im

Zuge der Energiewende schnell wachsend, insbesondere vor dem Hintergrund seines eigenen Bestrebens, sich zu einem grünen EVU entwickeln zu wollen und seine Aktivitäten im Bereich Anlagenbau, Erzeugung, aber auch Speicher und Netze zu verstärken. Dieser Wachstumsprozess geht auch mit einer Professionalisierung und organisationalen Ausdifferenzierung einher. Im Moment kann der Akteur immer noch sehr schnell auf Veränderungen in der Organisationsumwelt reagieren, allerdings werden Anpassungsprozesse mit zunehmender Organisationsgröße sicher schwieriger.

3.5.2.3.7 Typ „Grünstromhändler für Geschäftskunden“

Der Akteurstyp „Grünstromhändler für Geschäftskunden“ ist in seiner Größe und Eigenkapitalausstattung vergleichbar mit dem Akteurstyp „Grünstromhändler für Endkunden“. Auch er ist durch sein stetiges Wachstum und dem Ziel gekennzeichnet, einer der führenden Grünstromhändler zu werden. Seine Herkunft ist ebenfalls in der EE-Branche verwurzelt, allerdings ist er durch ein deutlich stärkeres wirtschaftliches Interesse getrieben. Anders als der Typ „Grünstromhändler für Endkunden“, der in besonderem Maße ideologisch geprägt ist, ist dieser Akteurstyp zwar der EE-Branche zuzurechnen, allerdings mit einer klar wirtschaftlichen und gewinnmaximierenden Orientierung und ohne selbstbeschränkenden Vorgaben. Der Akteur ist bereits seit mehreren Jahren bei der Direktvermarktung von EE-Strom aktiv und hat ein enges Netzwerk an Kooperationspartnern und Beziehungen aufgebaut. Seine Suchkosten sind daher als gering einzustufen, seine Prognosequalität als gut.

„Also wir sind so mit die Pioniere. Wir haben es vor dem EEG 2009 angefangen, haben damals diese stundenweise Direktvermarktung angefangen. Dann kam das EEG 2009, dann haben wir eben umgestellt auf das Geschäftsmodell Grünstromprivileg. [...] Schon in 2009, dann in 2010 stärker und jetzt in 2011. Und jetzt müssen wir eben wieder umstellen.“

Der Akteurstyp „Grünstromhändler für Geschäftskunden“ zeichnet sich in besonderem Maße durch eine breite Streuung seiner Kooperationsbeziehungen mit Anlagenbetreibern aus. D.h. durch ein umfassendes Portfolio an unterschiedlichen Technologien und unterschiedlichen Standorten verfügt er über einen ausgewogenen Strommix und ist dadurch in der Lage, sehr unterschiedliche Geschäftsmodelle zur Direktvermarktung auch ab Januar 2012 weiterzuverfolgen. Der Akteur plant, das Geschäftsmodell Grünstromprivileg weiterzuführen und das Geschäftsmodell für die optionale Marktprämie sowie für die lokale Direktvermarktung aufzubauen und umzusetzen. Der Akteurstyp ist als einer der Pioniere sowohl beim Geschäftsmodell der Marktprämie als auch beim neuen Geschäftsmodell Grünstromprivileg entsprechend des novellierten §39 EEG (2012) einzustufen. Der Akteurstyp „Grünstromhändler für Geschäftskunden“ sieht sich durch seine mehrjährige Geschäftserfahrung und einem bestehenden breiten Kooperationsnetzwerk zu ganz unterschiedlichen Anlagenbetreibern (darunter auch große 20 MW-Biomassekraftwerke, aber auch kleine Windparks etc.) gut aufgestellt, seine Geschäftsmodelle auch umsetzen zu können. Allerdings beklagt er, dass der Wettbewerb um gute Windkraftanlagen an guten Standorten sehr

gestiegen ist und berichtet, dass diese Anlagenbetreiber auch höhere Tarife erwarten und er diesen Akteuren auch entsprechend höhere Tarife bietet.

3.5.2.3.8 **Typ „Grünstromhändler für lokale Direktvermarktung“**

Der Akteurstyp „Grünstromhändler für lokale Direktvermarktung“ plant den Einstieg in die Direktvermarktung als ein Nebengeschäft seiner eigentlichen Hauptgeschäftsfelder als Projektierer und auch Betreiber von EE-Anlagen. Dieser Akteur ist in der EE-Branche verwurzelt und betont die Notwendigkeit der Transformation des Stromsystems und die besondere Bedeutung des Aufbaus dezentraler Strukturen, an der er sich beteiligt. Diese Leitidee prägt sein Handeln stark:

„...aus dem tiefen Glauben, dass eine zentrale Energiewirtschaft nicht funktioniert und nicht sinnvoll ist und auf Dauer nicht möglich ist. [...]

...die Umsetzung einer dezentralen Vision einer nachhaltigen, ökologischen Energieversorgung.“

Dabei betont er seine regionalen Kooperationen, wie z.B. mit Stadtwerken und Kommunen. Die Idee der lokalen Direktvermarktung ist u.a. aus seiner Rolle als Projektierer und Betreiber von Windkraftanlagen entstanden. Denn durch den lokalen Vertrieb von Strom aus Windkraftanlagen als sogenannten „Bürgerstrom“ lassen sich Akzeptanzprobleme bei Windkraftgegnern reduzieren. Gleichzeitig werde durch das Geschäftsmodell ein wichtiger Beitrag zum Aufbau und zur Stärkung dezentraler Strukturen geleistet. Vor diesem Hintergrund werden auch der bestehende regulative Rahmen sowie der in der Diskussion um die Energiewende geplante und geforderte Netzausbau kritisiert:

„...warum fördert man nicht die Versorgung von Kunden, die in einem räumlichen Zusammenhang zu einem Verbrauch stehen? Es ist nicht möglich. De facto entlastet das die Netze, wir brauchen nicht sonst wie viel tausend Kilometer Hochspannungsleitungen, die irgendwann 2000-schieß-mich-tot gebaut werden können.“

Als Gegenmodell hat er das Geschäftsmodell der lokalen Direktvermarktung entwickelt:

„...den Aufbau einer Versorgung privater Haushalte mit Windstrom. Dazu haben wir hier eine eigene Gesellschaft gegründet, die als Energieversorger angemeldet ist, und die die Versorgung von privaten Haushalten mit Windstrom übernimmt.“

Dabei wird allerdings beklagt, dass das EEG 2012 dieses Geschäftsmodell nicht unterstütze. Denn über den Mechanismus der Marktprämie werde nur der Verkauf an der Börse angereizt:

„Das ist natürlich für uns total schlecht, weil wir ja nichts an der Börse verkaufen wollen. Sondern wir wollen ja den Bürgern den Strom verkaufen.“

Aus diesem Grund überprüft dieser Akteurstyp, ob er auch weitere Geschäftsmodelle im Bereich Direktvermarktung aufbauen kann und wird:

„...weitere Geschäftsmodelle im Bereich Direktvermarktung, eben auch die Marktprämie, werden für die Zukunft geprüft.“

Die Entwicklung eines Geschäftsmodells zur Nutzung der Marktprämie wird zwar verfolgt, gleichzeitig wird das Marktprämienmodell jedoch auch stark kritisiert, da es a) zentrale Strukturen stärke und b) dem EE-Strom seine grüne Qualität nehme:

„Und dann gibt es ja so tolle Gesetze, dass man dann den Strom, wenn man die Marktprämie nutzt, nicht kennzeichnen darf, das ist dann Graustrom.“

Beklagt wird, dass der Strom, einmal über die Börse verkauft, dann nicht wieder zurückgekauft und in das Portfolio des grünen Bürgerstroms aufgenommen werden könne:

„Und deshalb haben wir da jetzt massive Probleme und müssen letzten Endes ein Beimischungsmodell fahren, komplett ohne staatliche Förderung. Das heißt, wir mischen Windstrom in das Portfolio hinein und haben keine EEG-Umlagebefreiung, keine Stromsteuerbefreiung, nichts.“

Der Akteurstyp „Grünstromhändler für lokale Direktvermarktung“ unterscheidet sich also deutlich von den anderen, bereits beschriebenen Händlern. Für diesen Typ ist die Direktvermarktung von EE-Strom ein neues Geschäftsfeld. Entsprechend kann er auf wenig spezifische Handelskompetenzen zurückblicken und hat relativ hohe Einstiegskosten, da er nicht auf bestehende Strukturen aufbauen kann. Andererseits ist er als Teil der EE-Branche nicht mit dem Problem konfrontiert, in Konkurrenz mit anderen Händlern Anlagenbetreiber akquirieren zu müssen. Er plant die Direktvermarktung für den in eigenen Anlagen erzeugten Strom bzw. die Dienstleistung „Bürgerstrom“ als Teil seines Geschäftsbereichs als Projektierer. Daher weist dieser Akteurstyp zwar einerseits eine relativ hohe Kostenstruktur bei geringer Eigenkapitalausstattung auf. Andererseits ist anzunehmen, dass seine Leistungsprognosequalität als „mittel“ einzustufen ist, wogegen wegen der fehlenden Erfahrung im Bereich Direktvermarktung die Preisprognosequalität als „schlecht“ einzustufen ist.

3.5.2.3.9 **Typ „Neugründung mit Erfahrung“**

Mit diesem Akteurstyp in „Reinform“ wurde kein Interview geführt. Allerdings wurde in einer Vielzahl der Interviews mit den Vertretern der anderen Typen immer wieder auf diesen Akteurstyp Bezug genommen und am Akteursworkshop hat ein Repräsentant dieses Typs teilgenommen. Daher konnten auch im Hinblick auf diesen Akteurstyp Annahmen formuliert werden.

Der Akteurstyp „Neugründung mit Erfahrung“ ist einerseits durch Know-how im Stromhandel gekennzeichnet, da die hier tätigen Mitarbeiter zuvor jahrelange Berufserfahrung mit Stromhandel mitbringen, und das Geschäftsfeld der Direktvermarktung von EE-Strom z.B. im Rahmen einer Firmenausgründung penibel geplant und vorbereitet werden konnte. Aus diesem Grund ist zu vermuten, dass dieser Akteurstyp trotz seiner eigentlich formal geringen

Erfahrung eine gute Prognosequalität aufweist und auch vergleichsweise geringe Kosten beim Aufbau seines Geschäftsmodells haben wird. Auf der anderen Seite weist der Akteurstyp jedoch eine eher geringe Eigenkapitalquote auf. Der Akteurstyp konzentriert sich auf das neue, ab 2012 möglich gewordene Geschäftsmodell der optionalen Marktprämie. Erfahrungen mit dem Grünstromprivileg bringt dieser Akteurstyp nicht mit.

3.5.2.3.10 **Typ „Neugründung ohne Erfahrung“**

Mit diesem Akteurstyp in „Reinform“ wurde kein Interview geführt. Allerdings wurde in einer Vielzahl der Interviews mit den Vertretern der anderen Typen immer wieder auf diesen Akteurstyp Bezug genommen. Die Einschätzungen der Interviewpartner wichen hier auch nicht stark voneinander ab, daher konnten auch im Hinblick auf diesen Akteurstyp Annahmen formuliert werden. Dabei handelt es sich um einen Akteur, der explizit für die Direktvermarktung von EE-Strom an der Börse gegründet wurde und der in keinem anderen Geschäftsfeld aktiv ist. Ähnlich wie der zuvor beschriebene Typ „Neugründung mit Erfahrung“ hat er keine Erfahrungen mit dem Grünstromprivileg, wird dieses Geschäftsmodell auch nicht aufbauen, sondern konzentriert sich auf den Börsenhandel. Dieser Akteurstyp ist sehr klein und weist eine sehr geringe Eigenkapitalquote auf:

„Es gibt zum einen die reinen „Verticker“. Die arbeiten mit sehr leanen Strukturen, also 4-5 Leute, ohne eigenen Tradingfloor, und sehen halt zu, wie sie dann die Managementprämie zwischen sich und den Anlagenbetreibern aufteilen.“

Wegen der gezielten Neugründung mit Ziel der Direktvermarktung von EE-Strom wird angenommen, dass der Akteurstyp „Neugründung ohne Erfahrung“ zwar ein reiner „Neueinsteiger“ ist, sich allerdings entsprechendes Erfahrungswissen, z.B. für den Börsenhandel und technische Aspekte wie die Erstellung der Windprognose, einkaufen wird. Seine Prognosequalität wird daher als „mittel“ eingeschätzt. Zudem fehlen ihm im Vergleich zu den anderen Akteuren Beziehungen und Kooperationsnetzwerke, die für ihn anfallenden Kosten bei der Akquise u.ä. Aufgaben, die im Zusammenhang mit dem Aufbau des neuen Geschäftsmodells zusammenhängen, sind daher vergleichsweise hoch einzuschätzen.

3.6 Weitere Akteure

Neben den beschriebenen Akteuren der EE-Anlagenbetreiber und EE-Stromhändler ist das deutsche Stromsystem selbstverständlich noch von zahlreichen anderen, wichtigen Akteuren geprägt. Für den Bereich der EE-Stromerzeugung und Direktvermarktung haben sich z.B. neue Akteure, wie Anbieter von Windprognosen herausgebildet. Diese Akteure werden allerdings im aktuellen Modell nicht weiter betrachtet und abgebildet. Dagegen werden Akteure der konventionellen Kraftwerkserzeugung, Netzbetreiber und Stromlieferanten (als Sammelbegriff für den Stromvertrieb an die Endkunden, der im Modell als Senke für die physikalischen Stromflüsse dient) berücksichtigt (s. Kapitel 4.3.1), allerdings weit weniger

ausdifferenziert als die EE-Anlagenbetreiber und die EE-Stromhändler. Diese sind in der Realität ebenso lernende und interessen geleitete Akteure wie die Anlagenbetreiber und Händler. Im Rahmen des Projektes 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.

4 Das agentenbasierte Strommarktmodell AMIRIS

4.1 Agentenbasierte Modellierung

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

Besonderes Interesse gilt dabei der Analyse emergenten Verhaltens. Von emergentem Verhalten kann man sprechen, wenn auf einer höheren Abstraktionsebene eines Systems neue, in keinem Subsystem vordefinierte Eigenschaften entstehen, die sich aus dem autonomen Verhalten der Subsysteme auf einer niedrigeren Abstraktionsebene sowie aus deren Interaktion ergeben (Schmidt 2000; Strube 1996).

Agenten in agentenbasierten Simulationsmodellen weisen i.d.R. 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.

So entsprechen insbesondere agentenbasierte Modelle den Anforderungen, adaptive Strukturen und Verhaltensänderungen aufgrund des Wechsels äußerer Gegebenheiten untersuchen zu können, da bei der agentenbasierten Simulation der in soziale Systeme eingebundene lernende Akteur mit seinen Wahrnehmungen und Handlungsmustern im Zentrum steht³⁰.

³⁰ Für eine ausführliche Beschreibung dieser Eigenschaften agentenbasierter Modelle wird auf den Bericht des Vorgängervorhabens zu AMIRIS verwiesen (siehe Krewitt et al. 2011).

4.2 Die agentenbasierte Simulationsumgebung RePast

Das Simulationswerkzeug Repast Symphony³¹ ist ein Java-basiertes Simulationsframework, das Anwender bei der Erstellung von Simulationsmodellen unterstützt. Repast Symphony bietet auch eine Experimentieroberfläche, mit der sich Simulationsmodelle parametrisieren lassen, Simulationsläufe durchgeführt und Ergebnisse aufbereitet sowie analysiert werden können. Insbesondere eignet sich Repast Symphony, nicht zuletzt durch seine objektorientierte Ausrichtung, für die Erstellung extrem flexibler Modelle mit interagierenden Agenten. Repast Symphony wurde vom Argon National Laboratory in den U.S.A. und der University of Chicago entworfen und wird kontinuierlich weiterentwickelt. Es ist als Open-Source Library in der sozial-ökonomischen Forschung weit verbreitet. Das Simulationsmodell AMIRIS wird seit Beginn dieses Folgevorhabens³² mit der Version Repast Symphony 2.0 erstellt.

4.3 Gesamtmodell AMIRIS

4.3.1 Gesamtmodellstruktur

AMIRIS wurde im Vergleich zum Stand des Pilotprojektes (Krewitt et al. 2011), bei dem es um die Machbarkeit der Übertragung des Ansatzes der agentenbasierten Modellierung auf Fragestellungen zur Marktintegration von EE-Strom unter verschiedenen energiepolitischen Rahmenbedingungen mit einem Fokus auf die Windenergie ging, an zahlreichen Stellen erweitert.

Eine zentrale Neuerung stellt die modellendogene Berechnung des Börsenpreises mit Hilfe eines stündlich aufgelösten Merit-Order Modells für den konventionellen Kraftwerkspark dar (Kapitel 4.4.1). Somit können nun direkte Effekte auf den Großhandelspreis berücksichtigt werden, die sich durch eine erhöhte Einspeisung von EE-Strom bzw. aus Verhaltensänderungen der EE-Anlagenbetreiber ergeben. Des Weiteren wurden der Regelenergiemarkt für negative Minutenreserve (siehe Kapitel 4.4.2) sowie eine Abbildung der Ausgleichsenergiepreise (siehe Kapitel 4.4.3) in die Modellierung aufgenommen.

Eine weitere Neuerung ist die Abbildung weiterer EE-Technologien. Dabei wird aufgrund der energiewirtschaftlich eher unbedeutenden Leistungen aus Gruben-, Klär- und Deponiegasen auf eine Modellierung der Vermarktung dieser Technologien in AMIRIS nach wie vor verzichtet. Auch die Geothermie spielt heute noch keine Rolle, und ihr Beitrag zum Energiemix im Jahr 2020 dürfte ebenso eher sehr gering ausfallen. Die Wasserkraft spielte für den EE-Sektor in der Vergangenheit zwar keine unbedeutende Rolle, jedoch sind ihre ausbaubaren Kapazitäten bereits heute weitgehend ausgeschöpft und werden im Vergleich zu Wind, PV

³¹ <http://repast.sourceforge.net/index.html>

³² Im Pilotprojekt (Krewitt et al. 2011) wurde noch mit der Simulationsumgebung SIMPLEX3 gearbeitet.

und Biomasse in Zukunft weiter an Relevanz verlieren. Das Modell wurde deshalb um die Vermarktung der Strommengen aus Photovoltaik- und Biomasseanlagen ergänzt. Bei der Biomasse wird dabei in Anlagen mit fester Biomasse (FBM) und Biogasanlagen (BGA) unterschieden. Die damit jetzt im Modell repräsentierte EE-Stromerzeugung beträgt 93,5 % der EEG-Einspeisung und 80 % der gesamten EE-Einspeisung (Stand Ende 2010).

Abbildung 4-1 zeigt die aktuelle Gesamtmodellstruktur. Die EE-Anlagenbetreiber (AB) (Kapitel 3.5.1 und 4.5.2) können entweder den Strom direkt an den Netzbetreiber (NB) liefern („passive“ Anlagenbetreiber) und sich ihre EEG-Vergütung auszahlen lassen, oder einen Vertrag mit einem Zwischenhändler (ZWH) (siehe Kapitel 3.5.2 und 4.5.1) abschließen und ihren Strom direkt vermarkten lassen („aktive“ Anlagenbetreiber). Ein selbshandelnder Anlagenbetreiber, der seinen Strom wie im Pilotmodell in Eigenregie direktvermarktet, wurde ausgeblendet, da dieser Typ in der Realität so nicht mehr existiert. Stattdessen übernehmen jetzt immer die ZWH sämtliche Pflichten der Vermarktung, erhalten im Gegenzug vom NB Vergütungszahlungen aus Förderinstrumenten (EEG-Einspeisevergütung oder Marktprämie) und zahlen dem Anlagenbetreibern zusätzlich zur EEG-Vergütung einen Bonus oder beteiligen ihn an ihren Vermarktungsgewinnen. Als zusätzliche Einnahmequelle können die ZWH bestimmte Klassen von Biomasseanlagen auf dem Regulenergiemarkt anbieten (Kapitel 4.5.1.5).

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

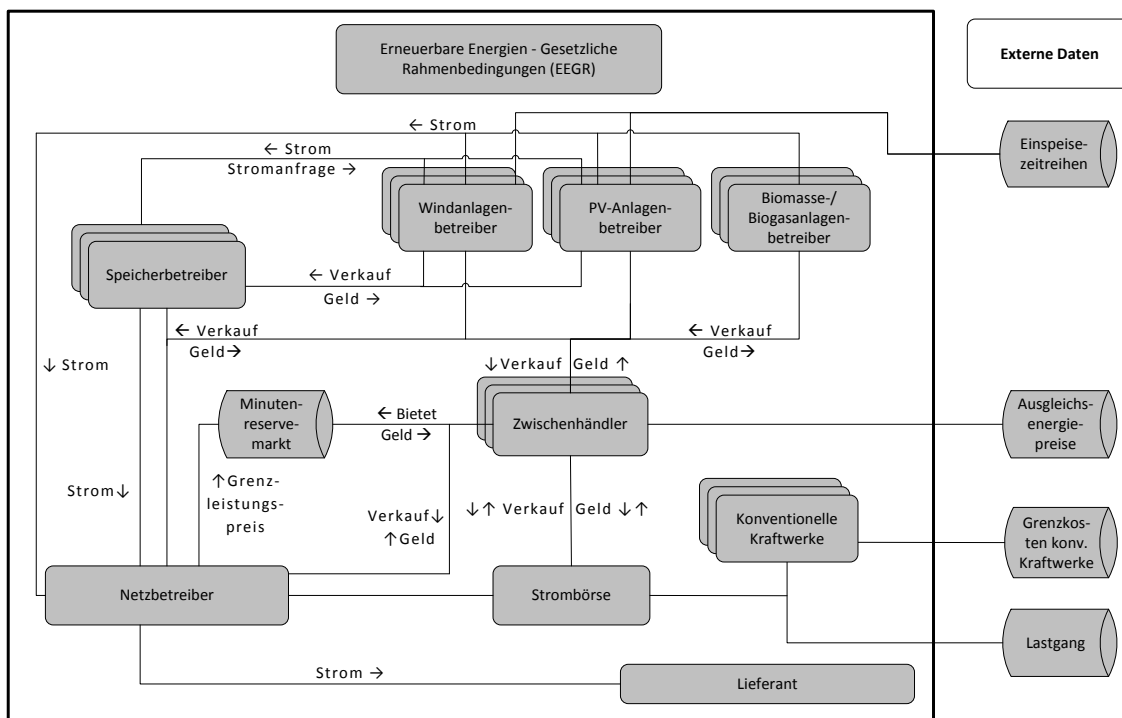


Abbildung 4-1: AMIRIS Gesamtmodellstruktur

4.3.2 Simulationssteuerung

Die Simulationsumgebung RePast ist ein rundenbasiertes Simulationssystem. In den Kontext der Simulation eingebundene Agenten (vgl. Abbildung 4-2), können ihre Methoden bei der Ablaufsteuerung von RePast in jedem beliebigen Zeitschritt der Simulation priorisiert zur Ausführung anmelden. Falls mehrere Agenten in einem Zeitschritt Methoden gleicher Priorität zur Ausführung anmelden, entscheidet RePast zufällig, in welcher Reihenfolge diese ausgeführt werden.

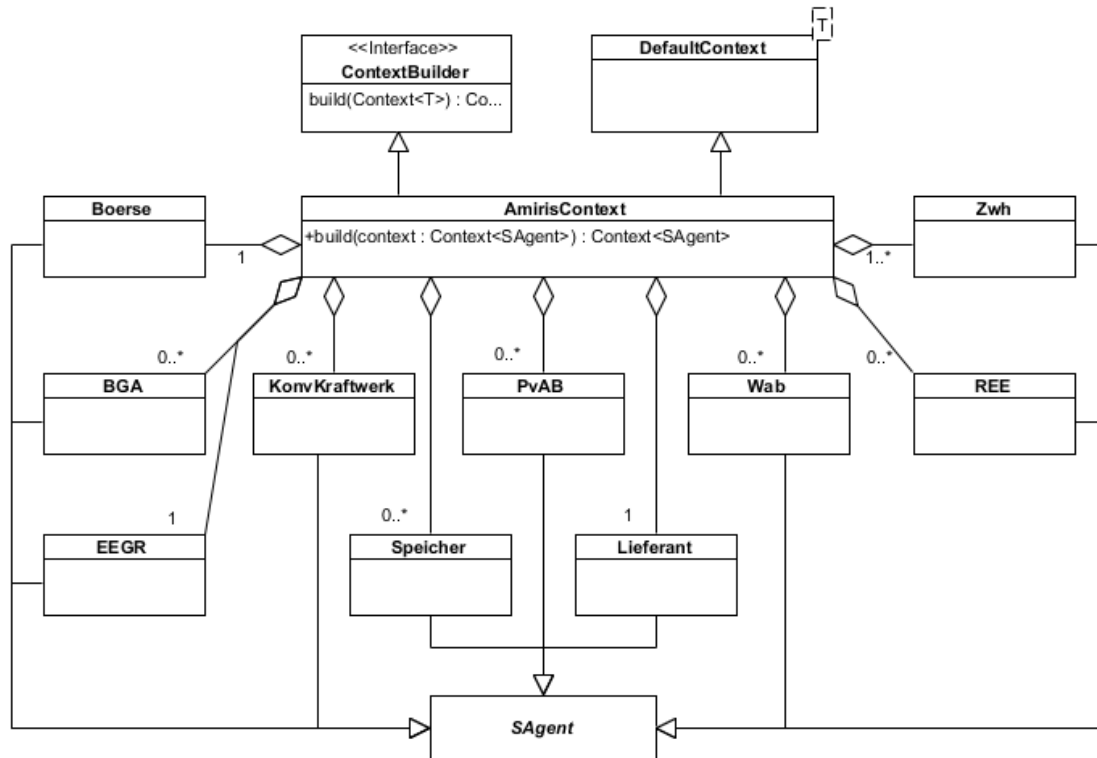


Abbildung 4-2: Das Simulationsmodell AMIRIS als UML-Klassendiagramm

Zur Simulationssteuerung wurden eine agenteninterne Simulationszeit und ein prioritätsgesteuerter Taktmechanismus eingeführt, die von der Klasse „SAgent“ (siehe Abbildung 4-3), die alle AMIRIS-Agenten implementieren müssen, verwaltet werden.

Die agenteninterne Simulationszeit erlaubt eine flexible Abbildung der RePast-Simulationsrunden auf die (derzeit stundenbasierte) Zeitführung des AMIRIS-Modells.

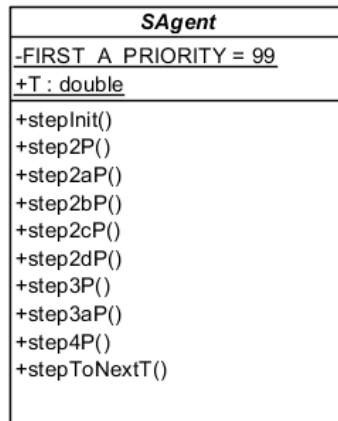


Abbildung 4-3: Klasse SAgent (Auszug)

Die Methoden werden in der Reihenfolge aufgerufen, wie sie Abbildung 4-4 aufführt. Diese Serialisierung der Simulationsschritte zu einem Zeitpunkt dient der konsistenten Berechnung der Parameter von Agenten, insbesondere derjenigen Werte, die von anderen Werten abhängig sind.

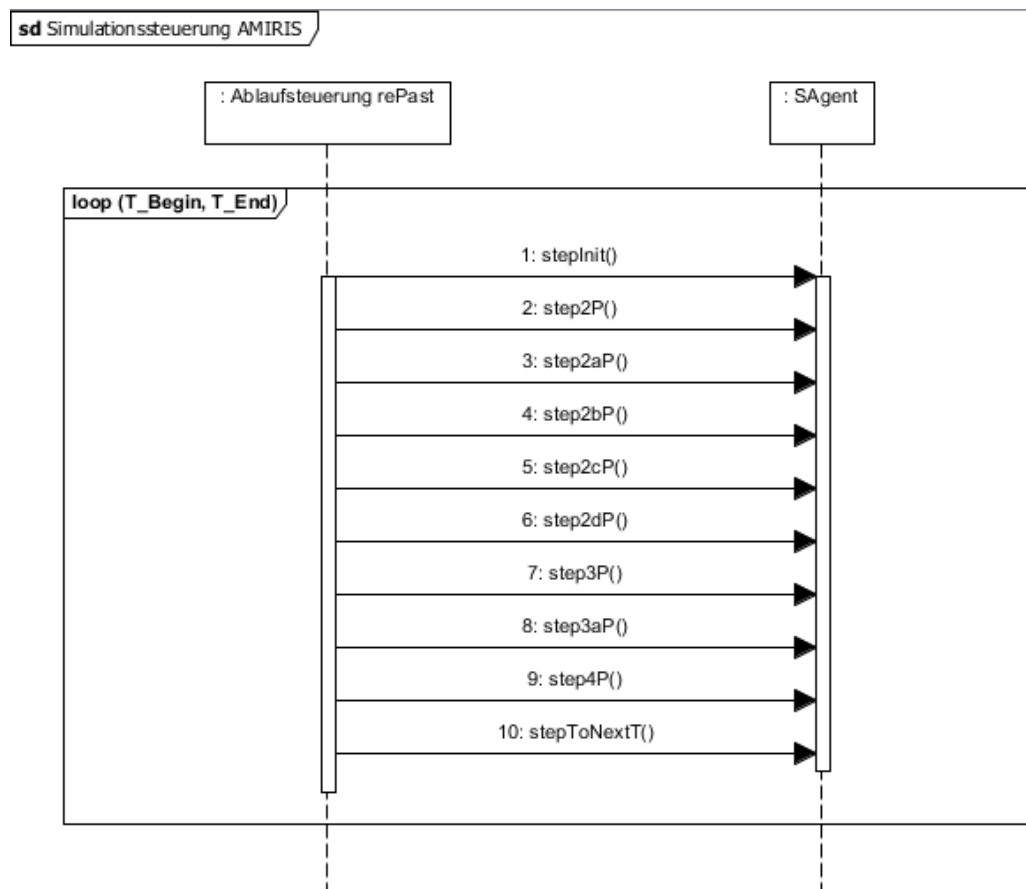


Abbildung 4-4: Serialisierte Simulationsschritte zu einem Simulationszeitpunkt T.

Folgender Grundgedanke ist in den Methoden für die Simulationsschritte verankert:

1. **stepInit**: Aktionen bei Beginn eines Simulationsschritts. Insbesondere werden Objekte erzeugt, die anderen Agenten zur Verfügung gestellt werden.
2. **step2xP**: Herstellung eines konsistenten internen Zustands der Agenten. Insbesondere werden hier die Strommengen berechnet, die von den Stromerzeugern zu einem Zeitpunkt (Stundentakt) erzeugt werden, welche Strommengen an die Zwischenhändler oder den Netzbetreiber verkauft werden oder an die Speicher gehen. Am Ende der Berechnungen ist dann bekannt, wie viel Strom zu einem Zeitpunkt im System ist, woraus dann der aktuelle Börsenpreis ermittelt wird.
3. **step3xP**: In diesen Schritten werden vor allem die Berechnungen zur Bezahlung der gelieferten Strommengen durchgeführt.
4. **step4P**: Berechnung der Gesamteinnahmen und von Leistungs- und Preisprognosen und das Treffen von Entscheidungen.
5. **stepToNextT**: alle Berechnungen die zum nächsten Zeitpunkt der Simulation wirksam werden sollen. Dies sind z.B. die agenteninterne Simulationszeit, Wechsel und Setzen von Parametern für bestimmte Ereignisse (z.B. die Vergütungsklasse), das Treffen von Entscheidungen.

4.3.3 Kommunikationsmechanismen

Die Kommunikationsmechanismen in AMIRIS erlauben den flexiblen Handel von Strom zwischen den einzelnen Akteuren. Im Mittelpunkt steht das „KommStrom-Objekt“, das alle relevanten Informationen über den Stromhandel und die daran beteiligten Akteure enthält. Ein KommStrom-Objekt kann als Stromhandelsvertrag zwischen mehreren Vertragspartnern betrachtet werden. Es wird bei Beginn einer Simulation zunächst fest vorgegeben.

Stromerzeuger bzw. Anlagenbetreiber in der AMIRIS Terminologie können ihre Strommengen direkt an den Netzbetreiber oder über ein oder mehrere Zwischenhändler vertreiben. Der Netzbetreiber und die Zwischenhändler verkaufen den Strom an der Börse und bezahlen die Stromerzeuger je nach Geschäftsmodell.

Im Laufe der Simulation können Stromerzeuger in der dynamischen Ausführung des Modells ihre Vertragspartner auch wechseln. Zwischenhändler, die mit einer Strategie zur Akquise von Stromkunden ausgestattet sind, unterbreiten Stromerzeugern Angebote (Kapitel 4.5.1.1). Je nachdem, welche Strategie implementiert ist, kann dies zufällig oder differenziert für verschiedene Gruppen von Erzeugern erfolgen. Stromerzeuger, die über eine Strategie zum Wechsel der Vertragspartner verfügen, prüfen in regelmäßigen Abständen, ob sich ein Wechsel für sie lohnt und passen gegebenenfalls ihre Stromhandelsverträge an (Kapitel 4.5.2.1).

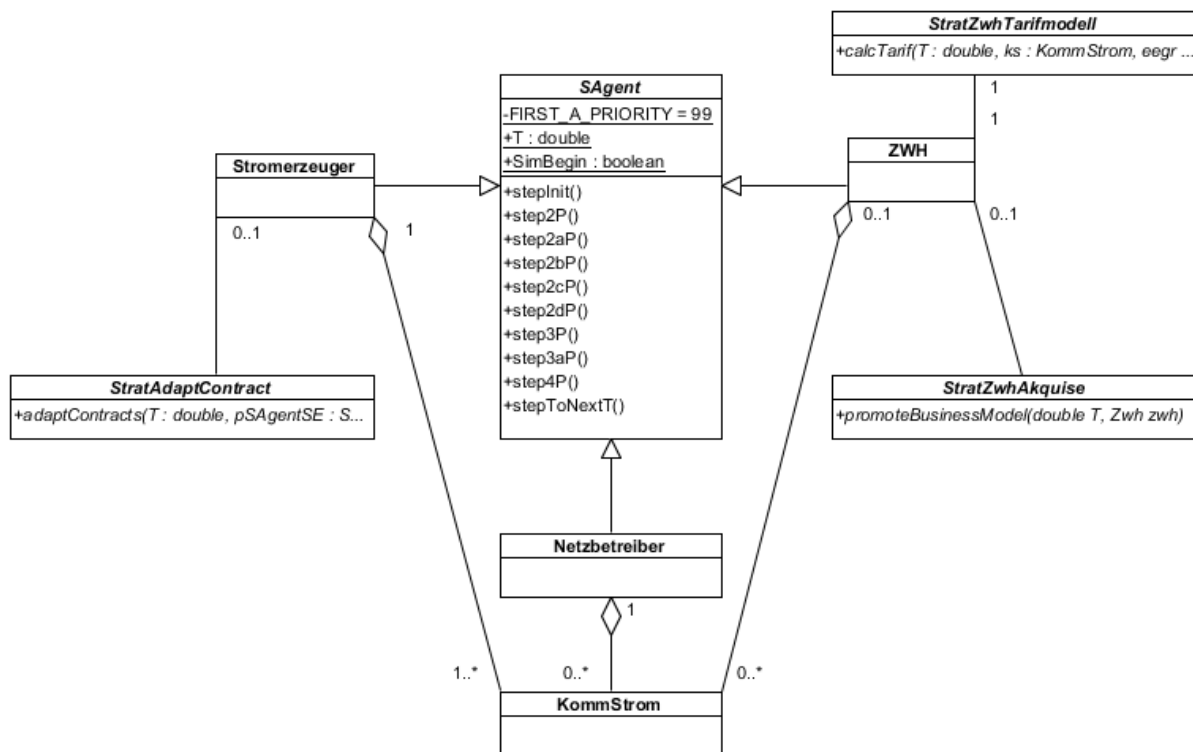


Abbildung 4-5: Statische Zusammenhänge des Kommunikationsmechanismus

4.4 Modellierung der Stromteilmärkte

Um aktuelle Diskussionen zu EE-Förderungen in AMIRIS aufzunehmen und die Abbildung von Szenario Rahmenbedingungen zu verbessern, werden im Modell drei Teilmärkte des Strommarkts neu oder vertieft abgebildet. Die Abbildung wird unter Abschnitt 4.4 diskutiert und dargestellt.

Zum ersten sollen die Börsenpreise modellendogen gebildet werden, um die Bedeutung von Änderungen wichtiger Rahmenparameter verbessert und unmittelbar aufnehmen zu können. Zu denken ist dabei besonders an die Entwicklung von Brennstoffpreisen und CO₂-Zertifikatspreisen. Zudem werden über die endogenisierten Börsenpreise auch Rückwirkungen von Verhaltensänderungen der EE-Anlagenbetreiber auf die Strompreise berücksichtigt. Darüber hinaus wird durch die Endogenisierung die Möglichkeit eröffnet, in zukünftigen Weiterentwicklungen von AMIRIS auch Flexibilitätsoptionen – wie Demand Side Management oder Speichertechnologien – abzubilden.

Zum zweiten wird untersucht, ob eine Teilnahme an Regelleistungsmärkten EE-Anlagenbetreibern zusätzliche bedeutende Erlöse verspricht. Hierzu werden Regelleistungsmärkte und Teilnahmeoptionen und -strategien von EE-Anlagenbetreibern diskutiert.

Zum Dritten sind mit einer Direktvermarktung Anlagenbetreiber oder deren Zwischenhändler für ausgeglichene Bilanzkreise verantwortlich. Um Kosten und Risiken einer Abweichung in AMIRIS zu implementieren, wird deshalb der regelzonenübergreifend einheitliche Bilanzgleichspreis (reBAP) abgebildet.

Die Modellierung dieser Teilmärkte soll dabei zielgerichtet so erfolgen, dass eine Einbettung in AMIRIS mit vertretbarem Aufwand erfolgen kann und eine Analyse der EE-spezifischen Fragestellungen ermöglicht wird. Das bedeutet, dass weder der Anspruch besteht noch das Ziel sein kann, ein komplettes detailliertes Börsenpreismodell zu entwickeln oder die Regelenenergiemärkte gesamthaft mit endogener Bestimmung der Nachfrage und aller Angebote und Abrufe abzubilden. Vielmehr soll die Modellierung ermöglichen, aus Sicht der EE-Integration wesentliche Aspekte in AMIRIS zu erfassen und deren Wirkungen in Abhängigkeit der rechtlichen Rahmenvorschriften für EE-Anlagen zu diskutieren. Mit diesem Ziel wurden die nachfolgend dargestellten Erweiterungen von AMIRIS für die Integration einer Börsenpreismodellierung, von Regelenenergiemärkten als Vermarktungsmöglichkeit für EE-Leistung sowie von Ausgleichsenergiezahlungen von EE-Direktvermarktern entwickelt.

4.4.1 Börsenmodell für Day-Ahead Spotmarkt

4.4.1.1 Beschreibung des grundlegenden Modells

Der Day-ahead-Markt wird über ein Merit-Order-Modell in AMIRIS implementiert³³. Die Abbildung 4-6 zeigt den grundlegenden Aufbau dieses Modellteils. Oben rechts in der Abbildung ist die Berechnung einer Residuallast dargestellt, die dann mit einer Merit-Order, deren Bestimmung im linken Abbildungsteil zu sehen ist, zusammengebracht wird. In stündlicher Auflösung wird daraus für die jeweilige Residuallast über die jeweilige Merit-Order für fossilen nukleare Kraftwerke der Day-ahead-Börsenpreis berechnet. Als Basisjahr wurde aus Gründen der Datenverfügbarkeit zu Beginn der Modellentwicklung das Jahr 2008 gewählt. Rahmendaten für die einzelnen Jahre der Szenariorechnungen bis 2020 werden aus dem Szenario A der BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2010 und 2012) sowie deren Datenanhang entnommen.

³³ Untersucht wurde auch eine einfache Modellierung auf Basis einer Erklärung der Börsenpreise durch die Residuallast über eine Regression (entsprechend s. S. v. Roon/M. Huber (Juni 2010): Veränderung der Residuallast – Effekte auf die Strompreise, in: Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb 3, S. 26-29, und S. v. Roon/M. Huber (16.04.2010): Modeling the spot market prices with the residual load, 5th conference on energy economics and technology, Dresden). Die Regression sowie ex-post-Simulationen zeigten eine durchaus passable Qualität. Dennoch wurde darauf verzichtet, dieses Modell weiterzuverfolgen. Ein wesentlicher Grund hierfür war, dass ein solches Modell im Gegensatz zu einem Merit-Order-Modell keine Szenario- und Sensitivitätsanalysen für wesentliche Rahmendaten – z.B. Brennstoffpreise, CO₂-Zertifikatspreise – erlaubt.

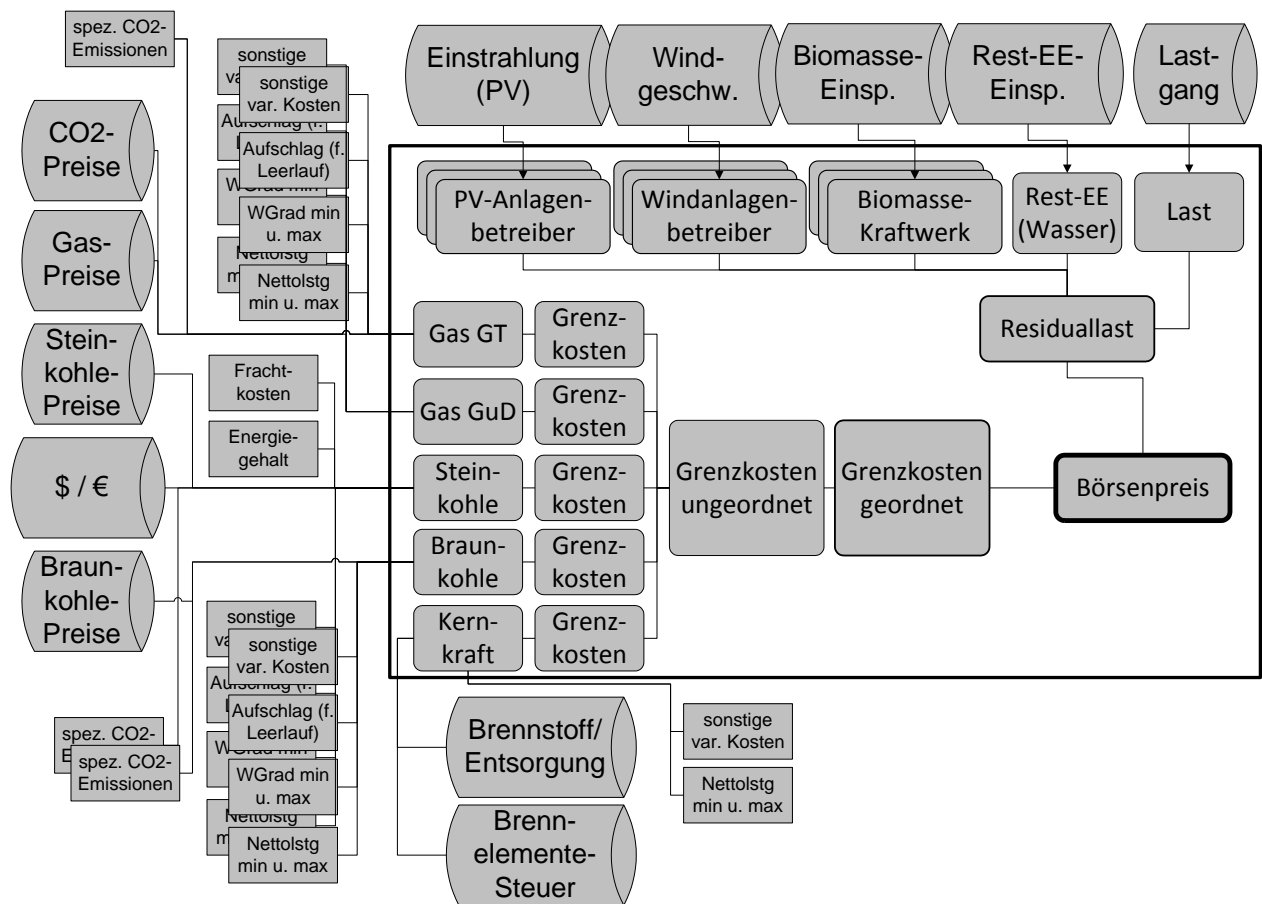


Abbildung 4-6: Flussdiagramm des Börsenpreismodells

Die Jahreslast wird exogen vorgegeben. Sie wird in stündlicher Auflösung von ENTSO-E übernommen. Die jährliche Gesamtverbrauchsmenge von 2011 wurde für alle Jahre bis 2020 beibehalten, da sie sich laut Nitsch et al. (2012), zumindest was die durchschnittliche Last betrifft, in diesem Zeitraum kaum ändert. Die Einspeisung aus Erneuerbaren ergibt sich aus der Summe der Einspeisung aus PV, Windkraft, Biomasse und sonstigen EE. Für Windkraft und PV werden Windgeschwindigkeits- bzw. Einstrahlungsdaten in stündlicher Auflösung herangezogen (bis einschließlich 2011 als historische Einspeisedaten von den ÜNB, ab 2012 modellendogen simuliert (siehe Kapitel 4.7.2), aus denen auf Basis der jeweils installierten Leistungen die Erzeugungsvektoren abgeleitet werden. Die Daten für Biomasse und für die restliche EE-Einspeisung basieren hingegen auf Einspeisedaten in viertelstündlicher Auflösung von 50-Hertz-Transmission, die dann auf Deutschland in stündlicher Auflösung hochgerechnet wurden und in den Rechnungen bis 2020 entsprechend den Leistungsdaten³⁴ für die hier subsumierten Technologien in den Szenarien skaliert wurden. Die Summe dieser Daten

³⁴ Innerhalb eines Jahres wird aus den Leistungen am Anfang und am Ende des Jahres eine lineare Interpolation erzeugt, die dann weiterverwendet wird.

liefert die EE-Einspeisung, die aufgrund des Vorrangs für Strom erneuerbare Energien und der geringen Grenzkosten zuerst zur Lastdeckung herangezogen wird³⁵. Dies kommt dadurch zum Ausdruck, dass diese Summe von der Last abgezogen wird – das Resultat ist die „Residuallast“ –, um damit die Nachfrage nach fossil-nuklear erzeugtem Strom zu erhalten.

Die Angebotskurve für fossil-nuklear erzeugten Strom wird wie folgt bestimmt:

Unterschieden wird zwischen Erzeugung aus fossilen und nuklearen Energieträgern. Die Erzeugung aus fossilen Energieträgern wird wie folgt abgebildet:

- Unterschieden wird zwischen den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle und Erdgas, wobei Erdgas nochmals in GuD- und GT-Technologien unterteilt wird.
- Für jeden der Energieträger werden Brennstoffkosten ermittelt. Im Referenzjahr 2008 basieren diese für Steinkohle und Erdgas auf den Börsenpreisen in täglicher Auflösung³⁶. Braunkohlepreise werden, da Braunkohle aufgrund seiner geringen Energiedichte nur begrenzt gehandelt wird, aus DLR (Dezember 2010) übernommen. In den Szenarien kann für jeden der drei Energieträger ein Jahresanfangs- und -endwert eingegeben werden, aus denen dann stündliche Werte per linearer Interpolation bestimmt werden.
- Über die Wirkungsgrade für jede unterschiedene Technologie wird aus den gesamten soweit ermittelten Brennstoffkosten der brennstoffspezifische Beitrag zu den Grenzkosten ermittelt. Dabei kann für jede Technologie in jedem Jahr ein minimaler und maximaler Wirkungsgrad angegeben werden.
- Auf die Brennstoffkosten kann jeweils ein prozentualer als auch ein absoluter Aufschlag festgesetzt werden, um z.B. Transportkosten oder Anfahrkosten zu berücksichtigen.
- Preise für CO₂-Zertifikate (CARBIX) in täglicher Auflösung wurden für das Referenzjahr verwendet und in eine stündliche Auflösung überführt. Über die brennstoffspezifischen CO₂-Emissionen pro Energiegehalt werden CO₂-Zertifikatskosten errechnet und zu den anderweitigen Brennstoffkosten hinzugezählt. In den Szenariorechnungen kann entweder ein Vektor für CO₂-Emissionszertifikate in täglicher Auflösung eingesetzt werden oder ein Anfangs- und Endwert jeden Jahres angegeben werden, woraus für jede Stunde eines Jahres ein Wert durch lineare Interpolation berechnet wird. Hier wurde das letztgenannte Vorgehen verwendet.

³⁵ Die EE-Einspeisung in diesem Sinne enthält auch die nicht EEG-geförderte Stromerzeugung, die größtenteils aus Wasserkraft stammt. Aufgrund der geringen Grenzkosten der Stromerzeugung aus Wasserkraft und der relativ geringen zeitlichen Verschiebbarkeit der Erzeugung in Laufwasserkraftwerken stehen diese in der Merit-Order vor fossil-nuklearen Kraftwerken und können deshalb ebenso behandelt werden wie EEG-geförderte Anlagen.

³⁶ Für Steinkohle wurde der ARA Month Future verwendet. Dabei wurde für jeden Handelstag der nächstfällige Future herangezogen, an Nichthandelstagen der letzte vorhergehende Preis. Über den Wechselkurs €/€ und den Energiegehalt pro Tonne wurde der Preis von \$/t in €/MWh umgerechnet. Für Erdgas wurde das ungewichtete Mittel aus den EEX-Preisen für die beiden Marktgebiete GUD und NCG verwendet. Für Steinkohle und Erdgas wird dabei davon ausgegangen, dass die Kraftwerksbetreiber die Brennstoffkosten über Opportunitätskosten bestimmen.

- Über einen absoluten Aufschlag auf jede erzeugte MWh Strom können weitere Grenzkostenkomponenten erfasst werden. Die Werte können wieder jeweils für Anfang und Ende eines Jahres angegeben werden, woraus stündliche Werte linear interpoliert werden.
- Schließlich ist für jede Technologie und jedes Jahr die verfügbare Leistung anzugeben.

Mit diesem Vorgehen erhält man für jede der unterschiedenen fossilen Techniken stündlich aufgelöste Grenzkostenkurven.

Bei der nuklearen Stromerzeugung wird zur Bestimmung der Grenzkosten in stündlicher Auflösung wie folgt vorgegangen:

- Die verfügbare Leistung ist für Anfang und Ende jeden Jahres anzugeben. Über das Jahr wird diese linear auf Stunden interpoliert.
- Die Grenzkosten werden als Brennstoff- und Entsorgungskosten sowie sonstige variable Kosten pro erzeugte Strommenge angegeben.

Aus den so ermittelten Grenzkosten für die fünf unterschiedenen Techniken wird eine Merit-Order-Kurve in stündlicher Auflösung gebildet. Durch einen Vergleich mit der Residuallastkurve wird der stündliche Börsenpreis ermittelt.

Die Modellergebnisse wurden mit den Börsenpreisen für das Jahr 2008 verglichen. Es zeigt sich, dass das Modell gut in der Lage ist, den durchschnittlichen Börsenpreis widerzugeben. Allerdings wird dabei die Varianz unterschätzt. Insbesondere die höchsten und niedrigsten Börsenpreise werden nicht erreicht (siehe Kapitel 5.2.1).

Im Kontext von Szenarienrechnungen mit AMIRIS kann die Volatilität der Börsenpreise eine wichtige Rolle spielen. Deshalb ist für eine Weiterentwicklung insbesondere zu erwägen, die künftigen Brennstoffpreise über stochastische Modelle abzuschätzen.

Das beschriebene Modell kann also die Day-ahead-Börsenpreise akzeptabel beschreiben. Da allerdings die Extremwerte betragsmäßig deutlich reduziert werden und die Frage der Reaktion von EE-Anlagenbetreiber auf negative Preise unter verschiedenen Rahmenbedingungen beantwortet werden soll, werden aufsetzend auf das eben dargestellte Merit-Order-Modell negative Börsenpreise eigens implementiert.

4.4.1.2 Zu einer überschlägigen Modellierung negativer Börsenpreise

Nach theoretischen Überlegungen entstehen negative Börsenpreise dann, wenn ein merklicher Anteil der Erzeuger erwartet, dass ein weiteres Herunterfahren oder das Abschalten ihres Kraftwerks aufgrund der Inflexibilitäten des Kraftwerks zu geringeren Gewinnen oder größeren Verlusten führt als ein vorübergehender Verkauf unter null Euro, der den Betreibern gleichzeitig aber höhere Deckungsbeiträge in den die negativen Preise umgebenden

Stunden ermöglicht. Weitere Inflexibilitäten können darin bestehen, dass ein KWK-Heizkraftwerk Strom erzeugen muss, um die nachgefragte Wärmemenge zu liefern, weil Wärmespeicher oder Spitzenlastkessel nicht die erforderliche Leistung aufweisen, um die Wärme ohne Stromerzeugung bereitstellen zu können. Als weitere Möglichkeit von sogenannten Must-Run-Units sind fossil-nukleare Kraftwerke zu beachten, die laufen müssen, um notwendige Systemdienstleistungen zu erbringen (Consentec u.a., 20.01.2012). Sobald die Residuallast sich dieser Leistung annähert, wird der Vorrang von EE-Strom durchbrochen und EE-Anlagen werden vor fossilen Anlagen abgeschaltet, um Systemsicherheit zu gewähren. Insofern als die Netzbetreiber sich entsprechende Leistungen vertraglich sichern, kann dies zu negativen Preisen beitragen. Ein unmittelbarer Zusammenhang mit negativen Preisen ist allerdings nur bedingt gegeben, da eine solche Abregelung Erneuerbarer Energien durchaus bei höheren Börsenpreisen erfolgen kann und Inflexibilitäten des Kraftwerksparks auch bei höheren Leistungen zu negativen Preisen führen können. Die Literatur zeigt, dass die Leistung von Must-Run-Units nicht ohne weiteres zu bestimmen ist, und dass sie auch situationsabhängig ist. Verbunden damit ist auch die Schwierigkeit, gut fundierte Daten für Szenarien zur Entwicklung von Must-run-Kapazitäten zu finden. Insofern bereitet ein Ansatz über Must-Run-Units schon aufgrund der Datenlage Probleme.

Negative Börsenpreise resultieren demnach aus Inflexibilitäten des fossil-nuklearen Kraftwerksparks, die es diesem nicht erlaubt, der Volatilität der Residuallast zu folgen. Um Börsenpreise unter Grenzkosten oder gar unter null abzubilden, wäre demnach eine dynamische intertemporale Einsatzplanung der Kraftwerke erforderlich, die sowohl das dynamische Verhalten einzelner Kraftwerke mit ihrem jeweiligen Betriebszustand als auch das Portfolio der jeweiligen Erzeuger berücksichtigt. Eine solche sehr detaillierte Berechnung ist im Rahmen von AMIRIS nicht sinnvoll und kurzfristig auch nicht durchführbar, da das Modell andere Erkenntnisziele verfolgt, es mit einer solchen komplexen Dynamisierung sehr unübersichtlich zu werden droht und erheblich Ressourcen für eine solche Erweiterung erforderlich wären. Da sehr niedrige oder negative Börsenpreise aber in der Diskussion zur Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien eine bedeutende Rolle spielen, ist ihre Abbildung in AMIRIS wünschenswert, um die Reaktion von EE-Anlagen auf negative Preise unter verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingungen zu erkunden. Dafür ist also ein relativ einfaches Verfahren zu entwickeln, das dennoch in der Lage ist, grundlegende Zusammenhänge zu berücksichtigen, um zu erwartende einschlägige Entwicklungen bis 2020 abzubilden. Variationen können dann gegebenenfalls über Sensitivitätsrechnungen Eingang finden. Stattdessen werden zuerst Besonderheiten beschrieben, die im Jahr 2011 bei negativen Preisen vorlagen (Nicolosi et al., 2010).

Verglichen werden Durchschnittswerte einiger wichtiger Größen im Jahr 2011 mit den Durchschnittswerten dieser Größen, die sich bei nichtpositiven Börsenpreisen ergeben (s. Tabelle 4-1). Dabei ist allerdings zu beachten, dass nur in 17 Stunden des Jahres 2011 nicht-

positive Börsenpreise vorlagen. Aufgrund dieser geringen Anzahl ist aus Gründen der Stochastik bereits mit merklichen Abweichungen der Durchschnittswerte zu rechnen. Umso wichtiger wird die Frage, ob die Ergebnisse plausibel sind.

Tabelle 4-1: Vergleich von Durchschnittswerten für 2011 mit Werten bei negativen Strompreisen.

	Durchschnitt 2011	Durchschnitt 2011 bei Börsenpreisen ≤ 0
Last (in MW)	55961	45343
Einspeisung Wind (in MWh)	5064	14914
Einspeisung Solar (in MWh)	2117	745
Residuallast (in MW)	48780	29684
NRV Mengensaldo (in MW)	-428	-1512
reBAP (€/MWh)	32,92	2,51

Die Tabelle zeigt, dass sich Stunden mit negativen Börsenpreisen dadurch auszeichnen, dass in ihnen fossil-nukleare Kraftwerke relativ wenig erzeugen (die Residuallast ist relativ gering), und dass eine unerwartet relativ hohe Gesamterzeugung oder ein unerwartet relativ niedriger Verbrauch vorliegen (der Netzregelverbund (NRV)-Mengensaldo ist bei negativen Preisen negativ und betragsmäßig größer als im Durchschnitt³⁷).

Dies ist sehr plausibel, da bei niedriger Erzeugung Flexibilitäten des Kraftwerksparks tendenziell kleiner werden: Dann sind vornehmlich weniger flexible Grundlastkraftwerke in Betrieb, die nahe an der Mindestleistung fahren und deshalb relativ geringe weitere Drosselungen ermöglichen, die auch noch durch eine Verpflichtung, negative Regelenergieleistung bereit zu halten, weiter beeinträchtigt sein könnte (Nicolosi et al., 2010, S. 23f.). Selbst erwartete vorübergehende Lastverringerungen können dann weniger gut nachgefahren werden, was negative Preise bewirken kann. Entsprechend dieser Argumentation sind bei negativen Börsenpreisen auch die Last geringer und die Windeinspeisung höher als im Jahresdurchschnitt. Die zu Zeiten negativer Börsenpreise niedrigere PV-Einspeisung dürfte hingegen nur zeitliche Schwankungen der Last auffangen. PV-Strom wird um die Mitte des Tages erzeugt, wenn eine relativ hohe Last vorliegt; hingegen fallen Zeiten niedriger Last vornehmlich in die Nacht- und Morgenstunden, also in Zeiten, in denen naturgemäß kein oder wenig PV-Strom erzeugt wird.

Die Werte des NRV-Mengensaldos weisen auf einen unerwarteten Angebotsüberschuss hin, wie er z.B. durch eine unerwartet hohe Windeinspeisung entstehen kann. Allerdings ist der Zusammenhang mit den hier relevanten *Day-ahead*-Börsenpreisen nicht deutlich. Schließlich

³⁷ Der NRV-Mengensaldo gibt an, wie stark die IST-Erzeugung vom Fahrplan abweicht. Ein Minuszeichen indiziert dabei eine Überspeisung der bundesweit aggregierten Bilanzkreise.

werden die Kontrakte am Vortag geschlossen, also zu einem Zeitpunkt, zu dem die kurzfristigen Angebotsüberschüsse noch nicht bekannt sind. Zudem wird ein NRV-Mengensaldo durch Abruf von – hier – negativer Sekundärregelenergie und negativer Minutenreserve beseitigt. Ob, wie und inwieweit vortägige Erwartungen über die Wahrscheinlichkeit derartiger Situationen den Day-ahead-Preis beeinflussen, muss vertieft und genau untersucht werden. Bis zu einer derartigen Untersuchung wird diese Variable nicht weiter für eine Modellierung negativer Börsenpreise verwendet³⁸.

Für den Zweck einer Modellierung negativer Börsenpreis ist zudem zu beachten, dass die Daten in obiger Tabelle zwar Zeiten negativer Preise charakterisieren, aus dem Vorliegen entsprechender Muster aber nicht auf negative Preise geschlossen werden kann. So ist z.B. in Stunden negativer Börsenpreisen die Residuallast relativ niedrig, in Stunden sehr niedriger Residuallast liegen aber nicht notwendig negative Börsenpreise vor. Eine Aussage entsprechend der Letzteren benötigt man aber für die Modellierung – es müssen also hinreichende Bedingungen für negative Börsenpreise gefunden werden. So wurde beispielsweise untersucht, ob negative Börsenpreise über „Filter“ in AMIRIS eingebaut werden könnten. Konkret wurde z.B. der maximale Wert der Last in Stunden mit negativen Preisen gesucht und daraus die Bedingung formuliert, dass negative Börsenpreise nur auftreten, sofern diese Last nicht überschritten wird. Entsprechend können für andere Variablen Ober- oder Untergrenzen formuliert werden. Selbst wenn mehrere solcher Filter gleichzeitig angewendet werden, enthalten die für 2011 verbleibenden Daten immer noch überwiegend Stunden, in denen keine negativen Preise vorlagen. Dieser Ansatz erwies sich also ebenfalls als wenig hilfreich.

Deshalb wird im Weiteren mit der Residuallast weitergearbeitet³⁹. Sie bietet zumindest einen Anschluss zu den Diskussionen zu Must-Run-Units und Flexibilitäten des Kraftwerksparks. Damit kann der Ansatz zur Ermittlung negativer Börsenpreise zukünftig entsprechend dieser Diskussionen modifiziert und weiterentwickelt werden⁴⁰. Zudem ist die Wirkung der Residuallast auf Börsenpreise gut begründet und gut belegt. Der Ansatz kann in zwei Schritte zerlegt werden:

1. Eine Bestimmung von Intervallen der Residuallast, denen dann sehr geringe oder negative Börsenpreise zugeordnet werden. Dabei wird für sämtliche dieser Intervalle die Preisberechnung nach der Merit Order außer Kraft gesetzt bzw. die Merit Order entsprechend verändert.

³⁸ Auch der regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichspreis (reBAP) wird nicht weiter betrachtet. Dass er in Zeiten negativer Börsenpreise niedriger als in anderen Stunden ist, kann als unmittelbares Resultat des niedrigen NRV-Mengensaldos aufgefasst werden, da diese beiden Variablen stark positiv korreliert sind.

³⁹ Es wurden auch Regressionen zu Erklärungen des Börsenpreises geprüft; allerdings führten die resultierenden Gleichungen für 2011 nie zu negativen Börsenpreisen. Deshalb werden sie hier nicht näher beschrieben und auch im Weiteren nicht verwendet.

⁴⁰ Dabei können auch EE-Vermarktungspflichten nach Ausgleichsmechanismusverordnung berücksichtigt werden.

2. Eine Beschreibung der Annahmen, wie sich diese Intervalle bis 2020 entwickeln.

Zu 1.: Für die Bestimmung der Intervalle wird unterstellt, dass die Residuallast notwendige und hinreichende Bedingungen für geringe und insbesondere negative Börsenpreise liefert. Um geringen bzw. negativen Börsenpreisen Residuallastintervalle zuzuordnen, werden zuerst für das Jahr 2011 die Häufigkeiten niedriger Preise (≤ 5 €/MWh) in Intervallen ermittelt (s. Tabelle 4-2).

Tabelle 4-2: Häufigkeit niedriger Börsenpreise im Jahr 2011.

Börsenpreisintervalle	Häufigkeit
≤ -30 €/MWh	4
> -30 €/MWh und ≤ -10 €/MWh	3
> -10 €/MWh und ≤ -5 €/MWh	2
> -5 €/MWh und ≤ 0 €/MWh	8
> 0 €/MWh und $\leq 2,5$ €/MWh	9
$> 2,5$ €/MWh und ≤ 5 €/MWh	10

Sodann werden die Residuallasten aller Stunden im Jahr 2011 aufsteigend geordnet. Entsprechend der Verteilung der Häufigkeiten der Börsenpreise werden aus dieser Ordnung Intervalle der Residuallasten bestimmt, die genau diesen Häufigkeiten der niedrigen Börsenpreise entsprechen. Hier wird also die Annahme verwendet, dass die Residuallast notwendige und hinreichende Bedingungen für negative bzw. niedrige Börsenpreise liefert. Die resultierenden Residuallastintervalle sind in Tabelle 4-3 ersichtlich.

Tabelle 4-3: Aus den Häufigkeiten aus Tabelle 4-2 sich ergebende Residuallastintervalle im Jahr 2011.

Häufigkeit	Residuallast
4	$\leq 21,5$ GW
3	$> 21,5$ GW und $\leq 21,9$ GW
2	$> 21,9$ GW und $\leq 22,7$ GW
8	$> 22,7$ GW und $\leq 23,4$ GW
9	$> 23,4$ GW und $\leq 24,5$ GW
10	$> 24,5$ GW und $\leq 25,2$ GW

Als letztes werden schließlich in Tabelle 4-4 den Residuallastintervallen entsprechend der Häufigkeit ihres Auftretens Börsenpreise zugeordnet, wodurch sehr niedrige/negative Börsenpreise in AMIRIS abgebildet werden können. Die Spalten der Tabelle 4-4 ergeben sich aus den entsprechenden Spalten in Tabelle 4-3 und Tabelle 4-2, wobei für jedes Börsen-

preisintervall der mittlere Börsenpreis eingesetzt wurde. Für das Intervall (>0 GW und $\leq 21,5$ GW) wurde der Börsenpreis entsprechend der 2011-Daten ermittelt: Von den vier Börsenpreisen liegen drei zwischen -34 und -37 €/MWh, der vierte Börsenpreis (mit -551 €/MWh) wird als Ausreißer betrachtet. Ein Wert von -35 €/MWh für dieses Intervall erscheint daher angemessen. Als Ergänzung wird für nichtpositive Residuallasten, die 2011 nicht zu beobachten waren, ein Wert von -100 €/MWh eingefügt, um auch der zukünftig zu erwartenden deutlichen Reduktion von Residuallasten Rechnung zu tragen.

Tabelle 4-4: Zuordnung von Börsenpreisen zu Residuallastintervallen für das Jahr 2011.

Residuallastintervall	Zugeordnete Börsenpreise
≤ 0 GW	- 100€/MWh
> 0 GW $\leq 21,5$ GW	-35 €/MWh
$> 21,5$ GW und $\leq 21,9$ GW	-20 €/MWh
$> 21,9$ GW und $\leq 22,7$ GW	-7,5 €/MWh
$> 22,7$ GW und $\leq 23,4$ GW	-2,5 €/MWh
$> 23,4$ GW und $\leq 24,5$ GW	1,25 €/MWh
$> 24,5$ GW und $\leq 25,2$ GW	3,75 €/MWh

Zu 2.: Die Residuallastintervalle des Jahres 2011 sind nun für Szenarien bis zum Jahr 2020 zu festzulegen. Ausgangsbasis für eine Schätzung der Entwicklung ist die technische Mindestleistung fossil befeuerter oder nuklearer Kraftwerke. Sie wird auf 40-55 % der jeweiligen Nennleistung geschätzt (Consentec 2012, S.32ff. und S.56; Ziems 2011, Folie 10, und IWES 2010, S. 13). Aufgrund der relativ hohen Anfahrkosten von Braunkohlekraftwerken und Kernkraftwerken⁴¹ ist besonders deren Leistung ein naheliegender Indikator für Inflexibilitäten. Verwendet man deren installierte Nennleistung – nach Leitstudie 2011 - und bestimmt daraus die Mindestleistung als 50% der Nennleistung, dann ergeben sich inflexible Leistungen entsprechend der Spalte 2 in Tabelle 4-5. Dies ist selbstverständlich nur eine Näherung, da inflexible Leistungen des Kraftwerksparks von der Situation in der jeweiligen Stunde abhängen. Aufgrund von u.a. Revisionen, Verpflichtungen zur Bereitstellung von Regelenergie, Erwartungen über den Lastverlauf können die entsprechenden Leistungen deutlich variieren und sich insbesondere auch auf Steinkohlekraftwerke erstrecken. Verwendet werden im Weiteren die Werte der dritten Spalte der Tabelle 4-5. Dort ist die Entwicklung der Mindestleistung ersichtlich, wobei die Leistung im Jahr 2011 auf 1 normiert wurde. Diese Spalte soll die relative Veränderung der Inflexibilitäten von Kraftwerken erfassen. Sie wird auf die Leistungsgrenzen der Residuallast nach Tabelle 4-4 angewandt, um diese zu dynami-

⁴¹ Nach einer Abschaltung benötigen Kernkraftwerke zudem eine Genehmigung für eine Wiederinbetriebnahme.

sieren⁴². Das Ergebnis ist in Tabelle 4-6 dargestellt. Diese Zahlen können im Simulationsmodell verwendet werden, um niedrige Börsenpreise abzubilden. Dabei sollte jedoch aus der bisherigen Diskussion deutlich geworden sein, dass es sich nur um einen relativ groben ersten Vorschlag handelt, der im Rahmen der weiteren Diskussion um Must-Run-Units und der Flexibilität von fossilen Kraftwerken verfeinert werden sollte. Daneben könnte langfristig auch eine Überarbeitung im Rahmen eines detaillierteren Börsenpreismodells ins Auge gefasst werden. Für den Zweck in AMIRIS – die Reaktion von EE-Anlagenbetreiber oder deren Zwischenhändler auf negative Börsenpreise zu erfassen – wird dieser noch wenig sophistische Ansatz als ausreichend betrachtet.

Tabelle 4-5: Zeitliche Entwicklung der Mindestleistung der Braunkohle- und Kernkraftwerke.

Jahr	Mindestleistung KKW u. Braunkohle (GW; 50% der Nennleistung)	Entwicklung Mindestleistung (1,00 entspricht Jahr 2011)
2006	21,7	1,04
2007	21,8	1,05
2008	21,8	1,05
2009	21,9	1,05
2010	21,9	1,05
2011	20,8	1,00
2012	19,7	0,95
2013	18,6	0,89
2014	17,5	0,84
2015	16,4	0,79
2016	15,3	0,74
2017	14,2	0,68
2018	13,1	0,63
2019	12,0	0,58
2020	10,9	0,52
2021	10,1	0,49

⁴² Verwendet man für die Abschätzung der zeitlichen Entwicklung zusätzlich zu Braunkohle- und Kernkraftwerken auch Steinkohlekraftwerke, dann geht die inflexible Leistung künftig etwas weniger stark zurück, z.B. errechnet sich für 2021 ein Wert von 0,575 statt von 0,487.

Tabelle 4-6: Obergrenzen der Residuallastintervalle (in GW) für niedrige Preise in Jahresauflösung⁴³.

Jahr	-35 €/MWh	-20 €/MWh	-7,5 €/MWh	-2,5 €/MWh	1,25 €/MWh	3,75 €/MWh
2006	22,43	22,85	23,68	24,41	25,56	26,29
2007	22,48	22,90	23,74	24,47	25,62	26,35
2008	22,53	22,95	23,79	24,53	25,68	26,41
2009	22,59	23,01	23,85	24,58	25,74	26,47
2010	22,64	23,06	23,90	24,64	25,80	26,53
2011	21,50	21,90	22,70	23,40	24,50	25,20
2012	20,36	20,74	21,50	22,16	23,20	23,87
2013	19,23	19,58	20,30	20,93	21,91	22,53
2014	18,09	18,43	19,10	19,69	20,61	21,20
2015	16,95	17,27	17,90	18,45	19,32	19,87
2016	15,81	16,11	16,70	17,21	18,02	18,54
2017	14,68	14,95	15,50	15,98	16,73	17,20
2018	13,54	13,79	14,30	14,74	15,43	15,87
2019	12,40	12,63	13,10	13,50	14,13	14,54
2020	11,27	11,48	11,90	12,26	12,84	13,21
2021	10,47	10,66	11,05	11,39	11,93	12,27

4.4.2 Regenergiemarkt - Minutenreserve

Auf dem Regenergiemarkt können Betreiber von EEG-Anlagen, die eine Direktvermarktung wählen, oder ihre Zwischenhändler prinzipiell zusätzliche Erlöse generieren. Diese Möglichkeit soll mit AMIRIS untersucht werden. Hierzu ist es erforderlich, den Regenergiemarkt abzubilden. Entsprechend der Ausführungen in Abschnitt 2.3.3⁴⁴ beschränkt sich die Analyse auf die Minutenreservemärkte, da vornehmlich diese gegenwärtig und in naher Zukunft für EE-Anlagenbetreiber und deren Zwischenhändler attraktiv sein dürften. Da nach Äußerungen von Marktteilnehmern zumindest kleinere Händler eine Bietstrategie verfolgen, nach der sie ihren Gewinn über den angebotenen Leistungspreis erzielen und die Wahrscheinlichkeit eines Abrufs über den angebotenen Arbeitspreis niedrig halten, werden nur Leistungspreise betrachtet. Dabei geht es zum Ersten um die Abbildung der Grenzleistungspreise, also jener Preise, bis zu denen eine angebotene Leistung einen Zuschlag erhält. Zum Zweiten geht es

⁴³ Die Grenze von 0 GW zwischen -100 €/MWh und -35 €/MWh bleibt bei diesem Verfahren konstant und wird deshalb in der Tabelle nicht eigens aufgeführt.

⁴⁴ Dort auch näheres zur Regulierung der Minutenreservemärkte.

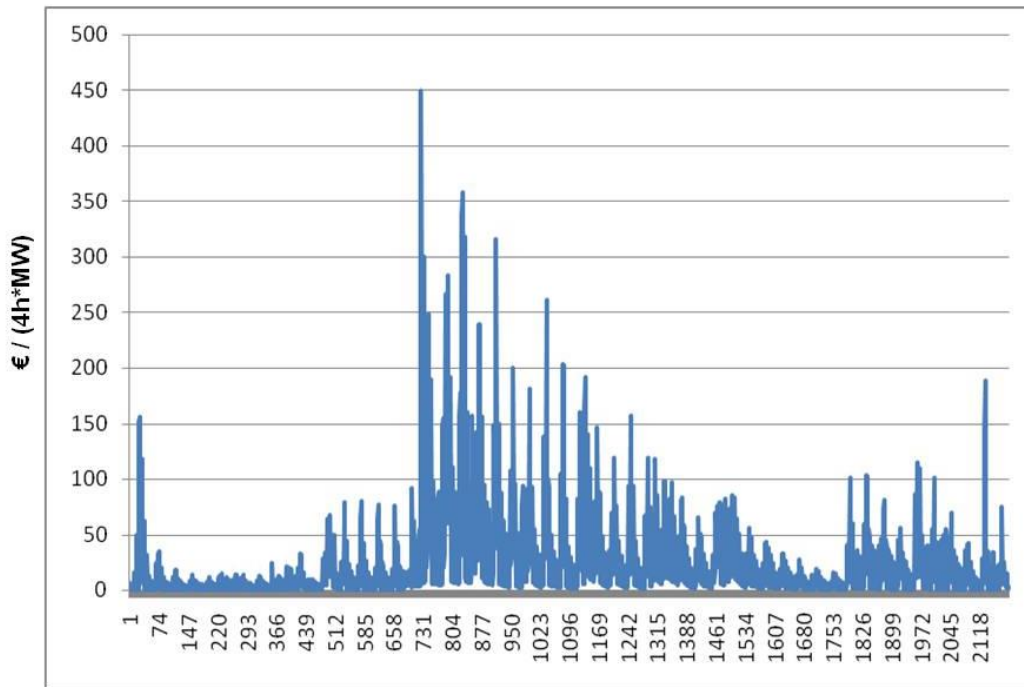
um den Leistungspreis, zu dem EE-Anlagenbetreiber oder deren Zwischenhändler Leistungen auf den Minutenreservemärkten anbieten. Um dies zu modellieren, müssen notwendigerweise zuerst die Grenzleistungspreise abgebildet werden, da diese die Wahrscheinlichkeit eines Zuschlags bestimmen, sowie die maximale Höhe der Erlöse. Entsprechend ist dieses Kapitel aufgebaut.

Zuerst werden die Grenzleistungspreise betrachtet. Als mögliche Varianten ihrer Abbildung werden Zufallszüge aus einer zu spezifizierenden Verteilung sowie Regressionen ins Auge gefasst. Deshalb werden zuerst die statistischen Eigenschaften der Grenzleistungspreise betrachtet. Dies dient auch dazu, einen Überblick über die Verteilung der Grenzleistungspreise zu geben. Anschließend werden Regressionen zur Erklärung der Grenzleistungspreise für positive und negative Minutenreserve untersucht. Auf dieser Basis wird schließlich entschieden, wie das Angebot von EE-Anlagenbetreiber oder Zwischenhändler auf den Minutenreservemärkten implementiert werden kann.

4.4.2.1 Statistische Eigenschaften der Grenzleistungspreise für positive und negative Minutenreserve

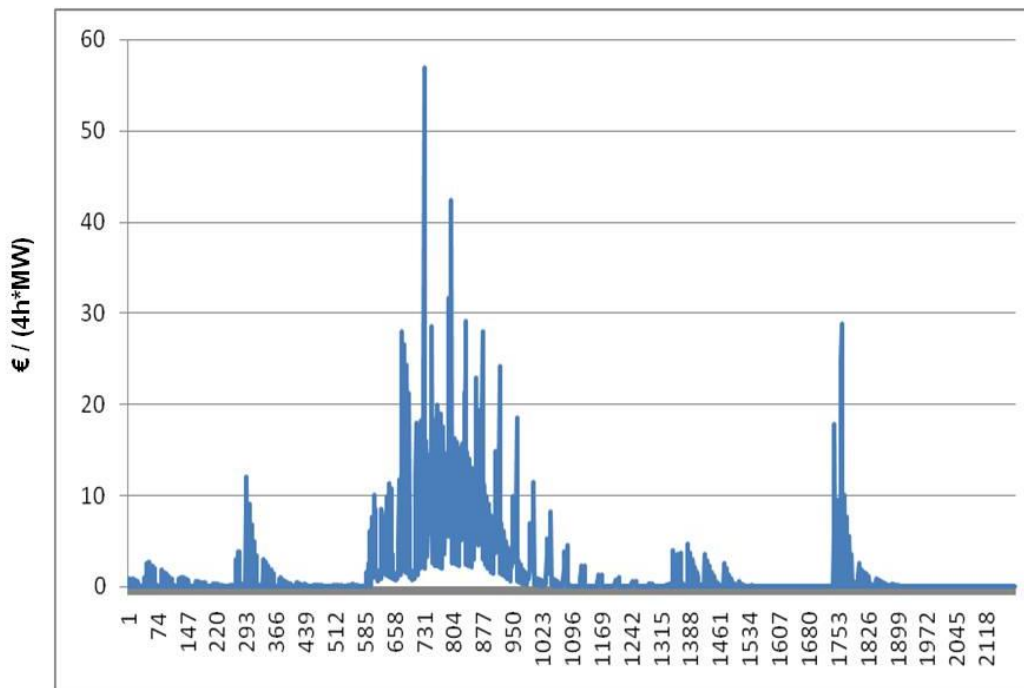
4.4.2.1.1 Überblick

Abbildung 4-7 und Abbildung 4-8 zeigen die Plots der Grenzleistungspreise für negative bzw. positive Minutenreserve für alle Ausschreibungen in der betrachteten Periode. Augenfällig ist hierbei, dass die Grenzleistungspreise nicht durch Zufallszüge abzubilden sind. Vielmehr gibt es Perioden, in denen hohe Preise oder niedrige Preise über einen längeren Zeitraum aufeinander folgen. Allerdings ist dabei auch zu beachten, dass bedeutende einmalige äußere Einflüsse zu Perioden hoher Preise geführt haben könnten. Inwieweit längerfristige Regelmäßigkeiten in den Daten auftreten, kann nicht ohne weiteres untersucht werden, da insbesondere Änderungen der Regelungen des Regelenergiemarktes auftraten (z.B. Einführung des Netzregelverbundes). Für den Zweck von Simulationen ist darüber hinaus darauf hinzuweisen, dass aktuell eine neue Festlegung für den Minutenreservemarkt in Kraft getreten ist, die teilweise allerdings erst nach einer Übergangsfrist bzw. Übergangsregelungen ab Juli 2012 wirksam wird. Insofern ist es problematisch, insbesondere länger zurückliegende Daten heranzuziehen. So können z.B. (Kurscheid und Uhlig-Düvelmeyer 2006) und (Growth et al. 2007) nicht für die Auswertung herangezogen werden, da sie u.a. die bereits überholte getrennte Ausschreibung nach Regelzonen untersuchen.



Durchgezählte Vierstundenintervalle in der Untersuchungsperiode

Abbildung 4-7: Grenzleistungspreise in €/MW für alle 4h-Scheiben negativer Minutenreserve von 01.02.2011 („1“) bis 31.01.2012 („2190“)



Durchgezählte Vierstundenintervalle in der Untersuchungsperiode

Abbildung 4-8: Grenzleistungspreise in €/MW für alle 4h-Scheiben positiver Minutenreserve von 01.02.2011 („1“) bis 31.01.2012 („2190“)⁴⁵

⁴⁵ Die außerordentlich hohen Werte in den Zeitscheiben 8-20 Uhr am 16./17./18.11.2011, die allein durch die regelzonenbezogenen Ausschreibungen Amprion zustande kamen, wurden durch die Werte ersetzt, die sich

Die bereits aus Abbildung 4-7 und Abbildung 4-8 ersichtlichen, sehr verschieden verteilten Grenzleistungspreise für negative und positive Minutenreserve sind in Abbildung 4-9 und Abbildung 4-10 verdeutlicht, die auch einen ersten Eindruck über die Verteilungen geben. Der Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve liegt deutlich über dem für positive Minutenreserve. Darüber hinaus wird die breite Ausprägung der beiden Variablen ersichtlich. Zudem fällt die hohe Anzahl von Grenzleistungspreisen von (nahe) null bei der positiven Minutenreserve auf. In der Tat ergab sich 882mal (von 2190) ein Grenzleistungspreis von null und 1354mal einer von weniger als 0,1 €/ (MW*4h). Diese große Häufigkeit von Werten nahe null bei einer gleichzeitig sehr hohen Bandbreite der Ausprägung (bis 56,87 €/ (MW*4h)) stellt eine gewisse Herausforderung bei der Suche nach einer für eine Simulation geeignete Verteilung dar. Inhaltlich ist dies ein deutlicher Hinweis, dass die Anbieter positiver Minutenreserve, die im betrachteten Jahr einen Zuschlag erhielten, häufig nicht eine Bietstrategie verfolgten, die den Arbeitspreis unberücksichtigt lässt und einen Leistungspreis wählt, der bei Zuschlag bereits einen für hinreichend erachteten Gewinn bietet (s. auch Kap. 4.4.2.1.2).

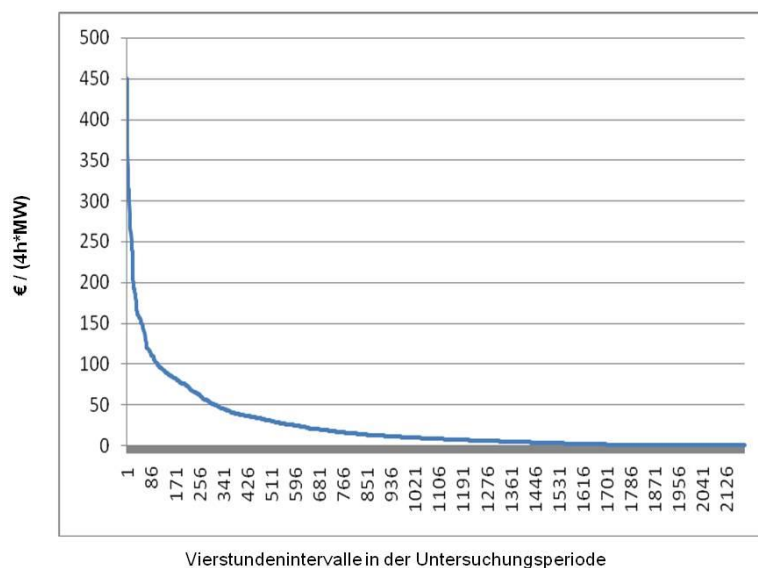


Abbildung 4-9: Abfallend geordnete Grenzleistungspreise in €/MW für alle 4h-Scheiben negativer Minutenreserve von 01.02.2011 bis 31.01.2012

In Tabelle 4-7 sind wichtige Parameter zur Verteilung der Grenzleistungspreise für positive und negative Grenzleistungspreise zusammengefasst. Die zweite bis vierte Zeile verdeutlichen den Unterschied der Grenzleistungspreise für positive und negative Minutenreserve:

ergäben hätten, falls keine regelzonenbezogene Ausschreibung erfolgt wäre. Auch weiterhin wird der so bereinigte Datensatz verwendet.

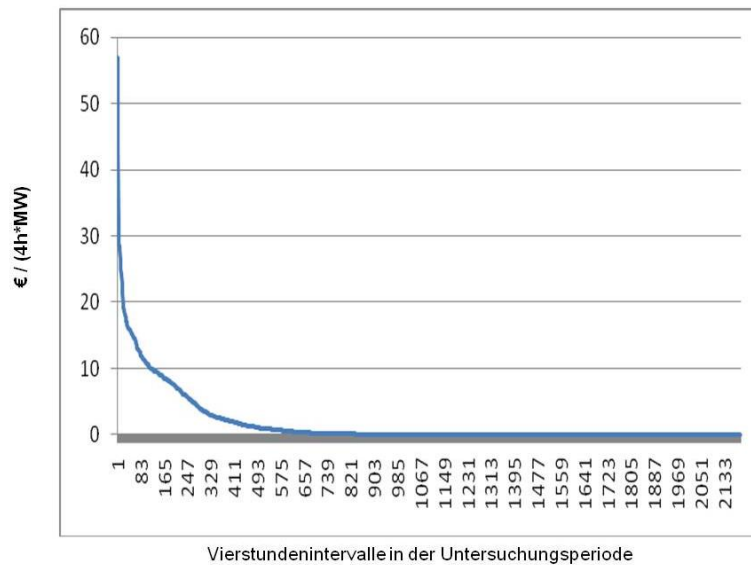


Abbildung 4-10: Abfallend geordnete Grenzleistungspreise in €/MW für alle 4h-Scheiben positiver Minutenreserve von 01.02.2011 bis 31.01.2012

Der durchschnittliche Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve liegt rund einen Faktor 14 über dem für positive Minutenreserve. Wie niedrig der durchschnittliche Grenzleistungspreis für positive Minutenreserve war, wird vielleicht am ehesten durch den Durchschnitt von 42 Cent für eine Bereitstellung einer Leistung von 1 MW für eine Stunde deutlich. Bemerkenswert ist der dazugehörige Median (der für derart verteilte Daten Vorteile im Vergleich zum Durchschnitt hat) von 0,01 €/ (MW*4h). Dabei ist die Streuung der Variablen sehr hoch, wie der Variationskoeffizient von 1,77 bzw. 2,55 zeigt. Wie bereits der Vergleich von Median und Durchschnitt indiziert, zeigt die Schiefe eine ausgeprägte rechtsschiefe Verteilung an. Die Kurtosis weist auf steilgipflige Verteilungen hin mit einer tendenziell auf extremen, doch seltenen Ereignissen basierenden Streuung.

Tabelle 4-7: Verteilungsparameter für die Grenzleistungspreise für positive und negative Minutenreserve.

		positive MR	negative MR
Jahressumme	€/ (MW*Jahr)	3707,60	51804,04
Durchschnitt	€/ (MW*4h)	1,69	23,65
Durchschnitt pro Stunde	€/ (MW*h)	0,42	5,91
Median	€/ (MW*4h)	0,01	7,73
Varianz	(€/ (MWh*4h)) ²	18,06	1755,22
Standardabweichung	€/ (MWh*4h)	4,25	41,90
Variationskoeffizient		2,51	1,77
Schiefe		4,16	3,75
Kurtosis		26,30	19,60

Zum Abschluss des Überblicks über statistische Eigenschaften der Grenzleistungspreise auf dem Minutenreservemarkt wird in den Abbildung 4-11 und Abbildung 4-12 die Autokorrelation untersucht. Für die positive Minutenreserve ist in Abbildung 4-11 nur eine deutliche Korrelation mit der vorhergehenden Zeitscheibe zu erkennen sowie eine schwach ausgeprägte Tageskomponente. Aufgrund des häufigen Grenzleistungspreises von null sind hier auch keine ausgeprägten Korrelationen zu erwarten. Für negative Minutenreserve sind neben der hohen Korrelation zur vorhergehenden Zeitscheibe auch deutlich ausgeprägte Tages- und Wochenkomponenten zu beobachten⁴⁶. Die Tageskomponente weist auf systematische Unterschiede zwischen den Zeitscheiben hin.

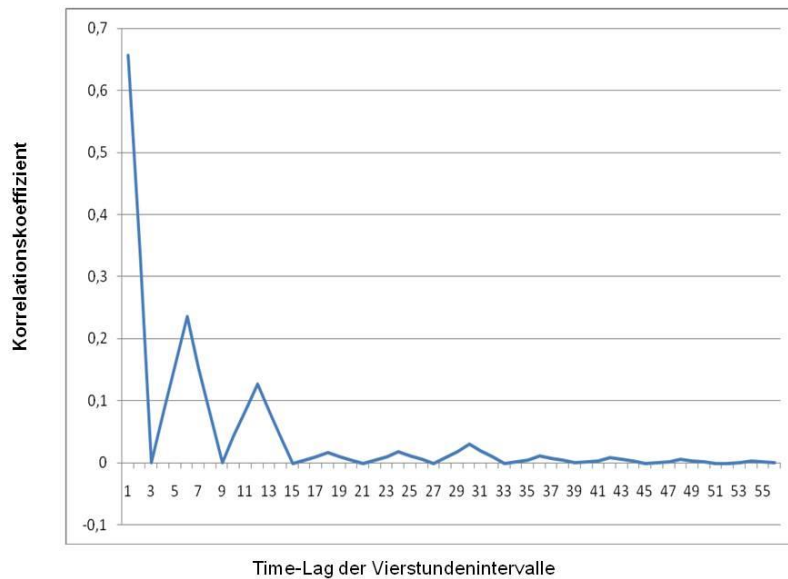


Abbildung 4-11: Autokorrelation der Grenzleistungspreise für positive Minutenreserve.

⁴⁶ Eine Modellierung der Grenzleistungspreise über eine Autoregression ist im Kontext von AMIRIS nicht angezeigt, da die Grenzleistungspreise bis 2020 abgebildet werden sollen, eine Autoregression jedoch zu einer Annäherung an den Durchschnittswert innerhalb von wenigen Wochen führt. Eine Autoregression wäre also ein erfolgversprechendes Vorgehen für kurzfristige Prognosen nicht aber für Analysen langfristiger Entwicklungen.

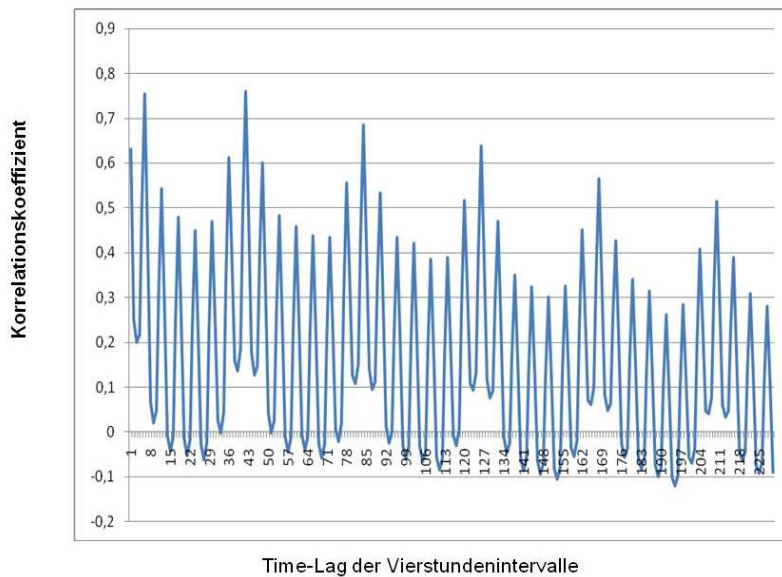


Abbildung 4-12: Autokorrelation der Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve.

4.4.2.1.2 Zeitscheiben der positiven Minutenreserve

Für die Modellierung der Minutenreserve ist die Frage relevant, ob sich die Grenzleistungspreise und deren Verteilung in den Zeitscheiben erheblich voneinander unterscheiden. Sofern dies der Fall ist – worauf die Autokorrelationskoeffizienten für positive Grenzleistungspreise hindeuten –, ist eine Modellierung ohne Berücksichtigung von Zeitscheiben problematisch. Mit diesem Ziel werden nun zuerst die positive und dann die negative Minutenreserve näher betrachtet.

Abbildung 4-13 zeigt eine eindeutige Abweichung nur für die Zeitscheibe von 0-4 Uhr: Die Werte sind für diese Zeitscheibe systematisch niedriger als für die anderen. Die anderen Zeitscheiben unterscheiden sich voneinander nicht eindeutig. Weiteren Aufschluss liefern die Verteilungsparameter in der Tabelle 4-8. Als erstes sei darauf verwiesen, dass die Zeitscheibe 0-4 in der Tat einen deutlich geringeren Durchschnitt und eine geringere Jahressumme aufweist als die anderen Zeitscheiben. In dem Zusammenhang sei hervorgehoben, dass die Grenzleistungspreise aller Zeitscheiben einen Median von nahe null besitzen. Die Durchschnittswerte sind für die Zeit von 8 bis 20 Uhr – insbesondere von 8-16 Uhr – ein wenig höher als in anderen Zeitscheiben. Für die Zeit 20-24 Uhr deuten die Schiefe und Kurtosis darauf hin, dass „Ausreißer“ nach oben besonders bedeutsam sind, was Histogramme bestätigen⁴⁷. Die überwiegend sehr niedrigen Grenzleistungspreise deuten darauf hin, dass viele Anbieter ihr Angebot inzwischen nicht mehr so wählen, dass der Leistungs-

⁴⁷ Die Histogramme werden nicht abgebildet, da sie wenig zusätzliche Erkenntnisse liefern.

preis bei Zuschlag die Wirtschaftlichkeit sichert. Vielmehr scheint der Arbeitspreis in Verbindung mit der Abrufwahrscheinlichkeit wichtig geworden zu sein. Demnach ist damit zu rechnen, dass die Bietstrategien sich in jüngster Zeit gewandelt haben oder gegenwärtig im Wandel begriffen sind. Der sich ohne Arbeitsentgelt zeigende maximale jährliche Erlös pro Zeitscheibe – falls man zu jeder Ausschreibung einer Zeitscheibe den Zuschlag zum Grenzleistungspreis erhalten hätte – von deutlich unter 1.000 €/MW ist allein nicht sehr attraktiv. Dasselbe gilt für die maximal mögliche Summe pro MW und Jahr von 3.707 €, die gezahlt worden wären, falls man in allen Ausschreibungen des Jahres für positive Minutenreserve den maximalen Leistungspreis erzielt hätte. Auch von daher scheint eine Änderung der Bietstrategie hin zu einer Berücksichtigung der Arbeitspreise plausibel.

Die genauere Betrachtung der einzelnen Zeitscheiben führt nicht unbedingt zu dem Schluss, dass für die positive Minutenreserve einzelne Zeitscheiben modelliert werden müssen. Zwar gibt es gewisse Unterschiede zwischen den Zeitscheiben, insgesamt deutet das Niveau aber darauf hin, dass die Grenzleistungspreise über alle Zeitscheiben hinweg nur in Ausnahmefällen für Anbieter attraktiv sind. Angesichts dessen scheint der Mehraufwand der Modellierung einzelner Zeitscheiben für positive Minutenreserve nicht lohnend.

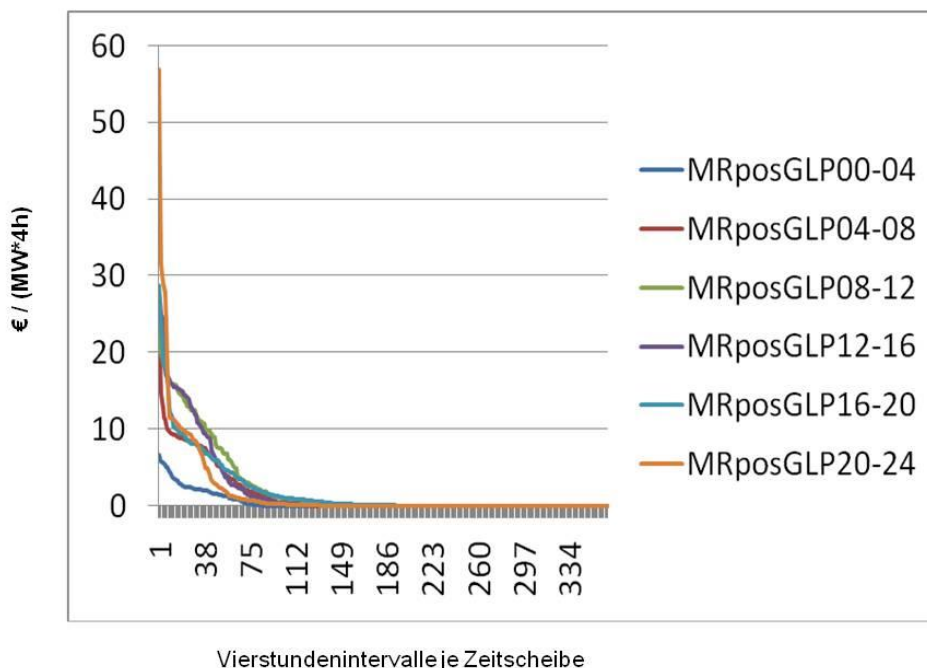


Abbildung 4-13: Abfallend geordnete Grenzleistungspreise in €/ (MW*4h) positiver Minutenreserve für alle sechs Zeitscheiben von 01.02.2011 bis 31.01.2012

Tabelle 4-8: Kennzahlen zur Verteilung der Grenzleistungspreise für positive Minutenreserve nach Zeitscheiben.

	0 bis 4 Uhr	4 bis 8 Uhr	8 bis 12 Uhr	12 bis 16 Uhr	16 bis 20 Uhr	20 bis 24 Uhr
Jahressumme	172,83	559,85	870,48	772,60	701,52	630,32
Durchschnitt	0,47	1,53	2,38	2,12	1,92	1,73
Durchschnitt pro Stunde	0,12	0,38	0,60	0,53	0,48	0,43
Varianz	1,32	10,75	22,73	24,56	16,08	30,67
Standardabweichung	1,15	3,28	4,77	4,96	4,01	5,54
Variationskoeffizient	2,43	2,14	2,00	2,34	2,09	3,21
Schiefe	2,96	2,64	2,23	2,74	3,25	5,64
Kurtosis	9,14	8,32	4,17	7,29	13,09	40,49
Median	0	0	0,1	0,01	0,1	0

4.4.2.1.3 *Zeitscheiben der negativen Minutenreserve*

In Abbildung 4-14 sind die abfallend geordneten Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve für die sechs Zeitscheiben zu sehen. Offensichtlich zeichnen sich die beiden Zeitscheiben von 0-4 Uhr und 4-8 Uhr durch durchweg höhere Preise aus. Gleichzeitig sieht die Verteilung der Preise in diesen beiden Zeitscheiben ähnlich aus. Auf deutlich niedrigerem Niveau folgt als drittes die Zeitscheibe von 20-24 Uhr. Dann kommen die drei anderen Zeitscheiben mit deutlich niedrigeren Werten. Die letztgenannten Zeitscheiben decken die Peak-Zeiten ab. Insofern legen die Daten nahe, dass negative Minutenreserveleistung außerhalb der Peakzeit relativ hohe Preise erzielt. Für die positive Minutenreserveleistung wurde bereits diskutiert, dass in der Zeit von 08-20 Uhr – also in der Peakzeit - eher höhere Preise erzielt werden, wenngleich dieser Unterschied aufgrund des geringen generellen Preisniveaus nicht ausgeprägt ist:

- Negative Minutenreserveleistung wird in Off-peak-Zeiten relativ hoch bepreist, (wobei besonders hohe Preise in den Zeitscheiben zwischen 0 und 8 Uhr erzielt werden),
- Positive Minutenreserve wird in Peak-Zeiten relativ hoch bepreist (wobei der Unterschied aufgrund des geringen Niveaus allerdings als nicht sehr bedeutend eingeschätzt wird).

Hervorgehoben sei, dass dieser negative Zusammenhang nicht erfordert, die Preise von negativer und positiver Minutenreserve interdependent zu modellieren. Vielmehr kann dieses zeitliche Muster unabhängig voneinander jeweils bei der Betrachtung der positiven bzw. negativen Minutenreserve adressiert werden. Für die negative Minutenreserve ist zu erwägen, ob zwischen Peak- und Off-Peak-Stunden unterschieden werden soll oder zwischen den Zeitscheiben von 0-8 Uhr und den anderen Zeitscheiben.

Dafür ist es hilfreich, einen Blick auf die Verteilungsparameter des Grenzleistungspreises für negative Minutenreserve zu werfen (s. Tabelle 4-9). Ein Vergleich mit den entsprechenden

Daten für positive Minutenreserve (s. Tabelle 4-8) zeigt, dass Median, Jahressumme und Durchschnitt deutlich höher liegen. Selbst die Zeitscheibe mit den geringsten entsprechenden Werten für negative Minutenreserve (8-12 Uhr) übersteigt diejenige mit den höchsten für positive Minutenreserve (8-12 Uhr) deutlich. Eine Teilnahme am Markt für negative Minutenreserve erscheint demnach als deutlich attraktiver, als eine Teilnahme am Markt für positive Minutenreserve.

Die Daten für die einzelnen Zeitscheiben für negative Minutenreserve zeigen den deutlichen Unterschied der Zeitscheiben zwischen 0 und 8 Uhr von denen zwischen 8 und 20 Uhr, wobei die Zeitscheibe von 20 bis 24 Uhr hier und auch für die im folgenden genannten Größen eine Zwischenstellung einnimmt. Die ersten zwei Zeitscheiben des Tages weisen im Vergleich zu den folgenden drei Scheiben einen um rund das sechsfache höheren Durchschnitt auf (Tabelle 4-9, Zeilen 2, 3 und 4). Auffällig ist auch, dass der Median im Verhältnis zum Durchschnitt in den ersten beiden Zeitscheiben deutlich geringer ist als in den anderen. Die damit typischerweise einhergehende geringere Schiefe zeigt sich auch in der Spalte „Schiefe“: Die ersten beiden Zeitscheiben sind deutlich weniger rechtsschief verteilt. Zudem indiziert der Variationskoeffizient eine deutlich geringere relative Streuung. Schließlich sind die Dichten der ersten beiden Zeitscheiben weniger „spitz“ als die anderen, wobei allerdings für die Scheibe 0-4 Uhr „Ausreißerwerte“ wichtiger zu sein scheinen als für die Scheibe 4-8 Uhr (s. auch den Graph MRnegGLP00-04 im Vergleich zum Graph MRnegGLP04-08 nahe der Y-Achse in Abbildung 4-14).

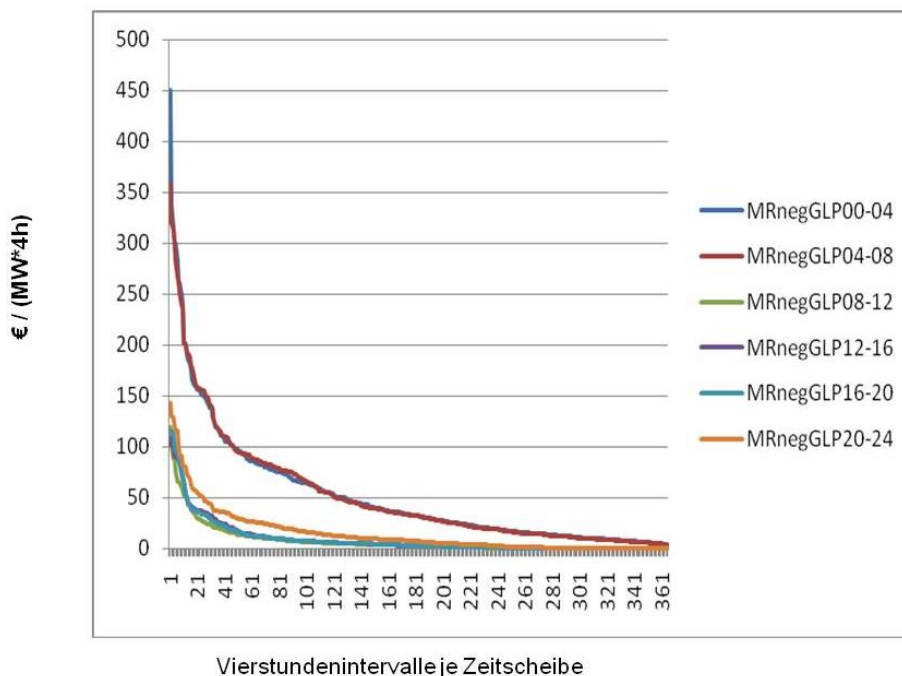


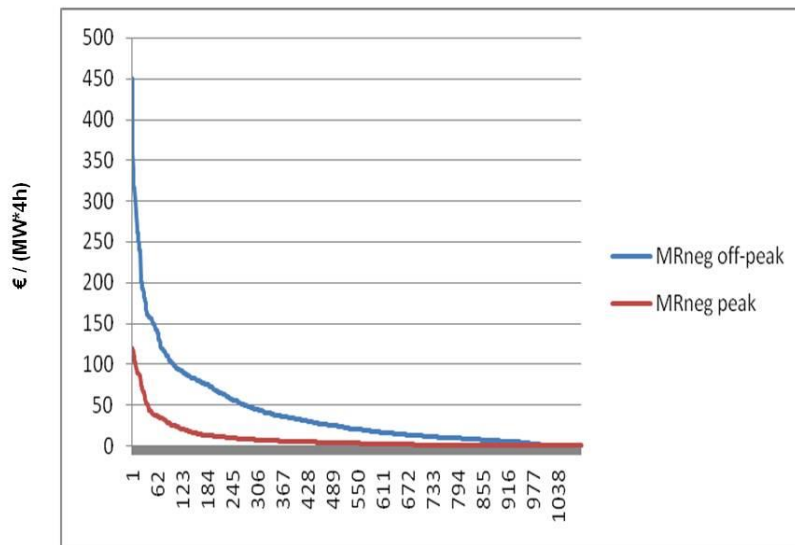
Abbildung 4-14: Abfallend geordnete Grenzleistungspreise in €/ (MW*4h) negativer Minutenreserve für alle 6-Zeitscheiben von 01.02.2011 bis 31.01.2012.

Tabelle 4-9: Kennzahlen zur Verteilung der Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve nach Zeitscheiben.

	0 - 4 Uhr	4 - 8 Uhr	8 - 12 Uhr	12 - 16 Uhr	16 - 20 Uhr	20 - 24 Uhr
Jahressumme (€/MW*Jahr)	18725,69	18803,15	2698,36	3169,24	3154,10	5253,50
Jahresdurchschnitt (€/MW*4h)	51,30	51,52	7,39	8,68	8,64	14,39
Durchschnitt pro Stunde (€/MW*h)	12,83	12,88	1,85	2,17	2,16	3,60
Median (€/MW*4h)	31,41	31,68	2,26	2,43	2,33	6,74
Varianz (€/MW*4h) ²	3515,71	3340,65	224,87	291,33	317,00	501,33
Standardabweichung (€/MW*4h)	59,29	57,80	15,00	17,07	17,80	22,39
Variationskoeffizient	1,16	1,12	2,03	1,97	2,06	1,56
Schiefe	2,74	2,34	3,97	3,45	3,85	2,95
Kurtosis	10,14	6,57	19,04	13,31	16,72	10,39

Dies legt nahe, die negative Minutenreserve in AMIRIS mindestens auf zwei Zeitscheiben aufzuteilen oder alle sechs Zeitscheiben abzubilden. Sofern nicht jede Zeitscheibe berücksichtigt werden soll, deuten die Daten auf eine Abtrennung der ersten beiden Tageszeitscheiben von den anderen vier hin. Sowohl der Durchschnitt als auch der Median legen ein anderes Anbieterverhalten in den ersten beiden Tagesscheiben im Vergleich zu den restlichen nahe. Aus Gründen der Praktikabilität, des Verständnisses und der Außenkommunikation ist aber eine Aufteilung in Off-Peak (Zeitscheiben: 00-04, 04-08 und 20-24 Uhr) und Peak-Zeiten (Zeitscheiben: 08-12, 12-16 und 16-20 Uhr) zu erwägen: Dadurch würde die Berechnung in der Aufteilung übersichtlicher und weniger fehleranfällig, da der Tag in zwei gleich große Zeitblöcke aufgeteilt würde. Peak vs. Off-Peak wird darüber hinaus häufiger verwendet, weshalb hier auch die Unterscheidung Peak vs. Off-Peak betrachtet werden soll.

Abbildung 4-15 zeigt zur Übersicht die sich daraus ergebende Verteilung der Grenzleistungspreise, wobei, wie zu erwarten, die Preise zu Off-Peak-Zeiten deutlich über denen zu Peak-Zeiten liegen. Zum Vergleich sind in Tabelle 4-10 auch wiederum die Kennwerte der beiden resultierenden Stichproben aufgeführt.



Vierstundenintervalle je peak- bzw. off-peak-Zeitscheibe

Abbildung 4-15: Abfallend geordnete Grenzleistungspreise in €/ (MW*4h) negativer Minutenreserve für Peak- und Off-Peak-Zeiten von 01.02.2011 bis 31.01.2012 (je 3 x 365 Daten).

Tabelle 4-10: Kennzahlen zur Verteilung der Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve nach Peak- und Off-Peak-Zeiten.

	Off-Peak	Peak
Jahressumme (€/ (MW*Jahr))	42782,34	9021,70
Jahresdurchschnitt (€/ (MW*4h))	39,07	8,24
Jahresdurchschnitt pro Stunde	9,77	2,06
Median (€/ (MW*4h))	19,57	2,32
Varianz (€/ (MW*4h)) ²	2759,58	278,35
Standardabweichung (€/ (MW*4h))	52,53	16,68
Variationskoeffizient	1,34	2,02
Schiefe	2,90	3,76
Kurtosis	11,31	16,25

4.4.2.1.4 Zusammenfassung zur Verteilung der Grenzleistungspreise

- Die Grenzleistungspreise für positive und negative Minutenreserve sollten unabhängig voneinander modelliert werden, da sie höchst unterschiedliche Eigenschaften aufweisen.

- Die Grenzleistungspreise für positive Minutenreserve liegen nahe bei null. Eine Teilnahme an diesem Markt erscheint deswegen als wenig attraktiv.
- Zwar zeigen sich bei Betrachtung der einzelnen Zeitscheiben für positive Minutenreserve zu Peak-Zeiten tendenziell höhere Preise als zu Off-Peak-Zeiten. Die Peak-Zeiten werden dadurch allerdings ökonomisch noch nicht interessant.
- Die Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve können ökonomisch interessant sein.
- Die Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve zeigen eine ausgeprägte Autokorrelation, die neben der unmittelbar vorhergehenden Zeitscheibe auch eine Tages- sowie eine Wochenverschiebung umfasst.
- Für die Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve wird eine Unterteilung nach Zeitscheiben für erforderlich erachtet, da die beiden Zeitscheiben von 0-8 Uhr deutlich höhere Preise aufweisen als die Zeitscheiben zwischen 8 Uhr und 20 Uhr. Die Preise für die Zeitscheibe 20 Uhr bis 24 Uhr liegen dazwischen.
- Der Untersuchung hier ist die nach Aussagen von kleineren Marktteilnehmern gängige Strategie zugrunde gelegt, über die Leistungspreise ihre Kosten zu decken und Gewinn zu erzielen und dabei die Arbeitspreise so zu setzen, dass die Wahrscheinlichkeit eines Abrufs reduziert wird. Aufgrund der niedrigen Grenzleistungspreise auf dem positiven Minutenreservemarkt erscheint fraglich, ob diese Strategie auch im Jahr 2011 verfolgt wurde oder gerade neue Bietstrategien entwickelt werden.

4.4.2.2 Regressionen zur Modellierung der Grenzleistungspreise

In diesem Abschnitt wird die Alternative untersucht, die Grenzleistungspreise für Minutenreserve über Regressionen abzubilden. Dabei werden als mögliche erklärende Variablen Größen betrachtet, die in AMIRIS in ihrer zeitlichen Dynamik ohnehin abgebildet werden. Das sichert die Umsetzbarkeit der Ergebnisse in eine Modellierung. Die Märkte für negative und positive Minutenreserve werden dabei – wie es die deskriptive Statistik nahelegt - getrennt untersucht.

4.4.2.2.1 *Schätzung des Grenzleistungspreises für negative Minutenreserve*

Um den Grenzleistungspreis in AMIRIS abzubilden, wurde eine Modellierung auf Basis einer Regression mit Fundamentaldaten untersucht. Das resultierende annehmbar aussehende Modell soll im Folgenden dargestellt werden. Verwendet wurden die Daten für das Jahr 2011.

Untersucht wurden als mögliche exogene Variablen zur Erklärung des Grenzleistungspreises für negative Minutenreserve (jeweils nach Durchschnittsbildung auf die hier relevanten vierstündigen Zeitscheiben aggregiert):

- Grenzleistungspreis für positive Minutenreserve,
- Ausgleichsenergiepreis⁴⁸,
- NRV-Mengensaldo,
- Windstromeinspeisung („Wind“),
- PV-Einspeisung (auch Summe für Windstrom und PV-Einspeisung als Einspeisung aus dargebotsabhängigen EE: „Wind+PV“⁴⁹),
- Börsenpreis (Day Ahead) und,
- Lastgang (und „Residuallastgang“ = Lastgang – „Wind +PV“)

Dabei wurde vollkommene Voraussicht angenommen, d.h. es wurden die tatsächlichen Werte zum jeweiligen vierstündigen Zeitraum verwendet. Da es hier um die Realisierung der Grenzleistungspreise geht, kann der entsprechende Zusammenhang in AMIRIS so abgebildet werden. Die Erwartungsbildung der Händler ist davon unabhängig anderweitig zu implementieren.

Verschiedene Kombinationen der exogenen Variablen wurden untersucht, wobei sich – wie bereits aus einer Betrachtung der Korrelationskoeffizienten zu vermuten war – der Lastgang als bedeutsamste exogene Variable darstellte. Als Hypothese für den Zusammenhang mit den Grenzleistungspreisen für negative Minutenreserve dient dabei: Je höher die Last ist, desto mehr flexible Kraftwerke bzw. desto mehr flexible Leistung sind ohnehin am Netz, was tendenziell den Grenzleistungspreis senkt. In Verbindung mit Lastgang ergaben insbesondere „Wind“ und „Börsenpreis“, noch zusätzliche, wenn auch relativ geringe Erklärungsbeiträge⁵⁰. Für „Wind“ kann eine zu Lastgang analoge Hypothese über den Zusammenhang aufgestellt werden: Je größer die Windeinspeisung desto weniger gesicherte und flexible Leistung ist ohnehin am Netz, was den Grenzleistungspreis steigen lässt. Für den Börsenpreis ist keine klare Hypothese zu geben: Einerseits sollten bei einem höheren Börsenpreis mehr flexible Kraftwerke ohnehin einspeisen, andererseits steigen im Falle eines höheren Börsenpreises die Opportunitätskosten eines Abrufs negativer Minutenreserve, was zu höheren Grenzleistungspreisen führen könnte. Die letzte Argumentation muss aber unvollständig bleiben, da der Arbeitspreis nicht modelliert wird, und die höheren Opportunitätskosten auch durch höhere Arbeitspreise aufgefangen werden könnten. Insofern scheint ein negativer Zusammenhang zwischen Börsenpreis und Grenzleistungspreis auf Basis gegenwärtiger Daten schlüssiger. Jedenfalls zeigt sich in den Regressionen ein negativer Zusammenhang zwischen Börsenpreisen und Grenzleistungspreisen für negative Minutenreserve, der auch bereits an

⁴⁸ Für Ausgleichsenergiepreis kommt v.a. eine andere Wirkungsrichtung in Betracht. Der erwartete NRV-Mengensaldo könnte hingegen in der Tat das Angebotsverhalten beeinflussen, da von ihm die Wahrscheinlichkeit eines Abrufs abhängt.

⁴⁹ Aufgrund der Identität mit „Wind“-„PV“ kann „Wind+PV“ nicht zusammen mit „Wind“ und „PV“ geschätzt werden. Analoges gilt für „Residuallast“ unten.

⁵⁰ Signifikant (95%) waren alle genannten Variablen in verschiedenen Kombinationen. Aufgrund einer Autokorrelation der Residuen (s.u.) sind die verwendeten Signifikanztests jedoch problematisch.

dem negativen Korrelationskoeffizient von -0,51 zu sehen ist⁵¹. Das geschätzte Modell und der Vergleich mit den Daten für 2011 werden im Folgenden kurz dargestellt.

Bei einer linearen Regression ergeben sich folgende Koeffizienten:

	<i>Koeffizienten</i>
Absoluter Term (€/MW*4h)	158,49
Wind (MW)	0,000631
Börsenpreis (€/MWh)	-0,536
Last (MW)	-0,00199

Mit folgender Regressionsstatistik, wobei auf den relativ geringen, aber noch akzeptablen Anteil der Varianzerklärung (rund: 35% der Varianz der Grenzleistungspreise) hinzuweisen ist:

<i>Regressions-Statistik</i>	
Multipler Korrelationskoeffizient	0,589
Bestimmtheitsmaß	0,347
Adjustiertes Bestimmtheitsmaß	0,346

Im Folgenden werden die Ist-Werte mit den Schätzwerten verglichen, die sich auf Basis der obigen Koeffizienten für das Jahr 2011 ergeben, wobei der geschätzte Grenzleistungspreis auf minimal 0 beschränkt wird, indem für jede Zeitscheibe das Maximum aus 0 und der Schätzung entsprechend der Koeffizienten gewählt wird.

Die folgende Tabelle zeigt, dass der Durchschnitt in der Schätzung für 2011 etwas höher ist. Dies resultiert aus dem Auf-null-Setzen der negativen Schätzergebnisse. Der Effekt ist aber nicht gravierend. Hingegen wird die Standardabweichung – also die Variation – deutlich unterschätzt wird.

⁵¹ Da andererseits Börsenpreis und Last hochkorreliert (Koeffizient: 0,70) sind, könnte sich dort auch der über die Last vermittelte Wirkungsmechanismus zeigen. Diese Korrelation spricht auch dafür, Last und Börsenpreis nicht zusammen als erklärende Variablen zu verwenden. Nichtsdestotrotz wird im Folgenden auf die erklärenden Variablen Wind, Last und Börsenpreis Bezug genommen. Eine Schätzung ohne Börsenpreis kann prinzipiell verwendet werden. Die folgenden Ausführungen gelten prinzipiell auch für diese Schätzung. Bei den Korrelationswerten und Regressionen ist die vierstündige Durchschnittsbildung der Variablen zu beachten, was aufgrund der Verringerung der Variation z.B. zu höheren Korrelationskoeffizienten führt. Die Korrelation Börsenpreis-Last in stündlicher Auflösung beträgt z.B. 0,66.

	2011 Ist	2011 Ge- schätzt
Mittelwert	23,06	25,16
Standardabweichung	41,81	21,82

Dies zeigen auch die Bias und Variance Proportions des Theilskoeffizienten, die sich auf 0,004 bzw. 0,360 berechnen. Nach (Pindyck und Rubinfeld 1998) addieren sich diese Anteile definitionsgemäß mit einem dritten – der Covariance Proportion – zu 1. Eine ideale Schätzung würde einen Covariance Proportion von 1 ausweisen. Die Höhe der Bias und Variance Proportion indiziert, ob eine Schätzung aufgrund eines Abweichens vom Mittelwert bzw. der Varianz problematisch ist.

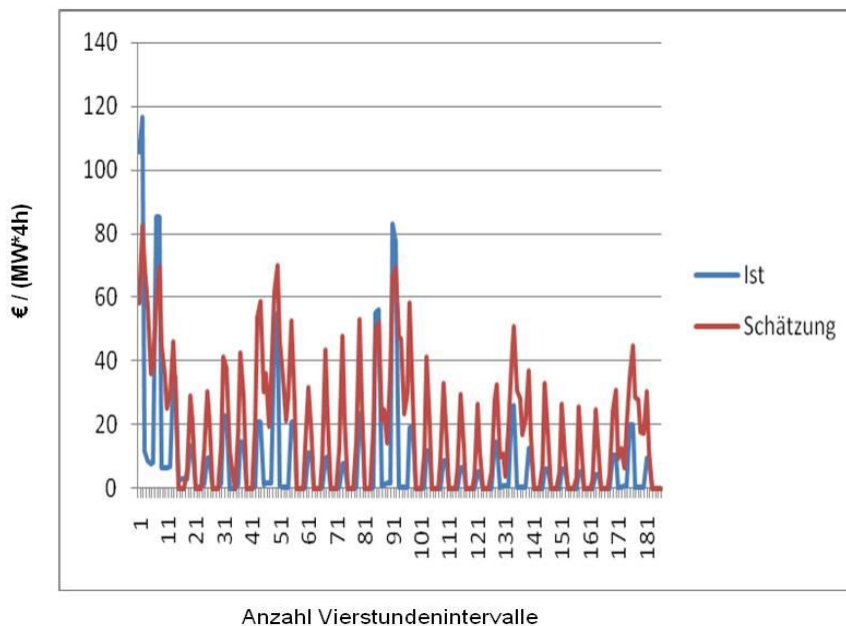


Abbildung 4-16: Tatsächliche versus geschätzte Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve im Monat Januar 2011 (x-Achse: Vierstundenzeitscheiben; y-Achse: €/ (MW*4h)

Abbildung 4-16 zeigt die Ergebnisse der Ist-Werte und der geschätzten Werte im Vergleich. Es wird deutlich, dass die Schätzung zeitliche Muster recht gut abbildet, wohingegen die Preise überwiegend überhöht zu sein scheinen.

Die Abbildung des Musters kann man über einen Vergleich der Autokorrelationen beurteilen. In Abbildung 4-17 sind die entsprechenden Korrelationskoeffizienten abgebildet. Das

zeitliche Muster wird in der Tat gut abgebildet, was man z.B. an der Übereinstimmung der Minima und Maxima sehen kann. Allerdings scheint die Schätzung zu regelmäßig zu sein.

Abbildung 4-18 scheint zu bestätigen, dass die Autokorrelation in der Schätzung mit der Zeit weniger abnimmt als bei den Ist-Werten. Abbildung 4-19 zeigt jedoch, dass sich die IST-Zeitreihe wenig schön verhält: Der Korrelationskoeffizient steigt bei sehr langen Time-Lags wieder an. Dies mag als Überleitung zur Frage, ob die Preise adäquat abgebildet werden, dienen.

Abbildung 4-20 zeigt die Differenz der IST-Grenzleistungspreise von geschätzten Grenzleistungspreisen. Demnach gibt es Perioden mit niedrigen Preisen, die tendenziell überschätzt werden, und Perioden mit hohen Preisen, die tendenziell unterschätzt werden. Insbesondere die merklichen Preisausschläge vermag die Schätzung nicht abzubilden. Diese aufbauend auf Fundamentaldaten zu erklären, dürfte sehr schwierig sein. Jedenfalls wird offensichtlich, dass die Schätzung ihre Schwäche nicht in einer einfachen Verringerung der Varianz hat, sondern letztlich in der Erklärung von längeren Perioden mit besonders hohen Preisen. Diese dürften auch dazu führen, dass die Grenzleistungspreise in anderen Perioden überschätzt werden. Insofern müsste eine Verbesserung der Schätzung gerade diese Hochpreisperioden erklären. Die oben genannten Variablen können nach vorliegenden Schätzungen dazu nichts beitragen.

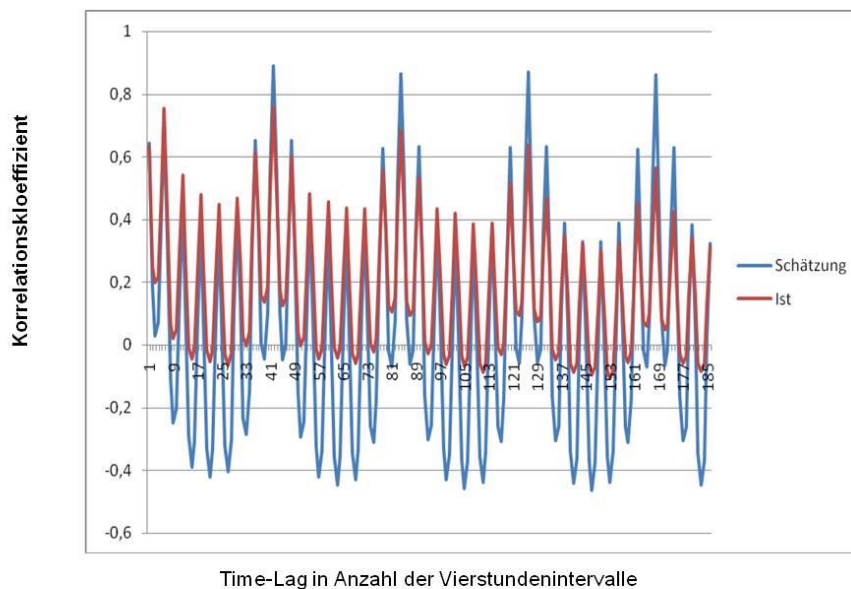


Abbildung 4-17: Korrelationskoeffizienten (Y-Achse) in Abhängigkeit vom Time-Lag (X-Achse: time-lag als Anzahl der 4Stunden-Zeitscheiben, bis 50 Zeitscheiben) für die Ist-Werte und die Schätzung im Jahr 2011.

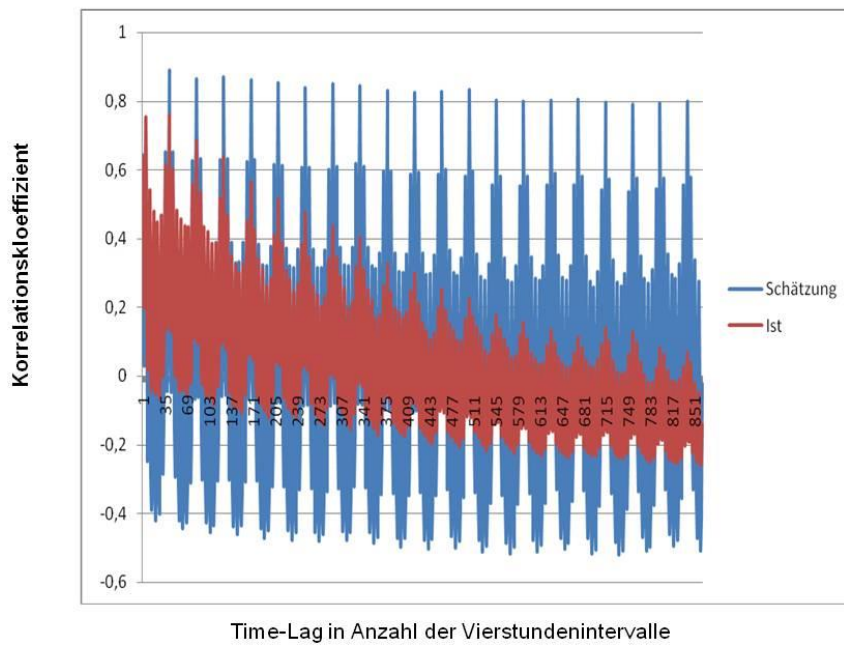


Abbildung 4-18: Korrelationskoeffizienten (Y-Achse) in Abhängigkeit vom Time-Lag (X-Achse: Time-Lag als Anzahl der 4Stunden-Zeitscheiben; 851) für die Ist-Werte und die Schätzung für das Jahr 2011.

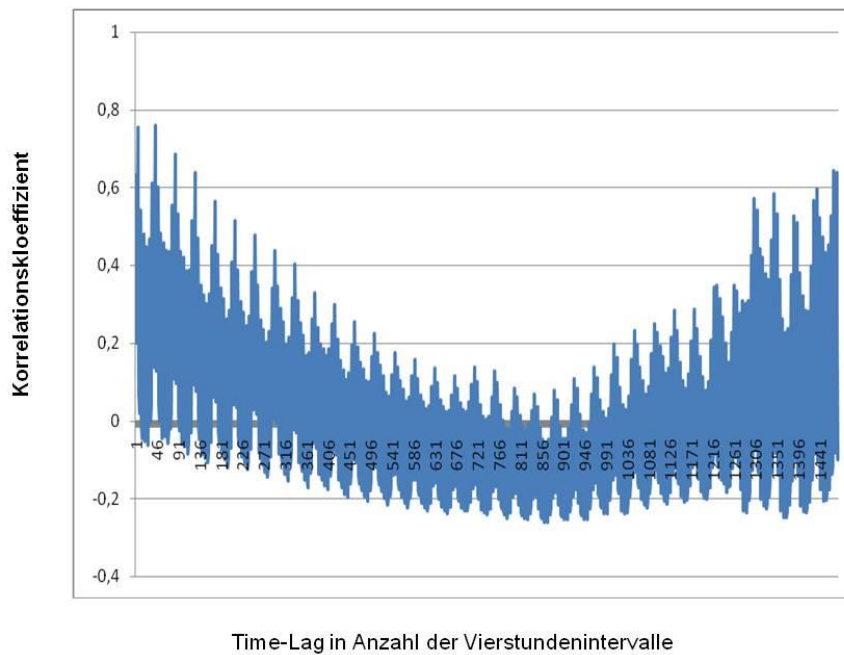


Abbildung 4-19: Korrelationskoeffizienten (Y-Achse) in Abhängigkeit vom Time-Lag (X-Achse: time-lag als Anzahl der 4Stunden-Zeitscheiben; bis 1441) für die Ist-Werte.

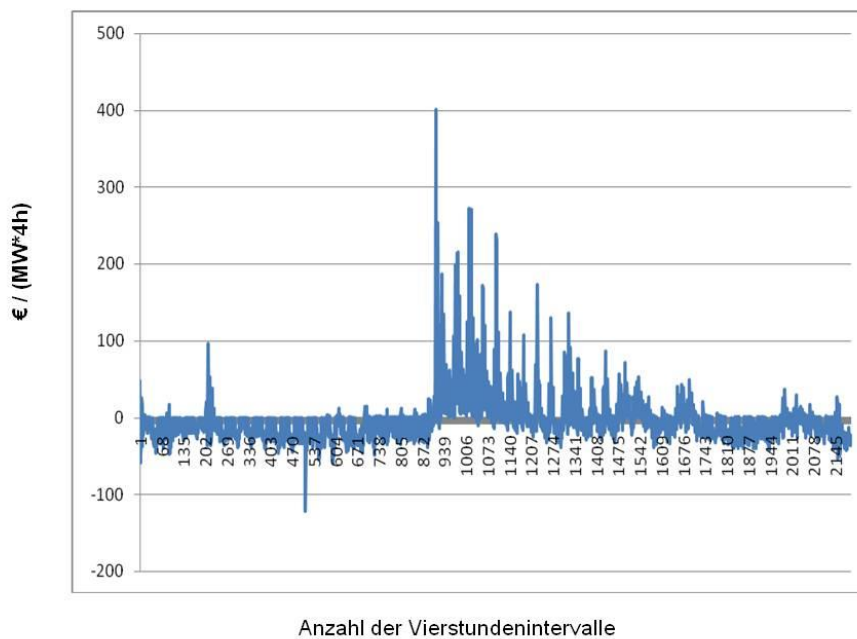


Abbildung 4-20: Istwert minus geschätzter Wert der Grenzleistungspreise im Jahr 2011 (X-Achse: Zeit in 4h-Zeitscheiben; Y-Achse: Differenz der Preise in €/ (MW*4h)).

Der Grenzleistungspreis der negativen Minutenreserve kann mit einem Regressionsmodell auf Basis von Fundamentaldaten annehmbar geschätzt werden. Die entscheidende erklärende Variable ist dabei die Last, die negativ mit dem Grenzleistungspreis zusammenhängt. Als weitere Variable, die einen kleinen, aber merklichen zusätzlichen Erklärungsbeitrag leisten, können der Börsenpreis und die Einspeisung aus Windkraft herangezogen werden.

Das geschätzte Modell ist gut in der Lage, zeitliche Regelmäßigkeiten abzubilden. In AMIRIS kann auf dieser Basis ein relativ realitätsnahes Lernen der Anbieter erfolgen. Dies ist ein entscheidender Vorteil im Vergleich zu einer Modellierung des Grenzleistungspreises über einen Zufallszug.

Allerdings werden über längere Perioden anhaltende relativ hohe Preise unterschätzt, was dazu führen könnte, dass Bieterstrategien, die auf seltene hohe Preise setzen, im Modell nicht erfolversprechend abgebildet werden können. Ob diese Vermutung zutrifft, wird in den statischen Simulationsläufen zum Regenergiemarkt untersucht (siehe Kapitel 6.1.3). Die Alternative, diese Preise über Zufallszüge zu erfassen, ist nur insofern attraktiv, als die Ausschläge unmittelbar erfasst werden. Das zeitliche Muster wird aber nicht erkannt. Eine Modellierung über Zufallszüge würde demnach vermutlich die Attraktivität einer solchen Strategie überschätzen.

In der Zusammenschau werden die Vorteile einer Modellierung entsprechend der hier vorgestellten Regression als vorzugswürdig im Vergleich zu einer Modellierung als Zufallszug

eingeschätzt, da die Abbildung des zeitlichen Musters ebenso wichtig ist wie der Zusammenhang mit Fundamentaldaten nützlich, da letzteres zu einer endogenen Anpassung der Grenzleistungspreise im Modell führt.

4.4.2.2.2 *Schätzung des Grenzleistungspreises für positive Minutenreserve*

Um den Grenzleistungspreis für positive Minutenreserve in AMIRIS über eine Regression abzubilden, wird konzeptionell analog vorgegangen zur eben dargestellten Abbildung der negativen Minutenreserve. Dabei werden auch die gleichen exogenen Variablen betrachtet, wobei hier der Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve als erklärende Variable hinzugezogen wird.

Verschiedene Kombinationen der Variablen wurden geschätzt. Aufgrund der Beiträge zur Erklärung der Varianz und des multiplen Korrelationskoeffizienten sowie der jeweiligen P-Werte ergaben sich deutlich vorzugswürdige Schätzungen mit den exogenen Variablen PV-Einspeisung, Börsenpreis und Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve. Die Koeffizienten sind in Tabelle 4-11 aufgeführt.

Tabelle 4-11: Koeffizienten für beste Schätzungen des Grenzleistungspreises für positive Minutenreserve im Jahr 2011⁵².

Exogene Variable	Koeffizienten	Koeffizienten, Schätzung ohne PV	Koeffizienten, Regression ohne PV, mit Residuallast ⁵³
Absoluter Term	-5,93	-6,12	-4,17
PV-Einspeisung (MW)	0,000256	XXX	XXX
Börsenpreis (€/MWh)	0,118	0,133	0,183
Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve (€/(MW*4h))	0,0478	0,0463	0,0430
Residuallast (MW)	XXX	XXX	-0,0000905

⁵² Die Zeitreihe „Börsenpreis“ enthält am 27.03.2011 in der Zeitscheibe 0-4Uhr einen extrem niedrigen Wert von -104,98 €/MWh (der nächstniedrigste Preis liegt bei -10,57 €/MWh). Dieser einzelne Wert sowie die Werte der anderen genannten Variablen in dieser Zeitscheibe wurden für die im Folgenden dargestellten Regressionen entfernt, da er weit von den entsprechenden Regressionsergebnissen entfernt liegt und deshalb die Ergebnisse deutlich beeinflusst, ohne dass ihm ein zusätzlicher Erklärungsgehalt zugesprochen werden könnte.

⁵³ Aufgrund des definitorischen Zusammenhangs zwischen „PV“ und „Residuallast“ werden die beiden Variablen hier nicht gemeinsam in einer Schätzung angeführt.

Tabelle 4-12: Gütemaße für die Schätzungen nach Tabelle 4-7⁵⁴.

	Schätzung inkl. PV	Schätzung ohne PV	Schätzung ohne PV, mit Residuallast
Multipler Korrelationskoeffizient	0,45	0,41	0,43
R ² bzw. R ² adjusted	0,20	0,17	0,18

Tabelle 4-13: Kennzahlen zur Berechnung der Grenzleistungspreise für positive Minutenreserve auf Basis der Schätzungen nach Tabelle 4-7 für 2011.

	Schätzung inkl. PV	Schätzung ohne PV	Schätzung ohne PV, mit Residuallast
rms Fehler	3,79	3,86	3,82
Theil's inequality coefficient	0,528	0,546	0,538
Theil's bias proportion	0,00054	0,00037	0,00057
Theil's variance proportion	0,425	0,462	0,461

Für die PV-Einspeisung ist ein kausaler Zusammenhang in der in Tabelle 4-11 angegebenen Richtung nur schwierig herzustellen: Die PV-Einspeisung reduziert tendenziell den Einsatz von Spitzenlastkraftwerken, wodurch diese für den positiven Minutenreservemarkt zur Verfügung stehen. Das allerdings würde bedeuten, dass der Grenzleistungspreis mit zunehmender PV-Einspeisung tendenziell sinken sollte. Allenfalls wäre die Argumentation möglich, dass entsprechend Kraftwerke abgeschaltet werden, die aufgrund der Anfahrzeiten dann nicht mehr für die positive Minutenreserve eingesetzt werden können. Ohne eine Bestätigung der zweiten Möglichkeit muss in Erwägung gezogen werden, dass „PV“ nur koinzidental auftaucht und den zu Peakzeiten aus anderen Gründen höheren Grenzleistungspreis ebenso abfängt wie den in den Sommermonaten 2011 höheren Preis. In der Modellierung wird deshalb die PV-Einspeisung nicht berücksichtigt, da sie zudem aufgrund des PV-Ausbaus in den bis 2020 reichenden Szenarien einen nicht plausibel begründeten Anstieg der Grenzleistungspreise bewirken würde. Deshalb werden im Weiteren die Schätzung ohne die PV-Einspeisung besprochen (zu den Koeffizienten: s. Tabelle 4-11, Spalten 3 und 4).

Zu der Schätzung ohne PV-Einspeisung ist zu erwähnen, dass sie durch Hinzunahme weiterer Variablen nur mehr wenig zu verbessern ist. Insbesondere die Last und die Leistung der Windeinspeisung tragen praktisch nichts zur Erklärung der Grenzleistungspreise für positive Minutenreserve bei. Allenfalls die Residuallast leistet einen geringen Beitrag. Sie wird deshalb als zusätzliche Alternative berücksichtigt.

⁵⁴ Die Residuen der Schätzungen sind autokorreliert. Die Aussagekraft sämtlicher statistischer Gütemaße ist deshalb eingeschränkt, das R² wird tendenziell überschätzt. Eine lineare Regression ist aufgrund dieser Autokorrelation kein effizienter Schätzer. Sie bleibt jedoch unbiased.

Für den Börsenpreis entspricht das Vorzeichen des Koeffizienten den Erwartungen: Mit einem höheren Börsenpreis steigen die Opportunitätskosten die Leistung zu reduzieren, um den erforderlichen Hub für den Markt für positive Minutenreserve bereitzustellen.

Zwischen einem Angebot für positive und negative Minutenreserve besteht ein Trade-off, da für positive Minutenreserve ein Leistungshub bereitgestellt werden muss, in dessen Umfang dann nicht mehr negative Minutenreserve angeboten werden kann. Bei den Schätzungen für den Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve konnte der Grenzleistungspreis für positive Minutenreserve nur einen vernachlässigbaren Erklärungsbeitrag leisten. Hingegen stellt sich der Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve als – zusammen mit dem Börsenpreis - bedeutendste exogene Variable für die Erklärung des Grenzleistungspreises für positive Minutenreserve dar. Diese Ergebnisse können so zusammengefasst werden, dass der Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve sich vornehmlich an anderweitigen (Fundamental-)Daten orientiert, während der Grenzleistungspreis für positive Minutenreserve sich stark an den Opportunitätskosten eines bei einer Teilnahme am positiven Minutenreservemarkt nicht mehr möglichen Angebots auf dem negativen Minutenreservemarkt ausrichtet.

Für die Residuallast kann folgende These herangezogen werden: Je höher die Residuallast, desto mehr fossile Kraftwerke laufen in Vollast. Diese stehen dann nicht bereit, positive Minutenreserve zu erbringen. Um sie für die positive Minutenreserve zu aktivieren, muss deshalb ein höherer Grenzleistungspreis gezahlt werden. Allerdings hat der Koeffizient für Residuallast dafür das verkehrte Vorzeichen. Dies legt nahe, auf die erklärende Variable Residuallast zu verzichten.

Tabelle 4-12 zeigt, dass der Grenzleistungspreis für positive Minutenreserve durch die Variablen nicht befriedigend erklärt wird. Der multiple Korrelationskoeffizient erreicht zwar immerhin einen Wert von über 0,4. Der Teil der Varianz, der erklärt wird, liegt jedoch nur bei 20%. Dieser Wert wird dabei aufgrund der Autokorrelation der Residuen (s. Abbildung 4-21) tendenziell überschätzt⁵⁵. Die Schätzungen sind also nicht sehr gut. Tabelle 4-13 weist mit dem Wert für Theil's Variance Proportion auch auf das Problem hin, die Volatilität des Grenzleistungspreises zu erfassen.

⁵⁵ Es wurden auch autoregressive Gleichungen geschätzt, wobei sich besonders eine Verzögerung von einer Zeitscheibe und von einem Tag als geeignet erweist. Bei dieser Schätzung wird ein multipler Korrelationskoeffizient von rund 0,82 erreicht mit einem R^2 von 0,66. Auch geht die Autokorrelation der Residuen stark zurück. Für AMIRIS ist eine solche Modellierung aber nicht unmittelbar zu nutzen, da längerfristige Simulationen angestrebt werden, während eine autoregressive Implementierung innerhalb kurzer Zeit gegen den durchschnittlichen Grenzleistungspreis konvergiert.

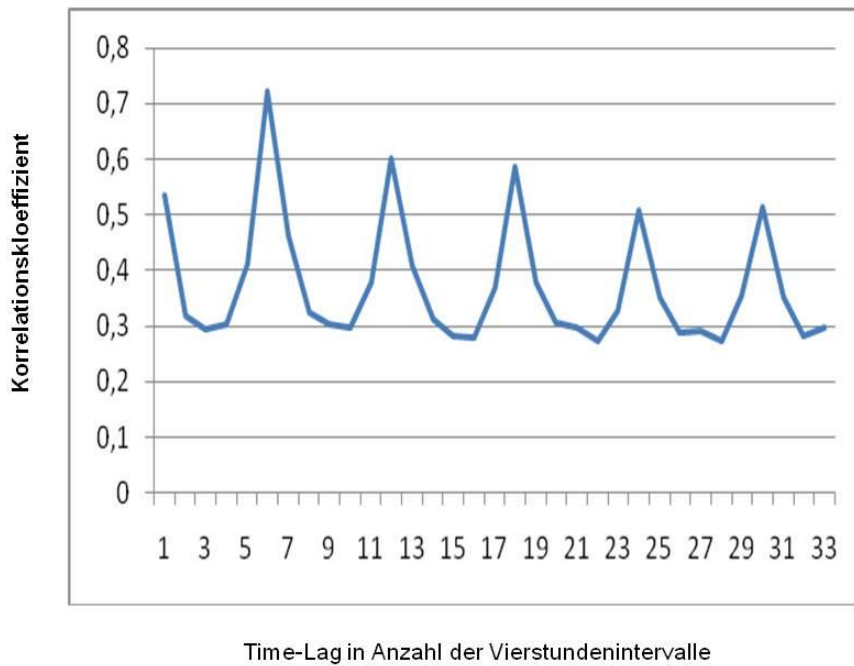


Abbildung 4-21: Korrelation der Residuen (Schätzung mit den exogenen Variablen: Grenzleistungspreis negative Minutenreserve, Börsenpreis, Residuallast).

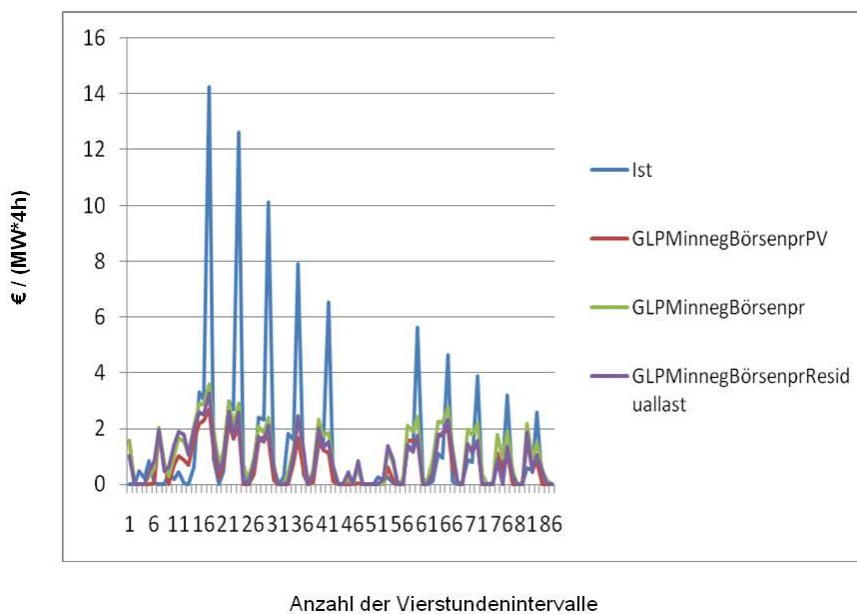


Abbildung 4-22: IST-Werte vs. Ergebnisse der Schätzungen für die ersten Zeitscheiben des Jahres 2011 (Exogene Variable je nach Bezeichnung: GLPMinneg: Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve; Börsenpr: Börsenpreis; PV: PV-Einspeisung; Residuallast).

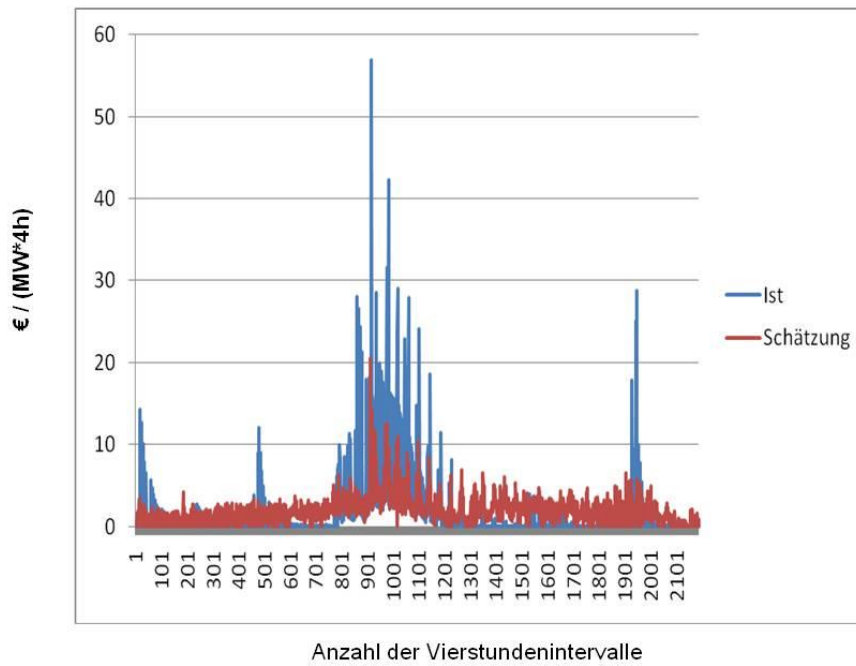


Abbildung 4-23: Ist-Wert vs. Schätzung für das Jahr 2011 (Exogene Variable der Schätzung: Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve, Börsenpreis und Residuallast).

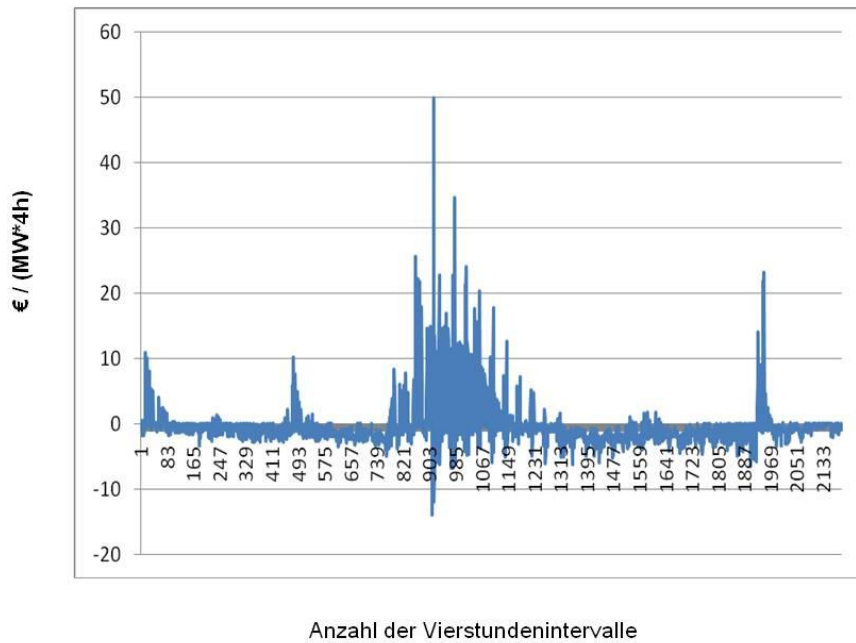


Abbildung 4-24: Ist-Wert minus Schätzung für das Jahr 2011 (. Exogene Variable der Schätzung: Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve, Börsenpreis und Residuallast).

Abbildung 4-22 zeigt sowohl die Ist-Werte als auch die drei Schätzungen für Anfang 2011. Alle drei Schätzungen bilden die zeitlichen Schwankungen nach, unterschätzen aber die Preisspitzen stark.

Abbildung 4-23 gibt für eine Schätzung den Jahresvergleich mit den Ist-Werten wieder. Dabei wird das Muster deutlicher: In Phasen hoher Preise wird der Preis tendenziell unterschätzt, während in Phasen niedriger Preise der Preis eher überschätzt wird (z.B. zwischen den Zeitscheiben 1400 und 1500). Dieser Fehler, der auch zur Korrelation und der Nichtzufälligen der Residuen beiträgt, wird in Abbildung 4-24 nochmal deutlich, in der die Differenz zwischen den Ist- und Schätzwerten dargestellt ist.

Vor diesem Hintergrund ist eine geeignete Modellierung in AMIRIS zu diskutieren. Als Alternativen kommt eine Modellierung über einen Zufallszug oder eine Modellierung entsprechend der hier vorgestellten Regressionen in Betracht⁵⁶.

Für die Modellierung des Grenzleistungspreises für positive Minutenreserve als Zufallszug spricht:

- Die Regressionen sind qualitativ nicht sonderlich gut.
- Die Varianz wird unterschätzt, insbesondere größere Ausschläge treten reduziert auf.
- Die Verbindung des Börsenpreismodells und des Regressionsmodells für den Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve kann zu einer weiteren Unterschätzung der Variabilität des Grenzleistungspreises für positive Minutenreserve führen, da der Börsenpreis und der Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve als erklärende Variable in die Berechnung des Grenzleistungspreises für positive Minutenreserve eingehen und die Varianz dieser beiden Variablen in den Modellen tendenziell unterschätzt wird.

Für eine Modellierung über eine Regression spricht:

- Durch eine Modellierung als Zufallszug gehen die zeitlichen Regelmäßigkeiten des Grenzleistungspreises verloren, die insbesondere für eine Abbildung der Erwartungsbildung wichtig sein dürften.
- Der Grenzleistungspreis und dessen Verteilung reagieren auf Änderungen grundlegender Variablen – z.B. der Rohstoffpreise – in den Szenarien.
- Eine Modellierung über eine Regression passt zur vorgeschlagenen Modellierung des Grenzleistungspreises für negative Minutenreserve (sowie zur Modellierung des Börsenpreises). Der Zusammenhang der Preise wird in den Simulationen gewahrt.
- Eine Modellierung auf Basis von Fundamentaldaten dürfte eine einfachere Weiterentwicklung des Modells ermöglichen, insbesondere die Aufnahme neuer Erkenntnisse.

⁵⁶ Eine Modellierung durch eine einfache Übernahme der Zeitreihe des Jahres 2011 wird ausgeschlossen, da sie zu sehr auf bestimmten einmaligen Ereignissen basieren dürfte.

In einer Abwägung der Vor- und Nachteile, eine Regression zu verwenden, scheinen die Vorteile zu überwiegen. Insbesondere die Reaktion auf die Variation grundlegender Variablen in Simulationsrechnungen scheint wichtig. Auch würde die Wahl eines Zufallszugs für positive Minutenreserve deren Preisentwicklung von derjenigen der Börsenpreise und Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve isolieren, was unplausibel wäre. Deshalb wird das Regressionsmodell, das Börsenpreis und Grenzleistungspreis der negativen Minutenreserve als erklärende Variable verwendet, weiterverfolgt, zumal die Wirkung der anderen beiden hier betrachteten Variablen – PV-Einspeisung und Residuallast – nicht gut zu begründen ist.

Allerdings ist auch daran zu erinnern, dass der Markt für positive Minutenreserve aufgrund der niedrigen Grenzleistungspreise ohnehin ökonomisch nicht attraktiv ist. Berücksichtigt man dieses Ergebnis, dann ist eine naheliegende Alternative, auf die Abbildung des Marktes für positive Minutenreserve zu verzichten.

4.4.2.2.3 **Zusammenfassung**

- Die Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve können statistisch akzeptabel über eine lineare Regression abgebildet werden. Als erklärende Variable können dabei Einspeisung aus Windkraft, Börsenpreis und Last verwendet werden⁵⁷. Diese Modellierung wurde implementiert.
- Die Regressionen zur Erklärung der Grenzleistungspreise für positive Minutenreserve sind als deutlich schlechter einzuschätzen. Um eine Konsistenz in den Szenarien zu sichern, wird trotzdem vorläufig vorgeschlagen, eine lineare Regression zu verwenden. Als exogene Variablen können der Börsenpreis sowie der Grenzleistungspreis für negative Minutenreserve herangezogen werden. „Vorläufig“ ist der Vorschlag insofern, als die geringen Grenzleistungspreise für positive Minutenreserve als Alternative nahelegen, auf eine Modellierung dieses Marktes zu verzichten.
- Zu beachten ist, dass bei der vorgeschlagenen Modellierung die Grenzleistungspreise unabhängig von der Angebotsmenge aus EE auf den Regelenergiemärkten sind und diese Menge deshalb die Preise nicht beeinflusst. Das ist eine akzeptable Vereinfachung, solange diese Mengen im Vergleich zum Marktvolumen nicht groß sind. Sollte dies der Fall sein, so würden durch die Modellierung die Erlöse der EE-Anlagenbetreiber und der Zwischenhändler aus einer Teilnahme am Minutenreservemarkt überschätzt.

⁵⁷ Die exogenen Variablen sind dabei auf Vierstundendurchschnitte entsprechend der Zeitscheiben in den Ausschreibungen für Minutenreserve zu bringen.

4.4.2.3 Zum Leistungspreis des Angebots für Minutenreserve durch Händler

In der Modellierung des Minutenreservemarkts ist des Weiteren zu bestimmen, wie Händler den bzw. die Leistungspreis(e) ihres Angebots für die nächste Ausschreibung wählen und wie sie zuvor entscheiden, ob sie am Minutenreservemarkt teilnehmen.

Für diesen Zweck werden zuerst die für die Modellierung des Angebotspreises verwendeten Annahmen dargelegt, die auch die Umsetzung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens im Modell betreffen. Danach wird der Mindestangebotspreis bestimmt, der sich über Opportunitätskosten ergibt. Dabei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass die Auktion für den nächsten Tag rechtzeitig abgeschlossen ist, um noch eine Teilnahme am Day-Ahead-Markt zu ermöglichen, falls kein Zuschlag erteilt wurde. Schließlich wird als dritter Schritt die Festlegung der angebotenen Leistungspreise durch den Händler diskutiert.

Abschließend wird die Entscheidung für oder gegen eine Teilnahme am Minutenreservemarkt diskutiert, wobei insbesondere die Kosten einer Teilnahme berücksichtigt werden.

4.4.2.3.1 *Annahmen zu Rahmenbedingungen*

1. Regelzonen werden nicht unterschieden. Sowohl die entsprechenden Restriktionen einer Poolbildung als auch mögliche Auswirkungen von regelzonenspezifisch ausgeschriebenen Leistungsmengen werden nicht berücksichtigt.
2. Die gesetzliche Mindestlosgröße von 10 MW bzw. 5 MW wird in der Modellierung nicht beachtet. Händler können also beliebig kleine Leistungen anbieten. Diese Annahme ist durch die These begründet, dass Anlagenbetreiber oder deren Händler Anlagen stets in einen Pool aufnehmen können, der die Mindestlosgröße erreicht. Die anderen Leistungen im Pool müssen dabei nicht von EE-Anlagen bereitgestellt werden. Diese Nicht-EE-Anlagen sind in AMIRIS nicht detailliert abgebildet, weshalb die Bildung von Pools nicht explizit berücksichtigt werden kann.
3. Betrachtet wird nur der Leistungspreis. Der Arbeitspreis wird aufgrund einer relativ geringen Abrufwahrscheinlichkeit für nicht entscheidungsrelevant betrachtet und die Einsatzwahrscheinlichkeit wird auf null gesetzt⁵⁸.
4. Die Kosten für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt werden als Fixkosten betrachtet (z.B. Kosten für die Präqualifikation, den Aufbau einer Daten- und Steuerungsverbindung). Sie sind demnach für die Entscheidung, ob und zu welchem Leistungspreis eine für die Teilnahme am Regelenergiemarkt bereits präqualifizierte Anlage am Minutenreservemarkt anbietet, unerheblich. Die variablen Kosten pro Teilnahme einer bereits präqualifizierten Anlage werden als vernachlässigbar betrachtet. Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Angebotserstellung und Verwaltung überwiegend automatisch geregelt wird und nur vernachlässigbaren zusätzlichen Aufwand erfordert.
5. Um am Minutenreservemarkt teilnehmen zu können, muss der Strom der Anlage direktvermarktet werden. In Betracht kommen überwiegend eine Vermarktung als Grünstrom

⁵⁸ Dies entspricht den Bietstrategien, die Marktteilnehmer im Gespräch äußerten. Aktuell dürften sich vor allem auf dem positiven Minutenreservemarkt neue Bietstrategien entwickeln bzw. entwickelt haben, die auch auf dem möglichen Gewinn aus einem Abruf der Leistung basieren.

oder eine nach der gleitenden Marktprämie. Zur Vereinfachung wird nur eine alternative Vermarktung über eine gleitende Marktprämie betrachtet. Dadurch wird der durch eine Teilnahme am Minutenreservemarkt zu erzielende zusätzliche Gewinn tendenziell überbewertet, da eine Vermarktung nach Grünstrom insbesondere dann erfolgt, wenn der daraus zu erwartende Gewinn denjenigen aus einer Vermarktung nach gleitender Marktprämie übersteigt. Zudem ist in dem Kontext zusätzlich zu bedenken, dass sich im Unterschied zur gleitenden Marktprämie vornehmlich Anlagen mit einer geringen EEG-Vergütung für eine Grünstromvermarktung eignen und schon daraus faktisch unterschiedliche Angebote auf dem Minutenreservemarkt entstehen. Zudem stehen Anlagen in der Grünstromvermarktung im Gegensatz zu Anlagen in der gleitenden Marktprämie möglicherweise nur eingeschränkt für den Minutenreservemarkt zur Verfügung, da die Grünstromhändler diese Anlagen zumindest teilweise verwenden, um das Profil ihrer Kunden abzufahren und den Bezug von Ausgleichsenergie zu vermeiden. Prinzipiell ist zukünftig eine Modellerweiterung denkbar, in der in der Erwägung über eine Teilnahme am Minutenreservemarkt die alternative Vermarktung als Grünstrom betrachtet wird. Dabei wäre auch zu vertiefen, inwieweit aus dem Grünstromprivileg heraus überhaupt eine Vermarktung als Minutenreserve möglich oder sinnvoll ist.

6. Die Wirkung der Flexibilitätsprämie wird im Kontext des Minutenreservemarktes nicht explizit beachtet⁵⁹.
7. Es wird angenommen, dass Biomasseanlagen ohne Beteiligung am Minutenreservemarkt Strich fahren⁶⁰. Biomasseanlagen werden stets einspeisen, wenn die Erlöse pro erzeugter Kilowattstunde die Grenzkosten, insbesondere die Brennstoffkosten, übersteigen und die Wärme abgeführt werden kann.

⁵⁹ Diese und die nächste Annahme sind insofern problematisch, als implizit angenommen wird, dass eingeleitete Maßnahmen zur Flexibilisierung der Erzeugung von Biomasseanlagen nicht wirken. Von der politisch relevanten Implikation der Aussage sollte man hier absehen und den Fokus darauf richten, ob es eine modelltechnisch angemessene Vereinfachung ist. Modelltechnisch könnte diese Annahme inkonsistent mit AMIRIS-Ergebnissen werden oder mit Annahmen im anderen Kontext. Als Alternative zu dieser Annahme müsste allerdings abgeschätzt werden, wie Anlagen, die die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen, zukünftig (am nächsten Tag) fahren würden. Zudem müsste eine Unterscheidung zwischen Anlagen mit Flexibilitätsprämie und ohne Flexibilitätsprämie eingeführt werden, da erstere nach Rückwechsel aus der Flexibilitätsprämie nicht wieder zurück können.

⁶⁰ Das dürfte näherungsweise der gegenwärtigen Fahrweise vieler Anlagen entsprechen. So weist (DBFZ März 2011) für feste Biomasse für Anlagen größer 1 MW_{el}. 6000-7500 h/a aus. Auf diese Anlagen entfallen nach Abbildung S.11 96,7% der installierten elektrischen Leistung. Für Biogasanlagen setzen sie 7650 h/a an (S. 57). Im Bereich flüssiger Biomasse ist eine eigenständige Entwicklung zu beobachten: Aufgrund der steigenden Brennstoffpreise wurden etliche Anlagen außer Betrieb genommen. Allerdings ist die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse relativ klein (s. BMU (Januar 2012)) Zu beachten sind auch die relativ hohen Volllaststunden im Datenanhang zur Leitstudie 2010 (Tabellen 1.8ff.). Die durchschnittliche Volllaststundenzahl für „Biomasse und Gase“ errechnet sich nach (BDEW, 03.12.2010) für 2009 auf rund 5.800 h/a, wobei für die installierte Leistung das arithmetische Mittel der Zahlen für 2008 und 2009 verwendet wurde. Eine ähnliche Zahl ergibt sich für 2010 aus (BMU Januar 2012), S.9 und S.10. Zudem dürften eine Direktvermarktung und insbesondere ein Minutenreserveangebot aufgrund der Fixkosten eher für größere Anlagen in Frage kommen, die typischerweise höhere Volllaststunden als kleinere aufweisen. So nennt (In.power 12./13. Oktober 2011) z.B. 500 kW_{el} als minimale Anlagengröße, an der sie interessiert sind. Allerdings kann die vergangene Fahrweise nicht uneingeschränkt zugrunde gelegt werden, da die neuen Maßnahmen im Rahmen der Direktvermarktung zu anderen Auslegungen und Fahrweisen neuer Anlagen führen sowie Bestandsanlagen umgerüstet werden können, um eine flexiblere Fahrweise zu ermöglichen, oder Bestandsanlagen anders zu fahren. Für Biogasanlagen kann eine zeitvariable Fahrweise z.B. technisch auch prinzipiell ohne Gasspeicherung durch eine variable Beschickung erreicht werden (DBFZ 2012)

8. Die Biomasseanlagen werden als flexibel betrachtet⁶¹, d.h.:
 - a. Sie können gedrosselt werden, ohne dass auf etwaige zu liefernde Wärmemengen Rücksicht zu nehmen ist;
 - b. Sie können in der für die Minutenreserve erforderlichen Geschwindigkeit gedrosselt werden, was eine entsprechende Flexibilität des Brennstoffeinsatzes und gegebenenfalls der Brennstoffspeicherung voraussetzt;
 - c. Sie können, sofern sie gedrosselt fahren, einen Leistungshub entsprechend den Erfordernissen der Minutenreserve leisten, was wiederum zum einen impliziert, dass die Zufuhr an Brennstoffen entsprechend beschleunigt werden kann, und dass die zusätzliche Wärme abgeleitet werden kann.
9. Die Entscheidung über die Direktvermarktung und deren Art trifft der Händler.

4.4.2.3.2 **Die Opportunitätskosten eines Leistungsangebots und grundlegende Überlegung**

Die Opportunitätskosten der Teilnahme am Minutenreservemarkt bestimmen den minimalen angebotenen Leistungspreis auf dem Minutenreservemarkt. Sie bestehen in den entgangenen (erwarteten) anderweitigen Erlösen.

Betrachtet wird hier das Angebot für den nächsten Tag, über dessen Annahme vor dem Day Ahead-Handel an der Börse entschieden wird. Zu diesem Zeitpunkt befinden sich die in Frage kommenden Biomasseanlagen in der Direktvermarktung und sind präqualifiziert. Hierüber kann zu diesem Zeitpunkt nicht mehr entschieden werden. Die Alternative zur Vermarktung als Minutenreserve ist eine Vermarktung nach gleitender Marktprämie. Die Wahl trifft der Händler, der die Biomasseanlagen unter Vertrag hat.

Betrachtet werden Händler, die einem Biomassenanlagenbetreiber typischerweise die Festvergütung nach EEG + x für die potenzielle Produktion⁶² anbieten und sich die Art der Vermarktung offenhalten (In.power 12./13. Oktober 2011) oder zumindest über eine Vermarktung auf dem Minutenreservemarkt selbst entscheiden.

Zur Entwicklung der Opportunitätskosten wird zuerst die Sicht eines Anlagenbetreibers, der selbst vermarktet, betrachtet. Dann wird ein Händler betrachtet, der Anlagenbetreiber kontrahiert und ihnen eine Vergütung nach EEG+x anbietet, die auch für die potenzielle Erzeugung gezahlt wird, sofern der Händler den Anlagenbetreiber zu einer Drosselung der Produktion anhält.

⁶¹ Insbesondere für KWK an Wärmenetzen ist darauf hinzuweisen, dass Wärmenetze und teils auch Gebäudevolumen als Wärmespeicher genutzt werden können, was bei gegebener Wärmedienstleistung eine gewisse Flexibilität des Betriebs gestattet. Fraglich ist, ob oder unter welchen Bedingungen diese Art der Speicherung ausreicht, um die zeitlichen Anforderungen für Minutenreserve zu erfüllen.

⁶² Damit ist gemeint, dass der Händler bei einer Verringerung der Produktion auf seine Weisung dem Anlagenbetreiber die Strommenge bezahlt, die dieser ohne diese Weisung erzeugt hätte.

Sicht Anlagenbetreiber

Zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe für die Minutenreserve kann ein Anlagenbetreiber in der gleitenden Marktprämie pro MW und Stunde bei Vermarktung von Strom aus einer bestimmten steuerbaren EE-Anlage an der Börse folgenden Deckungsbeitrag erwarten:

$$E(D_t) = E(P_{dayahead,t}) + ManP + V_{EEG} - E\left(\sum_{i=1}^n \frac{P_{dayahead,i}}{n}\right) - c$$

Mit: D_t : Deckungsbeitrag,

$P_{dayahead,t}$: Day Ahead-Börsenpreis für die Stunde t (€/MWh),

ManP: Managementprämie (z.B. für Biomasse 2012: 3 €/MWh),

V_{EEG} : Vergütung der Anlage nach EEG (in €/MWh); $V_{EEG} - E(\sum_{i=1}^n \frac{P_{dayahead,i}}{n})$ ist die gleitende Marktprämie im engeren Sinne,

n : Anzahl der Stunden im Monat, in den t fällt und

c : Grenzkosten der Stromerzeugung (naheliegende vereinfachende Annahme: c konstant und entspricht den Brennstoffkosten) (in €/MWh).

Ohne Option, auf dem Minutenreservemarkt aktiv zu werden, bietet ein risikoneutraler Anlagenbetreiber den Strom an der Börse an, sofern $E(D_t) \geq 0$, ansonsten wird die Produktion eingestellt. Die Bedingung liefert also auch den minimalen Preis, bis zu dem der Anlagenbetreiber Strom aus dieser Anlage anbietet, wobei der rechte Term gleichzeitig den Preis ergibt, der vom Anlagenbetreiber bei einem Angebot an der Börse genannt würde:

$$P_{dayahead,t} \geq c + E\left(\sum_{i=1}^n \frac{P_{dayahead,i}}{n}\right) - V_{EEG} - ManP$$

Wie zu erwarten, ist der minimale Preis umso höher, je höher die Brennstoffkosten sind, was insbesondere für Anlagen, die hohe Brennstoffkosten aufweisen von Bedeutung ist. Der minimale Preis wird allerdings umso niedriger, je höher die Festvergütung nach EEG ausfällt. Diese beiden Parameter sind offensichtlich technologieabhängig. Insofern sind die im Modell enthaltenen verschiedenen Biomasse-Technologien zu unterscheiden. Dabei könnte auch eine Vorauswahl getroffen werden: Z.B., dass nur Biogasanlagen betrachtet werden, da diese eine hohe Flexibilität aufweisen können und einen großen Teil der Biomasseanlagen abdecken.

Hinzuweisen ist zudem darauf, dass mit dem Term „durchschnittlicher Börsenpreis im Monat“ eine unsichere Variable Eingang findet. Demnach ist der minimale Preis auch abhängig von der Erwartungsbildung und der Risikopräferenz. Die Art der Erwartungsbildung ist zu diskutieren; eine einfache Lösung wäre die Verwendung des letztmonatlichen Durch-

schnittspreis; die Erwartungsbildung über die Börsenpreise sollte jedoch kompatibel mit derjenigen in anderen Teilen in AMIRIS erfolgen.

Die erwarteten Deckungsbeiträge aus einem Verkauf von einem MW an der Börse innerhalb einer Zeitscheibe sind bei unbegrenzter Flexibilität dann⁶³:

$$\sum_{i=m}^{m+z} \max(D_i; 0),$$

wobei eine Zeitscheibe aus z Stunden betrachtet wird, die bei t=m startet.

Hierauf aufbauen können nun die Opportunitätskosten einer Teilnahme am Markt für negative bzw. positive Minutenreserve entwickelt werden.

Positive Minutenreserve

Ein Angebot positiver Minutenreserve durch stromerzeugende Anlagen erfordert einen möglichen Leistungshub bei Abruf. Die Anlagen müssen demnach während der angebotenen Zeitscheibe in Teillast fahren. Dem Anlagenbetreiber entgehen damit pro MW $\sum_{i=m}^{m+z} \max(D_i; 0)$ an Deckungsbeitrag. Hierbei kann berücksichtigt werden, dass der Nutzungsgrad in Teillast niedriger als der in Volllast sein kann. Berücksichtigt man dies über das Verhältnis des Nutzungsgrads Volllast zu Teillast (l)⁶⁴, den dazugehörigen Mengen x^V und x^T , wobei $x^V - x^T$ der am Minutenreservemarkt angebotenen Leistung entspricht, und Deckungsbeiträgen D^V bzw. D^T dann ergeben sich folgende Opportunitätskosten⁶⁵:

$$\sum_{i=m}^{m+z} (\max(D_i^V; 0)x_i^V) - \sum_{i=m}^{m+z} (\max(D_i^T; 0)x_i^T)$$

$$\text{mit } D_i^T = E(P_{dayahead,t}) + ManP + V_{EEG} - E\left(\sum_{i=1}^n \frac{P_{dayahead,i}}{n}\right) - lc$$

⁶³ Begrenzte Flexibilität würde sich äußern in einem maximalen Gradienten der Erzeugungsleistung und in einer Berücksichtigung der Zeit, die für einen Schwarzstart erforderlich ist. Im KWK-Fall wäre zudem die erforderliche Wärmeversorgung zu berücksichtigen. Daneben wäre die Kapazität von Brennstoffspeichern bei Biogas zu berücksichtigen. Die Opportunitätskosten sind bei einer dadurch bedingten geringeren Flexibilität niedriger als angegeben. Ein solcher „taktender“ Betrieb scheint technisch gut möglich zu sein (IER 2009)

⁶⁴ Falls bei Biogas die Fahrweise des Vergasers angepasst wird, ist hier auch zu beachten, dass dessen Wirkungsgrad sich ändern kann. Für Biogasmotoren dürfte die Reduktion des Nutzungsgrades relativ gering sein, sofern im Teillastbetrieb noch über rund 60 % der Volllast produziert werden. Zusätzlich ist zu beachten, dass eine Anlage aus mehreren Motoren bestehen kann, die dann jeweils einzeln abgeschaltet werden können, so dass der Nutzungsgrad bei Teil- oder Volllast im Wesentlichen gleich bleibt. Je nach in AMIRIS unterschiedenen Biomasseanlagen können an dieser Stelle künftig Schätzungen erfolgen. Dabei können auch Technologien wegen des geringen elektrischen Wirkungsgrads – z.B. ORC-Anlagen bei fester Biomasse - oder des schlechten Teillastverhaltens – z.B. Dampfturbinen oder Gasturbinen – ausgeschlossen werden. Für schnell an- und abfahrende Techniken kommt auch eine „An-Aus“-Fahrweise bei der Erbringung von Regelenergie in Betracht. Hier sind insbesondere Biogasanlagen zu nennen. Insofern könnte überlegt werden, nur „An-Aus“-Fahrweisen zu untersuchen.

⁶⁵ Bei einem Portfolio aus mehreren Anlagen mit verschiedenen Opportunitätskosten ist der leistungsgewichtete Durchschnitt zu verwenden, sofern die Anlagen erforderlich sind, um die Mindestlosgröße zu erreichen. Da – wie anderorts begründet - in AMIRIS die Mindestlosgröße keine bindende Randbedingung ist, kann jeweils mit den zu unterscheidenden Anlagentypen einzeln gerechnet werden.

Eine Vereinfachung des Terms für die Opportunitätskosten ist nicht ohne weiteres möglich, weil aufgrund der höheren Grenzkosten im Teillastbetrieb eine häufigere Abschaltung als im Vollastbetrieb sinnvoll sein kann.

Aufgrund der geringen Grenzleistungspreise für positive Minutenreserve ist mit den dargestellten Opportunitätskosten eines Angebots eine Teilnahme auf diesem Teilmarkt wahrscheinlich ökonomisch nicht erfolgversprechend und wird zum jetzigen Stand auch nicht in AMIRIS modelliert.

Negative Minutenreserve

Bei negativer Minutenreserve muss eine Verringerung der Stromerzeugungsleistung angeboten werden. Hierdurch entstehen nur Opportunitätskosten, falls eine Stromerzeugung in der entsprechenden Höhe nicht wirtschaftlich wäre, da ansonsten ohnehin in Vollast gefahren würde. Die Opportunitätskosten für das Angebot einer MW ergeben sich damit als:

$$\sum_{i=m}^{m+z} \max(-D_i; 0),$$

wobei $-D_i$ die Fälle erfasst, in denen eine Produktion von 0 wirtschaftlich wäre. Ein niedriger Wirkungsgrad in Teillast wäre hier durch eine Anpassung von c zu berücksichtigen. Für einen „An-Aus-Betrieb“ ohne Teillast kann die genannte Formel unmittelbar verwendet werden. Unter den hier gemachten Annahmen ist es eine naheliegende Vereinfachung, im Modell die Opportunitätskosten auf null zu setzen.

Sicht Händler bei EEG+x-Vergütung auch auf potenzielle Erzeugung

Die obigen Opportunitätskosten gelten für alle Fälle der Handelsorganisation außer für diejenigen, in dem ein Händler den Anlagebetreibern einen festen Betrag von EEG-Vergütung+x bietet, der auch für nicht-produzierte Mengen gezahlt wird, sofern der Händler vom Anlagenbetreiber eine Drosselung verlangt, und sofern für diesen Fall eingesparte Brennstoffkosten des Anlagenbetreibers nicht gegengerechnet werden. Dieser Händler wird auch die daraus folgenden Opportunitätskosten berücksichtigen, sofern er einen anderen Händler mit der Vermarktung der Minutenreserve betraut.

In diesem Fall sind die Grenzkosten des Händlers unabhängig von den Grenzkosten des EE-Stroms, da er auch eine entsprechende Zahlung leisten muss, sofern nicht produziert wird. Der erwartete Deckungsbeitrag bei Vermarktung an der Börse ergibt sich für diesen Händler (D^H) deshalb als:

$$E(D_t^H) = E(P_{dayahead,t}) + ManP + V_{EEG} - E\left(\sum_{i=1}^n \frac{P_{dayahead,i}}{n}\right)$$

Entsprechend wird der Händler auch bei einem geringeren Day Ahead-Preis an der Börse anbieten:

$$P_{dayahead,t} \geq \sum_i^n \frac{P_{dayahead,i}}{n} - V_{EEG} - ManP$$

Insofern treten seltener Stunden auf, in denen es für den Händler vorteilhaft ist, nicht an der Börse anzubieten.

Unter diesen Maßgaben errechnen sich die Opportunitätskosten dann wie oben dargelegt.

Positive Minutenreserve

Die Opportunitätskosten für ein Angebot auf dem Markt für positive Minutenreserve sind:

$$\sum_{i=m}^{m+z} \max(D_i^H; 0)$$

Veränderungen der Grenzkosten sind hier nicht relevant, da sie für die Entscheidung des Händlers nicht von Bedeutung sind.

Negative Minutenreserve

Die Opportunitätskosten für das Angebot einer MW ergeben sich damit als:

$$\sum_{i=m}^{m+z} \max(-D_i^H; 0)$$

Damit sind die Opportunitätskosten für alle relevanten Fälle beschrieben.

4.4.2.3.3 *Angebote auf dem Minutenreservemarkt*

Wäre die Minutenreserveauktion wie die Strombörse organisiert, wonach auf Basis der Angebote ein Gleichgewichtspreis ermittelt wird, zu dem alle Geschäfte abgewickelt würden, würden Angebote in Höhe der Opportunitätskosten erfolgen. Auf dem Minutenreservemarkt erhalten die Anbieter jedoch einen Leistungspreis entsprechend ihres Angebots (Pay as bid-Verfahren), sofern dieses unter dem Grenzleistungspreis liegt. Der Grenzleistungspreis ist dadurch bestimmt, dass die Angebote bis maximal zu seiner Höhe die ausgeschriebene, nachgefragte Leistungsmenge gerade decken⁶⁶. Dementsprechend kann das Problem, einen

⁶⁶ Zu auktionstheoretischen Grundlagen s. Growitsch et al. (Oktober 2007, S.27ff.). Auktionstheoretisch wäre das optimale Angebot durch die angebotsabhängige Veränderung des Grenzgewinns in Abwägung mit der angebotsabhängigen Veränderung der Zuschlagswahrscheinlichkeit zu modellieren. Das müsste für alle Anbieter erfolgen. Aufgrund der äußerst hohen Komplexität einer Abbildung des Minutenreservemarkts mit diesem Ansatz und der dafür erforderlichen Modellierung von Angeboten fossiler Kraftwerke wird ein auktionstheoretischer Ansatz nicht weiterverfolgt.

Angebotsleistungspreis zu bestimmen, vereinfacht und vorläufig so umrissen werden: Biete zu einem Preis, der mindestens den Opportunitätskosten entspricht und möglichst knapp unter dem Grenzleistungspreis liegt.

Allerdings sind die Opportunitätskosten zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe noch unbekannt, da sie v.a. wesentlich von den Börsenpreisen am nächsten Tag abhängen, und die Angebotsabgabe sowie der Zuschlag vor dem Börsenhandel stattfinden. Insofern ist die Teilnahme am Minutenreservemarkt auch unter dem Aspekt der Risikoallokation zu sehen: Durch eine Teilnahme an beiden Märkten sollte es möglich sein, Portfolioeffekte zu nutzen, um z.B. bei gleichem Risiko eine höhere Rendite zu erzielen.

Zusätzlich sinkt mit steigendem Angebotspreis die Wahrscheinlichkeit, einen Zuschlag zu erhalten. Im Falle eines Zuschlags steigt mit steigendem Angebotspreis dafür aber der Deckungsbeitrag. Demnach wird ein risikofreudiger Händler eher einen hohen Angebotspreis wählen, während ein risikoaverser Händler einen eher niedrigen Angebotspreis wählen wird. Ein großer Anbieter könnte darüber hinaus das Angebot in Teilmengen zerlegen und für jede der Teilmengen einen anderen Angebotspreis festlegen. Ein Blick in die Angebotslisten zeigt, dass dies übliche Praxis sein dürfte, da kleine Stückelungen überwiegen.

Damit sind nicht nur Angebotspreise zu bestimmen, sondern auch eine Aufteilung der Mengen auf Strombörse und Minutenreservemarkt⁶⁷ sowie evtl. eine Splittung des Angebots auf dem Minutenreservemarkt.

Die hier betrachteten Anlagen befinden sich bereits in der Direktvermarktung und sind präqualifiziert⁶⁸. Gegenwärtig könnte sich die Gesamtmenge an Biomasseanlagen in der Direktvermarktung bei über einem GW bewegen⁶⁹. Als Ausgangspunkt wären vor allem Zahlen über die gegenwärtig präqualifizierten bzw. in der Präqualifizierung befindlichen Biomasseanlagen wünschenswert. Hierzu konnten keine Zahlen gefunden werden. Aufgrund der bisherigen Struktur des Minutenreservemarktes wird die präqualifizierte Leistung als relativ gering eingeschätzt. Gegenwärtig entsteht aber der Eindruck, dass relativ viele Vermarkter an einer Teilnahme am Minutenreservemarkt interessiert sind und Präqualifikationen anstreben. Man könnte in AMIRIS z.B. mit einer schon recht hohen Leistung von ca. 100 MW in 2012 beginnen.

⁶⁷ Tatsächlich sind auch weitere, z.B. längerfristig laufende, Kontrakte zu berücksichtigen. Diese werden hier unter dem Anteil, der nicht auf dem Minutenreservemarkt gehandelt wird, subsumiert, da auch für sie der (erwartete) Börsenpreis über make-or-buy-Entscheidungen entscheidend ist.

⁶⁸ Die entsprechende Entscheidung wird unten diskutiert.

⁶⁹ Zum Januar 2012 waren es 933 MW, im Dezember 2012 sind es 1936 MW. Hinzu kommen 392 MW Wasserkraft, von denen einige prinzipiell auch am Regelenergiemarkt teilnehmen könnten (EEG-KWK.NET Dezember 2012). InPower hatte am 31.08.2011 nur eine Biomasseanlage und knapp 400 MW Windkraft unter Vertrag und hat das Ziel, in 2012 etwa 2000 MW unter Vertrag zu haben. Entsprechende Verträge sind also – wie zu erwarten – alle aktuell abgeschlossen worden oder sind aktuell geplant.

Die Bietstrategie kann sich prinzipiell danach unterscheiden, ob eher geringe Leistungspreise verlangt werden und ein Geschäft mit dem hohen Anteil der Zuschläge gemacht wird, oder ob hohe Preise verlangt werden, die auch bei wenigen Zuschlägen zu einem angemessenen Gewinn führen. Bei hinreichend hoher unter Vertrag stehender Leistung kann auch ein auf mehrere Leistungspreise gestaffeltes Angebot erfolgen.

Aufgrund von Liquiditätsaspekten und des Motivs einer Portfoliostreuung wird vorgeschlagen, die Händler eher eine Strategie mit einem geringen Aufschlag verfolgen zu lassen. Sie orientieren sich – so wird vorgeschlagen – am Median der Verteilung der Grenzleistungspreise der Zeitscheibe, sofern dieser über den Opportunitätskosten liegt, andernfalls an den Opportunitätskosten selber. Dadurch sollte ein relativ konstanter Zahlungsstrom generiert werden. Sie spezialisieren sich dabei auf negative Minutenreserve, da die positive Minutenreserve höhere Opportunitätskosten aufweist und keine ausreichenden Einkommen verspricht. Aufgrund ihrer Erfahrung kann im Modell davon ausgegangen werden, dass den Händlern dabei die Verteilung der Preise nach Zeitscheiben bekannt ist. Es könnte alternativ auch ein Erwartungsbildungsmechanismus eingebaut werden, der z.B. den Grenzleistungspreis des Vortags berücksichtigen könnte und diesen mit einem Abschlag (z.B. 40%) als Angebotspreis verwendet (sofern dieser über den Opportunitätskosten liegt).

Daher erscheint es interessant, zusätzlich zumindest eine andere Bietstrategie in das Modell einzubauen. Im Modell ist daher noch eine Strategie implementiert, die sich auf höhere Gebotspreise mit selteneren Zuschlägen spezialisiert: Dabei wird der Median plus einer Standardabweichung verwendet⁷⁰ (vgl. Kapitel 4.5.1.5). Interessant könnte auch ein Vergleich der am Median orientierten mit einer diversifizierenden⁷¹ Bietstrategie sein, wie sie von größeren Anbietern verfolgt werden könnte. Damit könnte ein Aspekt, der Größenvorteile verursachen kann, untersucht werden, was eine Begründung für die Entwicklung der Organisationsformen liefern könnte. Diese letzte Variante wird allerdings wegen des damit verbundenen, hohen Implementierungsaufwandes nicht in die aktuelle Modellversion implementiert. Ein weiterer Grund, der dagegen spricht, ist dass die Modellierung dieser Strategie eine Abbildung aller für einen Händler verfügbaren Kapazitäten erfordert. Da dies auch die konventionellen Kraftwerkskapazitäten umfassen müsste, wäre eine erhebliche Erweiterung des Modells erforderlich.

⁷⁰ Für jeden Kalendermonat werden im Modell Median und Standardabweichung bestimmt. Diese gehen dann im Folgemonat in die angebotenen Leistungspreise ein.

⁷¹ Z.B. das Angebot eines Teils der kontrahierten Leistung entsprechend dem Median - und eines zweiten Teils auf einen Wert für die jeweilige Zeitscheibe, der nur z.B. in 10% der Fälle zu einem Zuschlag führt.

4.4.2.3.4 **Entscheidung über eine Präqualifikation für den Minutenreservemarkt**

Um am Minutenreservemarkt teilnehmen zu können, muss jede Anlage präqualifiziert sein⁷². Dabei wird überprüft, ob die Anlage technische und organisatorische Voraussetzungen für die Bereitstellung von Minutenreserve erfüllt. Hinzu kommt eine Einbindung der Anlage in das Kommunikationssystem des Poolbetreibers. Insgesamt ist dafür mit Fixkosten von 4.000 bis 6.000 € zu rechnen. Diese Kosten fallen einmalig an. Allerdings ist bei Änderungen an der Anlage im Allgemeinen eine neue Präqualifikation erforderlich. Deshalb wird hier davon ausgegangen, dass im Durchschnitt alle sechs Jahre eine neue Präqualifikation erforderlich ist. Mit dieser Zeitspanne soll gleichzeitig einer Risikoscheu der Akteure Rechnung getragen werden, die sich insbesondere in dem Wunsch nach kurzen Amortisationszeiten ausdrückt⁷³.

Um diese Fixkosten zu berücksichtigen, werden sie als erstes in Annuitäten umgerechnet. Tabelle 4-14 zeigt die Ergebnisse. Dort werden für drei Realzinssätze und den Fixkosten von 4.000 € bzw. 6.000 € die jeweils entstehenden jährlichen Kosten bei einer sechsjährigen Laufzeit der Präqualifikation angegeben. Sie liegen in dem recht breiten Bereich von 763-1298 €. Fokussiert man auf den wahrscheinlich angemessenen Realzins von 6% pro Jahr, dann verengt sich die Bandbreite auf 813,5-1220 € pro Jahr. Als Basisfall erscheint es angemessen, mit rund 1.000 €/Jahr zu rechnen.

Tabelle 4-14: Annuitäten⁷⁴ der Kosten für Präqualifikation und Einbindung pro Anlage.

		Realzins		
		4%/a	6%/a	8%/a
Kosten der Präqualifikation und Einbindung	4.000 €	763,0€	813,5€	865,3€
	6.000 €	1144,6€	1220,2€	1297,9€

Da es sich um Fixkosten pro Anlage handelt, steigen die Kosten der Bereitstellung von Minutenreserveleistung mit einer Verringerung der pro Anlage angebotenen Leistung. Deshalb wird im Weiteren angenommen, dass kein Teillastbetrieb für Minutenreserve, sondern ausschließlich eine „An-Aus-Fahrweise“ geplant wird. Technisch dürfte das kein Problem sein, sofern Wärmemengen abgeführt bzw. über Spitzenkessel erzeugt werden können. Zudem ist davon auszugehen, dass eine solche Fahrweise aufgrund der relativ geringen Leistungen der betrachteten Anlagen auch in die Granularität der Abrufe passt. Unter diesen Voraussetzungen hängen die jährlichen Kosten für die Einbindung in den

⁷² Auch jeder Händler, der auf dem Minutenreservemarkt anbieten will, muss sich präqualifizieren. Es wird angenommen, dass die hier betrachteten Händler ohnehin präqualifiziert sind, wodurch deren Präqualifikationskosten nicht betrachtet werden müssen.

⁷³ Zur Orientierung: Eine Erhöhung der Laufzeit von 6 auf 10 Jahre würde die im Folgenden ausgewiesenen Kosten je nach weiteren Annahmen um 30-35% reduzieren.

⁷⁴ Verwendet wurden Annuitäten für Zahlungen am Jahresende, wodurch die Kosten etwas höher sind als bei einer Berücksichtigung einer über das Jahr kontinuierlichen Bezahlung. Der Unterschied ist aber im Vergleich zur Variation des Zinssatz gering und deshalb nicht entscheidend.

Minutenreservemarkt pro anzubietender Leistung ($C_{pr\ddot{a}}$, in €/MW) nur mehr von der installierten elektrischen Leistung (P_{el} , in MW) ab: $C_{pr\ddot{a}} = 1.000\text{€}/P_{el}$ ab. Da die Kosten pro Leistung in Abhängigkeit von der Leistung eine Hyperbel darstellen, dürften größere Anlagen bevorzugt im Minutenreservemarkt eingesetzt werden.

Die Kosten für die Einbindung einer Anlage in einen Minutenreservpool trägt der Zwischenhändler. Er vergleicht dabei die Kosten mit seinen erwarteten Erlösen. Im Falle eines Angebots entsprechend dem Median (M^z)⁷⁵ ergibt sich ein erwarteter Erlös (R_{MR}) pro MW, Ausschreibung j und Zeitscheibe z von⁷⁶:

$$R_{MR}^{z,j} = 0,5 * M^z$$

da aufgrund der Definition des Medians der Grenzleistungspreis in der Hälfte der Fälle über dem Median liegt. Tabelle 4-15 gibt einen Überblick über die Jahressummen der Mediane für die Grenzleistungspreise nach positiver und negativer Minutenreserve für das Jahr 2011. Dabei sind die sehr niedrigen Werte für positive Minutenreserve offensichtlich. Eine wirtschaftlich tragfähige Strategie, die auf den positiven Minutenreservemarkt fokussiert, ist deshalb unter den sonstigen Annahmen nicht möglich. Als zweites ist darauf hinzuweisen, dass die Verwendung des Medians über alle Ausschreibungen des Jahres (zweite Zeile) zu beträchtlich geringeren Werten führt, als die Verwendung des Medians nach Zeitscheibe (letzte Zeile). Grund hierfür sind die beträchtlichen Unterschiede des Medians der einzelnen Zeitscheiben.

Tabelle 4-15: Jahressumme der Mediane des Grenzleistungspreises für Minutenreserve im Jahr 2011 (in €/(MW*a); entspricht z.B. für die einzelnen Zeitscheiben 365*M²).

	negative Minutenreserve	positive Minutenreserve
Median über das gesamte Jahr	8464,35	21,90
0 bis 4 Uhr	5732,33	0,00
4 bis 8 Uhr	5781,60	0,00
8 bis 12 Uhr	412,45	36,50
12bis 16 Uhr	443,48	3,65
16 bis 20 Uhr	425,23	36,50
20 bis 24 Uhr	1230,05	0,00
Summe über alle Zeitscheiben	14025,13	76,65

⁷⁵ Dabei wird im Folgenden zur Vereinfachung von einer konstant bleibenden Verteilung der Grenzleistungspreise ausgegangen. Im Modell wurde eine monatlich Schätzung des Medians unter Verwendung der Ergebnisse des letzten Monats implementiert

⁷⁶ Genau genommen wäre das Maximum aus Median und Opportunitätskosten zu verwenden. Da für positive Minutenreserve – bei einem Vergleich mit einer ansonsten unter Vollast laufenden Anlage – der Median (maximal 0,1 €/MW pro Zeitscheibe) stets weit unter den Opportunitätskosten liegt, sind bei positiver Minutenreserve Opportunitätskosten anzusetzen. Aufgrund der sich daraus ergebenden geringen Zuschlagswahrscheinlichkeiten wird dies hier nicht weiter ausgeführt. Für negative Minutenreserve kann man davon ausgehen, dass der Median allenfalls in sehr seltenen Fällen stark negativer Börsenpreise unterhalb der Opportunitätskosten liegen. Ihre Seltenheit rechtfertigt den hohen Aufwand ihrer Modellierung nicht.

Für den Erlös pro MW aus jeder Zeitscheibe pro Jahr R_{MR}^z resultiert dann, falls zu einem Anteil a^z der 365 Ausschreibung angeboten würde⁷⁷:

$$R_{MR}^z = a^z * 182,5 * M^z$$

Über alle Zeitscheiben hinweg resultiert dann der erwartete Erlös pro MW und Jahr von:

$$R_{MR} = \sum_z R_{MR}^z$$

Damit ergibt sich ein Gewinn pro Anlage und Jahr (G_A) aus der Teilnahme am Regelenergiemarkt von:

$$G_A = P_{el} * R_{MR} - 1000\text{€}$$

Nun ist zu beachten, dass die Händler entscheiden, ob eine Anlage am Regelenergiemarkt teilnehmen soll.

Den Händlern, die den Anlagenbetreibern EEG+x zahlen, fällt G_A zu. Sofern $G_A > 0$ ist es vorteilhaft, eine Anlage in den Minutenreservemarkt einzubinden. Ebenso kann entsprechend G_A eine Rangfolge der Einbindung der Anlagen aufgestellt werden. Aufgrund der Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Grenzleistungspreise und die zu Beginn zu leistenden Investitionen für die Einbindung könnte dies sinnvoll sein. Alternativ könnte ein Schwellenwert gesetzt werden, den G_A mindestens erreichen muss, bevor diese Investition getätigt wird. Aus der obigen Berechnung wird deutlich, dass größere Anlagen bevorzugt werden und die Anlagen vor allem so gefahren werden sollten, dass die hohen Grenzleistungspreise in den Zeitscheiben von 0 bis 8 Uhr genutzt werden können.

4.4.2.3.5 **Zusammenfassung zum Leistungspreis des Angebots für Minutenreserve durch Händler**

- Ein Markteintritt mit dem Ziel, auf dem positiven Minutenreservemarkt aktiv zu werden, wird nach den gegenwärtigen Daten und Überlegungen nicht erfolgen. Auch nach einem Markteintritt in die Minutenreservemärkte ist eine Teilnahme auf dem Markt für positiven Minutenreservemarkt ökonomisch nicht attraktiv. Der Markt für positive Minutenreserve wird deshalb nicht modelliert.

⁷⁷ Für die Verfügbarkeit negativer Minutenreserve könnte die Vollaststundenzahl/8760 herangezogen werden, für die positive Minutenreserve eins minus dieses Verhältnis. Dem lägen die Annahmen zugrunde, dass die Anlagen nie in Teillast fahren und nur an- oder abgeschaltet sind, und dass die Teilnahme am Regelenergiemarkt die geplante Fahrweise nicht – merklich - verändert. Mit diesem Vorgehen würde die Teilnahme gleichmäßig auf alle Zeitscheiben verteilt. Eine andere Möglichkeit bestünde darin, die Verfügbarkeit nach Zeitscheiben einzuschätzen. Dadurch würden die je nach Zeitscheibe unterschiedlichen erwarteten Preise ebenso berücksichtigt, wie die Möglichkeit, dass Anlagen vornehmlich zu bestimmten Tageszeiten betrieben werden könnten. In Bezug auf letzteres veranschaulicht Tabelle 11 die große Bedeutung der beiden Zeitscheiben von 0-8 Uhr, auf die ein Großteil der Erlöse entfällt.

- Aufgrund der im Vergleich zu den möglichen Erlösen relativ hohen Fixkosten der Einbindung einer Anlage in den Markt für negative Minutenreserve ist die Einbindung von kleinen Anlagen wirtschaftlich nicht attraktiv.
- Aufgrund der sehr unterschiedlichen Grenzleistungspreise sollten die sechs Zeitscheiben bei der Modellierung des Marktes für negative Minutenreserve explizit berücksichtigt werden.
- Zwei Bietstrategien sollten unterschieden werden. Zum Ersten eine, die auf einen häufigen Zuschlag bei niedrigen Leistungspreisen abzielt und insofern als risikoavers beschrieben werden kann. Diese ist über ein Gebot implementiert, für welches der Median der 280 Zeitscheiben des vergangenen Monats verwendet wird. Zum zweiten eine Strategie, die weniger häufige Zuschläge erwarten lässt, dafür aber im Falle eines Zuschlags einen höheren Leistungspreis verspricht. Diese ist über ein Gebot implementiert, für welches ebenso der Median der 280 Zeitscheiben des letzten Monats berechnet wird, zu diesem aber noch die Standardabweichung der Grenzleistungspreise des letzten Monats addiert wird.

4.4.2.4 Schlussfolgerungen zur Abbildung der Minutenreservemärkte

- Aufgrund der geringen Grenzleistungspreise und der relativ hohen Opportunitätskosten wird vorgeschlagen, den Markt für positive Minutenreserve nicht abzubilden. Er verspricht keine nennenswerten Gewinne für EE-Anlagenbetreiber oder deren Zwischenhändler.
- Für den Markt für negative Minutenreserve wird eine Implementierung des Grenzleistungspreises über eine Regression vorgeschlagen. Als erklärende Variable werden die Last, die Windeinspeisung und der Börsenpreis verwendet.
- Die sechs Zeitscheiben für Minutenreserve sollten explizit berücksichtigt werden, da sie verschiedene Grenzleistungspreise aufweisen und dieser Unterschied für den potentiellen ökonomischen Erlös der Anbieter bedeutend ist.
- Bei der Modellierung der Teilnahme am Markt für negative Minutenreserve sollten die Präqualifikationskosten für einzelne Anlagen nach Möglichkeit als Fixkosten berücksichtigt werden, da der Markt durch sie für weniger große Anlagen ökonomisch unattraktiv wird.
- Zwei Bietstrategien werden für das Modell vorgeschlagen:
 - Eine Strategie, die eher risikoavers ist, und auf regelmäßige, dafür aber kleinere Erlöse setzt. Das Angebot orientiert sich dabei am Median der jeweiligen Zeitscheibe, und
 - Eine risikofreudigere Strategie, die zu einem selteneren Zuschlag führt, dafür aber im Falle eines Zuschlags einen höheren Erlös sichert. Das Angebot richtet sich dabei ebenfalls nach dem Median, auf den aber eine Standardabweichung aufgeschlagen wird.

Dabei ist aufgrund der Endogenität des Grenzleistungspreises der vom Zwischenhändler erwartete Median in einem Modelllauf regelmäßig zu aktualisieren.

4.4.3 Ausgleichsenergiemarkt

Für Profilservice und Ausgleichsenergie für die Direktvermarktung der Stromerzeugung durch dargebotsabhängige erneuerbare Energiequellen werden merkliche Kosten genannt – z.B. nennt In.Power (Oktober 2011, Folie 29) 3-9 €/MWh -, die für die Gewinne aus Direktvermarktung und die Entscheidung für oder gegen Direktvermarktung bedeutend werden können. Deshalb ist es wichtig, die ökonomische Wirkung des Bezugs von Ausgleichsenergie in AMIRIS abzubilden.

Allerdings können in AMIRIS nicht alle Handelstätigkeiten eines Direktvermarkters dargestellt werden, der typischerweise langfristige Verträge – z.B. auf dem Terminmarkt – abschließt, dann Day-Ahead entsprechend der verbesserten Prognosen handelt und dies gegebenenfalls Intraday wiederholt, um schließlich die Abweichung der Einspeisung vom Fahrplan entsprechend der Ausgleichsenergiepreise abwickeln zu müssen. Den grundsätzlichen Zusammenhang zwischen Güte der Prognose und Höhe der Kosten kann man aber abbilden, indem der Unterschied zwischen Day-Ahead Positionen und der Realisierung betrachtet wird. Dieser Prognosefehler kann dann mit Ausgleichsenergiepreisen bewertet werden. Hierfür ist eine Abbildung der Ausgleichsenergiepreise erforderlich.

Die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise durch die Übertragungsnetzbetreiber wird in „Modell zur Berechnung der Ausgleichsenergie der 4 ÜNB“ (50Hertz-Transmission 2011)⁷⁸ dargestellt. Ohne auf die Details einzugehen, ist folgendes für die Überlegung einer Integration von Ausgleichsenergiepreise in AMIRIS bedeutsam:

- Berechnet wird der Ausgleichsenergiepreis pro Viertelstunde⁷⁹. AMIRIS arbeitet mit einer Stundenauflösung. Die Daten zur Ausgleichsenergie sind demgemäß in Stundenwerte zu überführen.
- Der Ausgleichsenergiepreis wird u.a. auf Basis der abgerufenen Arbeit von Sekunden- und Minutenreserve und deren Arbeitspreise in dieser Viertelstunde berechnet. Die Arbeitspreise für Sekunden- und Minutenreserve und deren Abruf werden in AMIRIS nicht modelliert, da dies eine Modellierung des gesamten Stromhandelssystems erfordern würde, was nicht Ziel dieses Modells ist.
- Der Preis bezieht sich auf jegliche Bilanzkreisabweichung in dieser Viertelstunde. Dabei wird der Ausgleichsenergiepreis so gesetzt, dass über eine Verrechnung mit dem Mengensaldo aller Bilanzkreise („Netzregelverbund (NRV) Mengensaldo“) gerade die Kosten für den Einsatz von Sekunden- und Minutenreserve gedeckt werden. Da in AMIRIS nicht alle Bilanzkreise erfasst werden, kann der entsprechende Mengensaldo nicht endogen bestimmt werden.

⁷⁸ Der aktuelle Beschluss der Bundesnetzagentur zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise konnte aufgrund der Zeitplanung des Projekts nicht mehr berücksichtigt werden (Bundesnetzagentur 25.10.2012).

⁷⁹ Da alle ÜNB im betrachteten Zeitraum dem Netzregelverbund angehören, wird der reBAP („regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis“) verwendet.

Mit vertretbarem Aufwand können in AMIRIS die Ausgleichsenergiepreise deshalb nicht endogen bestimmt werden. Um die Kosten für Ausgleichsenergie dennoch abzubilden, werden die Stochastik und die Korrelationen mit anderen Größen im Modell im Folgenden untersucht. Dies dient dann als Grundlage für die Modellierung, die über Korrelationen mit anderen Variablen oder über Zufallszüge erfolgen kann. Dabei wird das Jahr 2011 als Referenz verwendet. Die Aussagen sind insofern begrenzt, als das Jahr 2011 als „typisch“ betrachtet wird, und die Untersuchung somit keine langfristigen Trends isolieren kann. Langfristige Trends müssen also gegebenenfalls über exogene Eingriffe und Sensitivitätsanalysen integriert werden.

4.4.3.1 Zur Statistik der Ausgleichsenergiepreise und des NRV-Mengensaldos

In Abbildung 4-25 und Abbildung 4-26 werden zuerst die Verteilungen der viertelstündlichen Ausgleichsenergiepreise bzw. NRV-Mengensalden dargestellt⁸⁰.

Abbildung 4-26 zeigt die Mengensalden. Ein positiver Wert bedeutet, dass in der Summe über alle Bilanzkreise eine Unterdeckung stattfand, was den Abruf positiver Regelleistung mit der angegebenen Leistung erforderte. Ein negativer Wert impliziert eine Überdeckung der Bilanzkreise im Durchschnitt, weshalb ein Abruf negativer Regelleistung erforderlich wurde. Das Vorzeichen der Ausgleichsenergiepreise in Abbildung 4-25 zeigt die Zahlungsrichtung an: Im Falle eines positiven Preises erhält ein Bilanzkreisverantwortlicher, der seinen Bilanzkreis überspeist, von den ÜNB eine Vergütung, während er bei einem negativen Preis eine Zahlung an die ÜNB leisten muss.

Abbildung 4-25 zeigt die zweigipflige Verteilung, die auch für die Jahre 2009 und 2010 aus (Bundesnetzagentur 2011, S. 118) ersichtlich ist. Die Ausgleichsenergiepreise konzentrieren sich auf 0-25 €/MWh und – insgesamt etwas weniger häufig – auf 85-105 €/MWh. Dabei gibt es Preise zwischen 30 und 65 €/MWh nur sehr selten. Diese zweigipflige Verteilung dürfte auf Basis anderer Daten in AMIRIS ohne direkte Übernahme nur schwer abzubilden sein. Eine stündliche Durchschnittsberechnung der viertelstündlichen Werte (s. Abbildung 4-27) bewirkt, dass die Zweigipfligkeit verschwindet und insbesondere die Lücke zwischen den beiden ursprünglich häufigsten Klassen aufgefüllt wird. Sie zeigt also eine etwas andere Verteilung.

Die Verteilung des NRV-Mengensaldos (s. Abbildung 4-26) weist einen Durchschnitt von rund -428 MW auf mit einer geringen Schiefe der Verteilung. Sie deutet daraufhin, dass zumindest nicht im größerem Umfang oder regelmäßig systematische Über- oder Unterdeckungen der Bilanzkreise vorliegen. Bildet man Stundendurchschnitte (s. Abbildung 4-28), dann ändert

⁸⁰ Die Daten stammen aus folgenden Quellen: 50-Hertz-Transmission (22.02.2012), Tennet (22.02.2012 und 22.02.2012a). Ausgleichsenergiepreise sind inzwischen zu finden auf <http://transnetbw.de/downloads-and-informationen?start=0>

sich die Verteilung nur wenig, auch wenn – wie zu erwarten – Extremwerte reduziert werden und die Varianz etwas zurückgeht.

Beim Ausgleichsenergiepreis wurde eine merkliche Autokorrelationen (ca. 0,5) mit dem eine Viertelstunde zurückliegenden Wert festgestellt. Mit einer Verzögerung von 1 Tag oder 1 Woche waren die Korrelationen relativ gering (ca. 0,25 bzw. 0,13). Für die auf Stunden aggregierten Werte ergaben sich Korrelationskoeffizienten von rund 0,65 (1 Stunde vorher), 0,33 (1 Tag vorher) und 0,14 (1 Woche vorher). Die entsprechenden Werte für den NRV-Mengensaldo sind 0,86, 0,50 und 0,19⁸¹. Demnach sind merkliche Autokorrelationen zu beachten. Für die Ausgleichsenergiepreise im Jahr 2011 zeigt Abbildung 4-29 die Korrelationskoeffizienten in Abhängigkeit vom Time-Lag. Auffällig ist dabei neben den hohen Werten für kleine Time-Lags die tägliche Komponente, die in der Abbildung 5 durch die wiederkehrenden Spitzen kenntlich wird. Für den NRV-Mengensaldo sieht man in Abbildung 4-30 vergleichbares, wobei allerdings die deutlich höheren Korrelationen bei kleinen Time-Lags auffallen⁸².

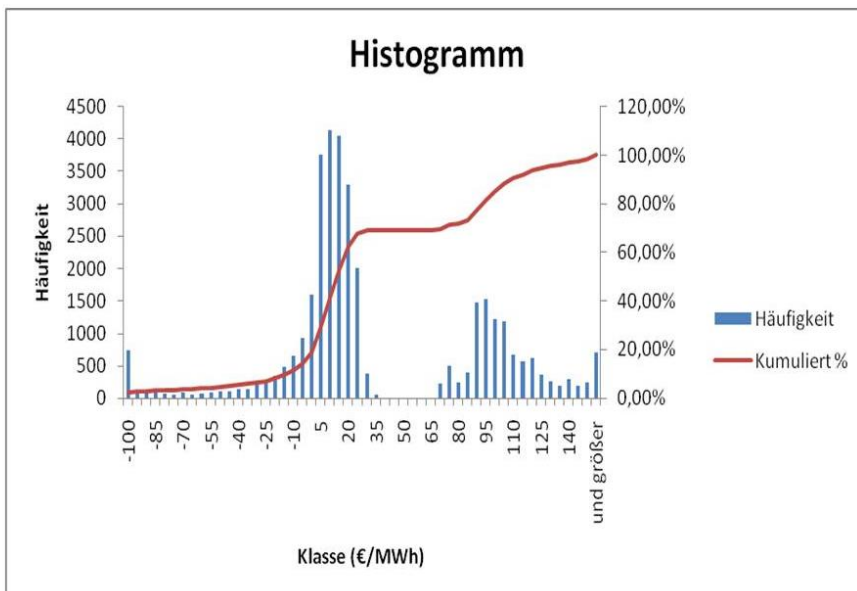


Abbildung 4-25: Verteilung der Ausgleichsenergiepreise im Jahr 2011 in viertelstündlicher Auflösung.

Letztlich bedeutet dies, dass NRV-Mengensalden eher gebündelt über eine Stunde hinweg in gleicher Richtung auftreten und die Höhe der NRV-Mengensalden darüber hinaus tageszeitabhängige Regelmäßigkeiten zeigt. Ähnliches gilt für die Ausgleichsenergiepreise.

⁸¹ Durch eine Zusammenfassung per Durchschnittsbildung erhöht sich tendenziell die Korrelation, da die Variation verringert wird. Dies ist auch im Weiteren zu beachten.

⁸² Verschiedene geschätzte autoregressive Modelle zeigen – wie zu erwarten – ein Einschwingen auf den Erwartungswert innerhalb weniger hundert Stunden.

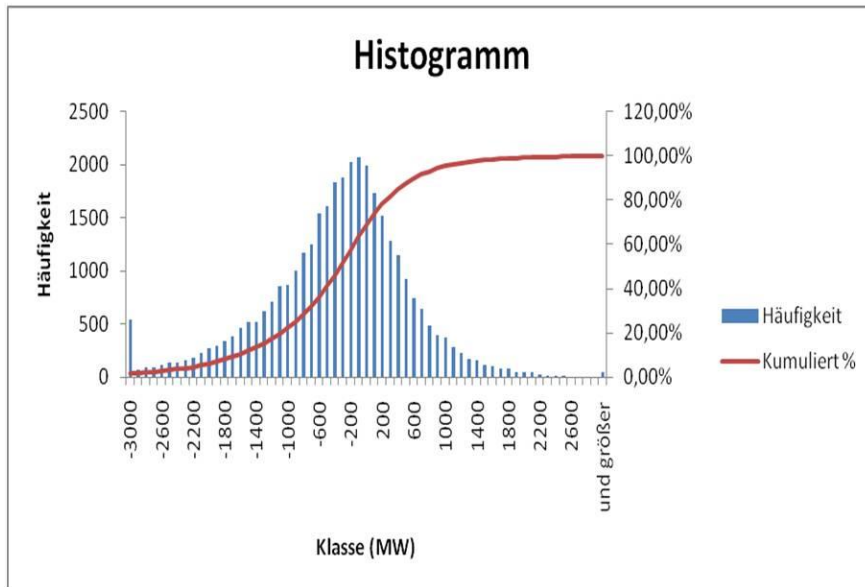


Abbildung 4-26: Verteilung der NRV-Mengensalden im Jahr 2011 in viertelstündlicher Auflösung.

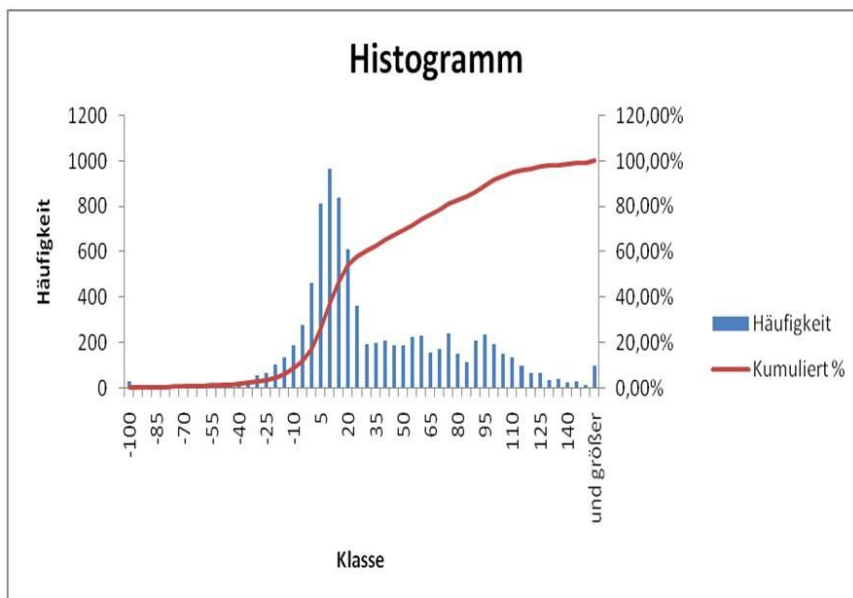


Abbildung 4-27: Verteilung der Ausgleichsenergiepreise im Jahr 2011 in stündlicher Auflösung (stündliche Durchschnittswerte der viertelstündlichen Daten).

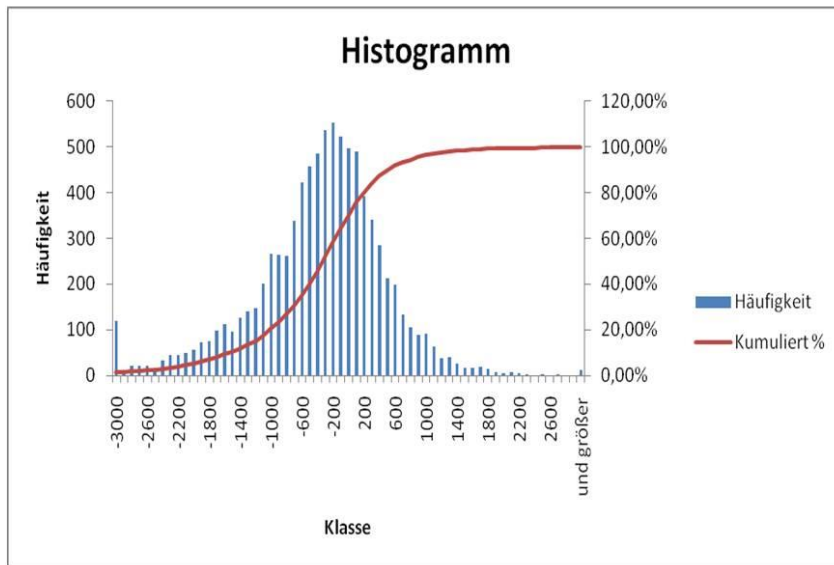


Abbildung 4-28: Verteilung der NRV-Mengensalden im Jahr 2011 in stündlicher Auflösung (stündliche Durchschnittswerte der viertelstündlichen Daten).

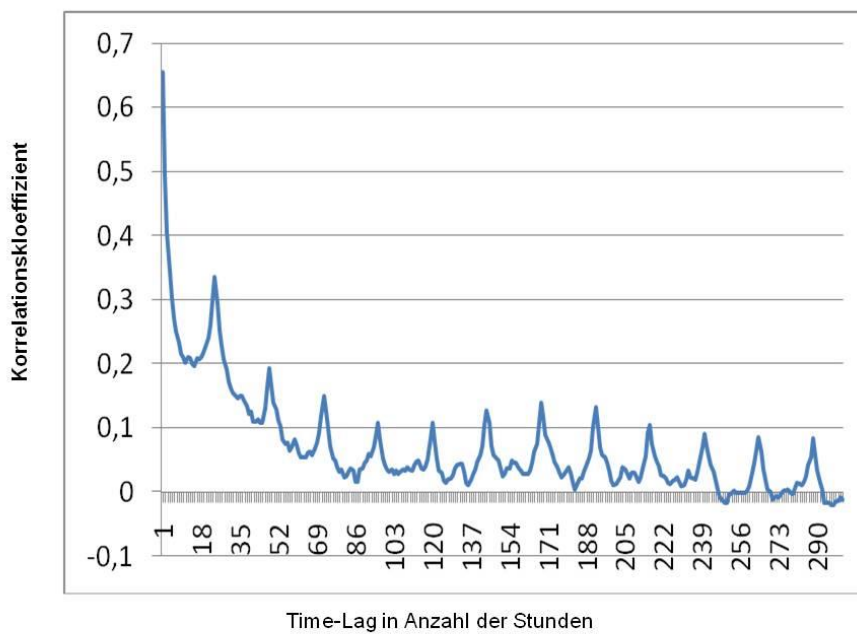


Abbildung 4-29: Autokorrelation des Ausgleichsenergiepreises bei stündlicher Auflösung (X-Achse: Time-Lag in Stunden; Y-Achse: Korrelationskoeffizient).

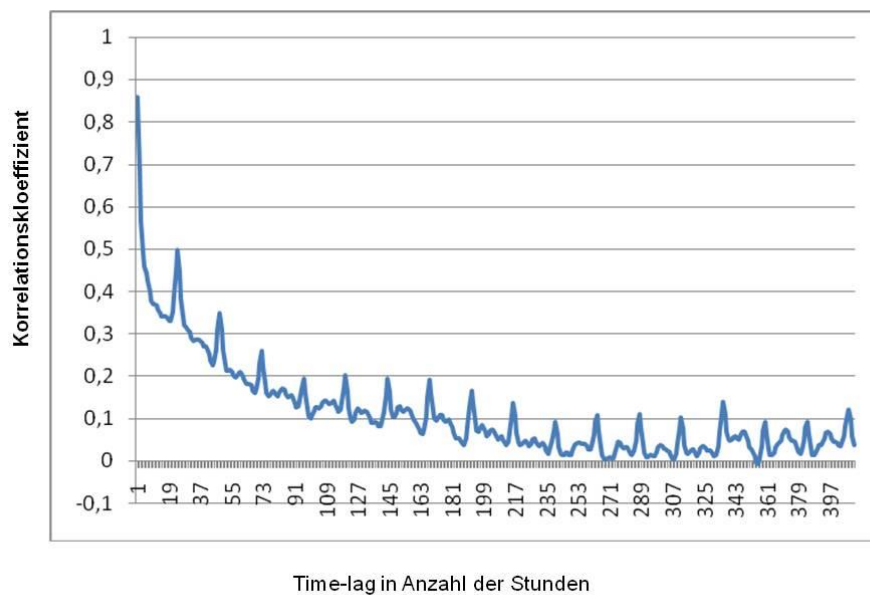


Abbildung 4-30: Autokorrelation des NRV-Mengensaldos bei stündlicher Auflösung (X-Achse: Time-Lag in Stunden; Y-Achse: Korrelationskoeffizient).

Nun kann man den Zusammenhang beider Größen – des Ausgleichsenergiepreises und des NRV-Mengensaldos - in viertelstündlicher bzw. stündlicher Auflösung betrachten. Ein Zusammenhang ist zu erwarten, da mit betragsmäßig steigendem Mengensaldo mehr Regelernergie abgerufen wird und dies nach Reihenfolge der Arbeitspreise erfolgt. Falls negative Regelarbeit abgerufen wird, sollten tendenziell auch eher negative Preise gezahlt werden.

Bei viertelstündlicher Auflösung beträgt die Korrelation zwischen den beiden Größen ca. 0,62, und der NRV-Mengensaldo kann in einer linearen Regression etwa 38% der Varianz des Ausgleichsenergiepreises erklären (s. Abbildung 4-31). Bei stündlicher Auflösung steigt die Korrelation auf 0,74 und der R^2 (adjusted) einer linearen Regression liegt bei etwa 0,55 (s. Abbildung 4-32). In Abbildung 4-31 sieht man aber, dass die Abweichungen von der Trendlinie nicht unabhängig von der Höhe der Variablen sind: Vielmehr liegen bei niedrigen – stark negativen – Mengensalden, die Datenpunkte ebenso tendenziell über der Trendlinie wie bei stark positiven; eine Unabhängigkeit der Abweichung der Datenpunkte von der Regressionsgeraden in Bezug auf die Höhe der Ausgleichsenergiepreise scheint nicht gegeben zu sein. Insofern ist die Regression problematisch. Ähnliches ist auch noch in der Regression der Stundendurchschnitte zu erkennen (Abbildung 4-32). Da im Modellkontext der NRV-Mengensaldo ebenso wenig zu ermitteln ist wie der Ausgleichsenergiepreis, wäre mit diesem Zusammenhang erst mal auch wenig gewonnen. Es sei denn, man könnte den NRV-Mengensaldo besser in Abhängigkeit von anderen Variablen bestimmen als die Ausgleichs-

energiepreise, so dass eine Schätzung über den Umweg NRV-Mengensaldo sinnvoll wird. Deshalb wird der Zusammenhang dieser Größen mit anderen Größen untersucht.

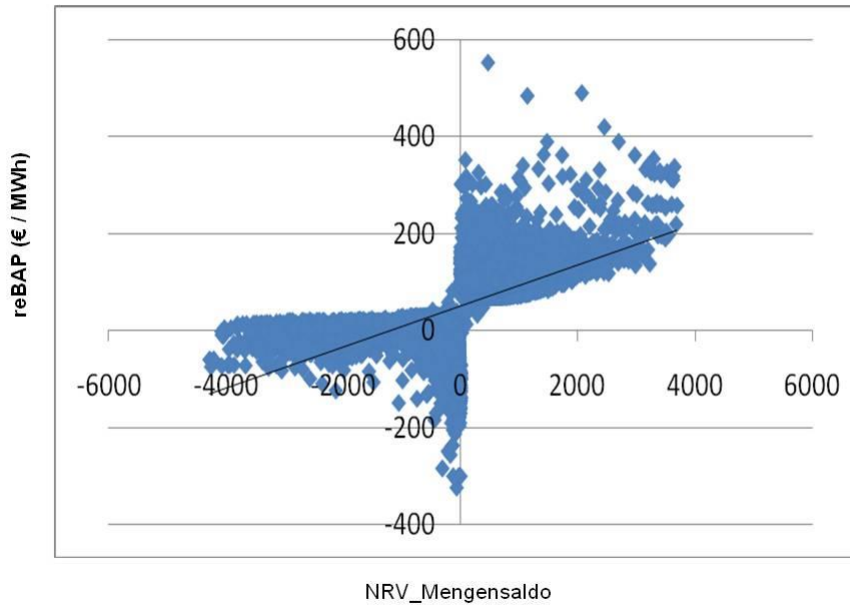


Abbildung 4-31: Korrelation von Ausgleichsenergiepreis und NRV-Mengensaldo bei viertelstündlicher Auflösung.

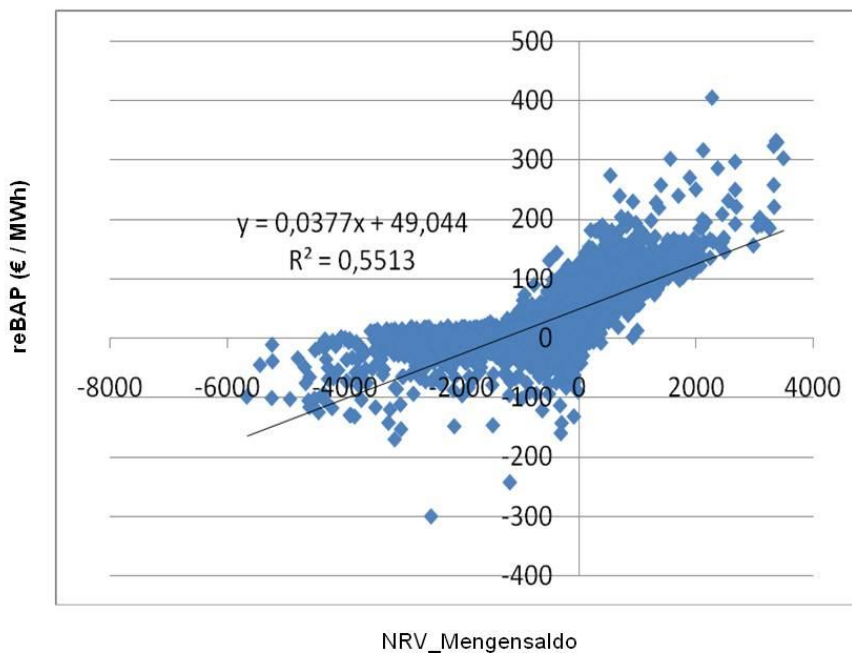


Abbildung 4-32: Korrelation von Ausgleichsenergiepreis und NRV-Mengensaldo bei stündlicher Auflösung.

4.4.3.2 Zur Korrelation der Ausgleichsenergiepreise bzw. der NRV-Mengensalden mit anderen Größen

Für die Erklärung der Ausgleichsenergiepreise oder der NRV-Mengensalden im Jahr 2011 wurden folgende Größen als exogene Variablen herangezogen, die auch in AMIRIS zur Verfügung stehen:

- Einspeisung aus Windkraft (viertelstündliche Auflösung; „Wind“)
- Einspeisung aus Fotovoltaik (viertelstündliche Auflösung, „PV“)⁸³
- Day Ahead-Börsenpreis (stündliche Auflösung)⁸⁴
- Lastgang (stündliche Auflösung) (Quelle: ENTSOE)

Daraus können auch zwei zusätzliche, möglicherweise interessante Variablen gewonnen werden:

- Einspeisung aus dargebotsabhängigen EE-Erzeugungsanlagen (Summe aus Einspeisung aus Windkraft und PV; im Folgenden „Wind+PV“) und
- Residuallast (Lastgang minus Wind+PV)

⁸³ Quelle für die Einspeisung aus Windkraft und PV: EPEX.

⁸⁴ Quelle für die Börsenpreise: EPEX

Aufgrund der Datenverfügbarkeit und der stündlichen Auflösung in AMIRIS wurde überwiegend mit stündlichen Auflösungen gearbeitet, wobei für die viertelstündlich vorhandenen Daten der jeweilige stündliche Durchschnitt verwendet wurde. Als Hypothesen zum Zusammenhang zwischen den exogenen Variablen und dem NRV-Mengensaldo dienen:

- Mit höherer Last steigt der NRV-Mengensaldo,
- Mit höherer Windeinspeisung und/oder PV-Einspeisung steigt der NRV-Mengensaldo, da die Unsicherheit über die eingespeiste Menge steigt.

Der Zusammenhang mit dem reBAP wird nach diesen Hypothesen nur indirekt über das NRV-Mengensaldo erfasst. In Bezug auf die Börsenpreise wird kein direkter Zusammenhang erwartet. Allenfalls könnten Arbeitspreise der Minutenreserve mit ihnen im Zusammenhang stehen, da die Börsenpreise die Opportunitätskosten eines Angebots auf dem Minutenreservermarkt beeinflussen. Eher erwartet wird ein indirekter Zusammenhang über die Last.

Tabelle 4-16 gibt zum Überblick die Korrelationskoeffizienten für die verschiedenen endogenen und exogenen Variablen, wobei zu beachten ist, dass einige definitorische Zusammenhänge enthalten sind. Für den zu erklärenden reBAP wird die schon erwähnte sehr hohe Korrelation mit den NRV-Mengensalden offensichtlich. Ansonsten sind die merklich geringeren Korrelationen mit Börsenpreis, Last und Residuallast zu erwähnen. Überraschend sind die negativen Koeffizienten für Wind und Wind+PV, die der erwarteten Richtung widersprechen. Um die ursprüngliche Hypothese besser zu testen, wurde auch der Betrag des NRV-Mengensaldos verwendet, da die steigende Unsicherheit mit höherer Windeinspeisung sich sowohl in größeren positive als auch negative Mengensalden niederschlagen kann. Die Korrelation der Beträge der NRV-Mengensalden mit der Windeinspeisung ist in der Tat positiv und liegt bei 0,27.

Tabelle 4-16: Korrelationskoeffizienten der endogenen und exogenen Variablen (Jahr 2011, stündliche Auflösung).

	NRV Mengensaldo	reBAP	Wind	PV	Wind + PV	Börsenpreis	Last
reBAP	0,742	1,000					
Wind	-0,276	-0,173	1,000				
PV	-0,003	0,033	-0,128	1,000			
Wind + PV	-0,239	-0,128	0,779	0,523	1,000		
Börsenpreis	0,197	0,229	-0,300	0,216	-0,122	1,000	
Last	0,155	0,250	0,105	0,325	0,296	0,655	1,000
Residuallast	0,284	0,322	-0,300	0,059	-0,220	0,733	0,867

Allerdings ist dieser Betrag der Mengensalden nicht mehr mit der Last korreliert. Eine Modellierung des NRV-Mengensalden oder des reBAP über ihren Betrag wird im Folgenden nicht weiter beschrieben, da deren Vorzeichen für AMIRIS wichtig ist, dieses nicht ohne weiteres im nach hinein gewonnen werden kann und die Versuche nicht erfolversprechend aussahen⁸⁵. Mit verschiedenen Kombinationen der exogenen Variablen wurde in Regressionen versucht, den reBAP und den NRV-Mengensaldo zu erklären. Die Ergebnisse der Regressionen können sowohl für den reBAP als auch für die NRV-Mengensalden als endogene Variablen wie folgt zusammengefasst werden:

- Die exogenen Variablen sind in verschiedenen Kombinationen überwiegend signifikant auf einem 95%-Niveau. Nahezu die gesamte zusätzliche Erklärung der endogenen Variablen kann durch die Variablen „Wind“, „PV“ und „Last“ erreicht werden.⁸⁶
- Der maximal multiple Korrelationskoeffizient, der erreicht wurde, liegt für NRV-Mengensalden und der Ausgleichsenergiepreise bei rund 0,35 bzw. 0,33.
- Die maximal erklärten Anteile der Varianzen der NRV-Mengensalden und der Ausgleichsenergiepreise liegen bei 0,12 bzw. 0,11.
- Zu Schätzungen mit Autoregressionen für reBAP oder NRV-Mengensalden trägt eine Berücksichtigung von exogenen Variablen kaum zu einer besseren Erklärung der endogenen Variablen bei (z.B. für reBAP, AR(1) ohne eine zusätzliche exogene Variable vs. mit einer zusätzlichen exogenen Variablen: Multipler Korrelationskoeffizient: 0,65 bzw. 0,66; R^2 : 0,43 bzw. 0,44).
- Werden in Schätzungen des reBAP der NRV-Mengensaldo als exogene Variable verwendet, verbessern zusätzlich exogene Variable die Schätzung nur geringfügig (z.B. multipler Korrelationskoeffizient steigt von 0,74 auf 0,75; der Anteil der Varianz, der erklärt wird, von 0,55 auf 0,57).

Diese Ergebnisse zeigen, dass ein auf Regressionen basierendes Modell der Ausgleichsenergiepreise (und/oder NRV-Mengensaldo) auf Basis von in AMIRIS verfügbaren Fundamentaldaten kaum sinnvoll erstellt und integriert werden kann, da ein solches Modell einen relativ geringen Erklärungsgehalt aufweisen dürfte und die Streuung der Ausgleichsenergiepreise kaum angemessen abbilden würde.

Deshalb werden Ausgleichsenergiepreise als Zufallszug aus einer Verteilung, wie sie für 2011 beobachtbar war, installiert. Dieser ist dann für jeden einzelnen Händler auf die Menge anzurechnen, um die die Realisierung deren Day Ahead-Prognose übersteigt.

⁸⁵ Eine Möglichkeit, die nicht untersucht wurde, ist die Trennung von positiven und negativen NRV-Mengensalden.

⁸⁶ Aufgrund von Autokorrelationen sind die Signifikanztests allerdings mit Vorsicht zu betrachten.

4.4.3.3 Zu Szenarien zu dem regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichspreis (reBAP)

Der Bilanzausgleichspreis (reBAP) soll über die Häufigkeitsverteilung der im Jahr 2011 beobachteten Preise in AMIRIS implementiert werden. Diese kann in einem „Basislauf“ bis 2020 unverändert verwendet werden. Um die Wirkung des reBAP und insbesondere auch die Wirkung genauerer Einspeiseprognosen für PV und Wind zu untersuchen, ist mindestens ein alternatives Szenario erforderlich. D.h. alternative Verteilungen des reBAP bis 2020 sind zu entwickeln. Dabei soll insbesondere berücksichtigt werden, dass die reBAP sich aufgrund des Ausbaus fluktuierender Erzeugung bis 2020 erhöhen dürften. Geht man davon aus, dass keine systematischen Fehler vorliegen bzw. sich verstärken – also sich der Mengensaldo nicht systematisch erhöht –, ist eine Veränderung der Verteilung des reBAP bei etwa gleichbleibendem Durchschnitt bzw. einem Durchschnitt nahe 0 gesucht, bei der allerdings betragsmäßig höhere Werte häufiger auftreten⁸⁷.

In Abbildung 4-33 wird die gewählte („Basislauf“)-Implementierung dargestellt, die die Grundlage der weiteren Überlegungen bietet. Es handelt sich um ein Histogramm der auf Stundenwerte aggregierten – weil in AMIRIS stündliche Auflösungen verwendet werden – Daten des Jahres 2011. Diese Implementierung ist für ein alternatives Szenario als Vergleich heranzuziehen. Die zugehörige Verteilung der abgerufenen Regelleistung – dem Mengensaldo des Netzregelverbundes (NRV-MS) – zeigt Abbildung 4-34.

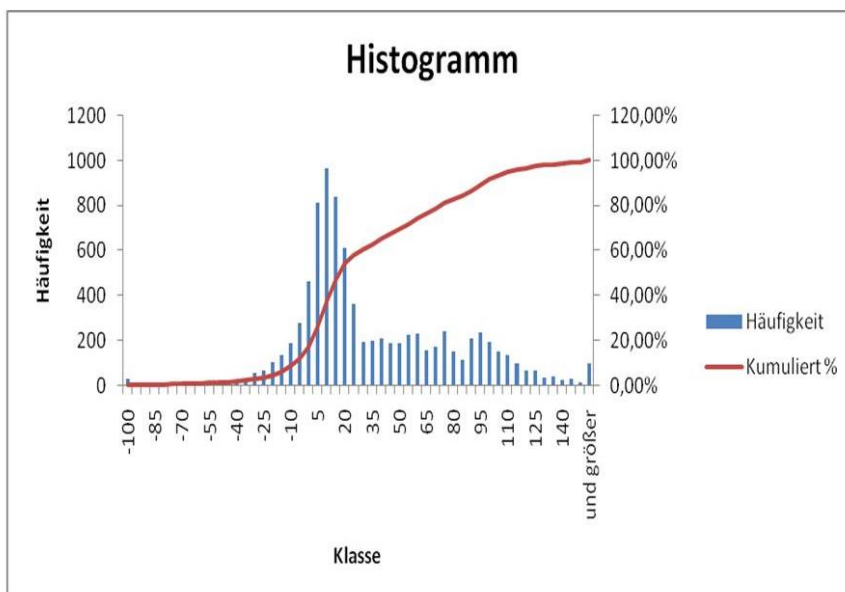


Abbildung 4-33: Vorgeschlagene Verteilung des reBAP für Szenarien (entspricht der Verteilung des auf Stundenwerte aggregierten reBAP im Jahr 2011; Klassen in €/MWh).

⁸⁷ Genaugenommen gilt die Argumentation für den NRV-MS. Sie bedeutet dann, dass eine höhere Einspeisung an fluktuierender Erzeugung tendenziell den Prognosefehler erhöht, aber keinen Bias in der Prognose erzeugt.

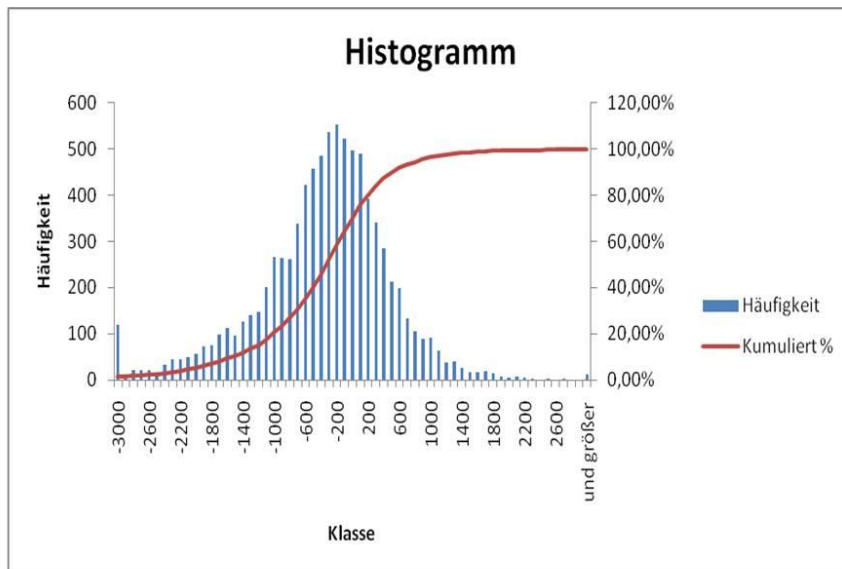


Abbildung 4-34: Verteilung des Netzregelverbund-Mengensaldos im Jahr 2011 (Ausgangsdaten auf Stundenwerte aggregiert; Klassen in MW).

Für die Szenariodiskussion sei die Entstehung des reBAP kurz rekapituliert. Der reBAP (zu jeder Viertelstunde) errechnet sich so, dass die Arbeitspreise der in dieser Viertelstunde abgerufenen Regelernergie, die im NRV-MS quantifiziert ist, gerade bezahlt werden können.

Die Arbeitspreise ergeben sich auf der Angebotsseite über die Merit Order derjenigen Angebote, die auf Basis ihres Leistungspreises einen Zuschlag für die Bereitstellung von Sekunden- oder Minutenreserveleistung in dieser Zeitscheibe erhalten haben. Gezahlt wird dabei entsprechend der im jeweiligen Angebot genannten Arbeitspreise. Die Menge wird über den NRV-Mengensaldo bestimmt, der auf Sekunden- und Minutenreserve aufgeteilt ist. Die Angebotsseite ist äußerst schwierig abzuschätzen. Genaugenommen wäre für jede Stunde die Merit Order der Arbeitspreise für Sekunden- und Minutenreserve zu bestimmen. Diese hängt unter anderem ab von der Entwicklung des Kraftwerksparks, der Fahrweise einzelner Kraftwerke, der Aufteilung von potentiellen Regelernergiekapazitäten auf den Minuten- und Sekundärreservemarkt und den Bietstrategien auf beiden Märkten, wobei zudem die Entwicklung der Regulierung der Regelergiemärkte zu berücksichtigen ist, da diese den Wettbewerb auf den Regelergiemärkten maßgeblich beeinflusst. Zudem müsste vorab die Ausschreibung und Zuschlagserteilung auf Basis der Leistungspreise für die beiden hier relevanten Regelergiemärkte modelliert werden. Entsprechende Berechnungen bis zum Jahr 2020 sind nicht bekannt. Zudem ist es nicht sinnvoll, die erforderlichen Entscheidungsmechanismen in AMIRIS einzubauen, da dies u.a. eine detaillierte Abbildung des Kraftwerksparks und dessen Allokation erforderte, was dem Fokus des Modells auf Förder-

mechanismen für erneuerbare Energien zuwiderlaufen würde und vor allem eine völlige Neuentwicklung eines Modells, das die Regelenenergiemärkte abbildet, bedingen würde, was weit über das gegenwärtige Ziel hinausginge. Dies waren – neben den diskutierten unzulänglichen Ergebnissen für eine Abbildung über Regressionen - auch wesentliche Gründe dafür, den reBAP-Vektor vereinfacht auf Basis der Verteilung für 2011 in das Modell zu implementieren.

Auf der Nachfrageseite müsste in Szenarien bestimmt werden, welche Menge an Minutenreserve und Sekundenreserve in jeder (Viertel-)Stunde abgerufen wird. Hierzu gibt es zumindest Berechnungen, die einen Hinweis liefern. Die zu berücksichtigenden Effekte werden z.B. in der Leitstudie 2011 (DLR et al. 2012, S. 186ff.) diskutiert. Dort wird auch ein erstes Szenario gerechnet, in dem abgeschätzt wird, wie sich die ausgeschriebenen Mengen an Minuten- und Sekundenreserve bis 2020 verändern könnten („Regelleistungsbedarf“, S.188f.). Auf eine ausführlichere Zusammenschau der Ergebnisse und der dortigen Diskussion wird hier verzichtet. Im Kontext der Untersuchungen in AMIRIS sei allein darauf verwiesen, dass die Berechnungen bereits eine höhere Prognosegüte für die Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer enthalten. Die Ergebnisse können aber als ein Anhaltspunkt verwendet werden: Der Regelenenergiebedarf könnte demnach bis 2020 im Vergleich mit 2010 um rund 50% für positive Reserveleistung und 25% für negative Reserveleistung zunehmen. Was selbst auf Basis dieser Daten weiterhin fehlt, ist die Verteilung der abgerufenen Leistungen über das Jahr – genauer: Der Jahresvektor des NRV-Mengensaldos⁸⁸. Für ein Szenario in AMIRIS kann auf Basis der gegenwärtigen Daten ersatzweise und stark vereinfachend angenommen werden, dass sich die NRV-Mengensalden proportional zum Regelenenergiebedarf entwickeln. Der entsprechende Vektor für 2011 wäre dann mit rund 1,25 bis 1,5 zu multiplizieren.

Ein entsprechendes Vorgehen wurde überprüft. Als unrealistisch hohe, extreme Annahme zu den Veränderungen der NRV-Mengensalden wurde dabei auch untersucht, wie sich der reBAP verändern würde, falls der NRV-Mengensaldo sich entsprechend der Zunahme der Einspeisung aus fluktuierenden Erneuerbaren entwickeln würde (Zunahme bis 2020 im Vergleich zu 2011: 154%). Dabei wird die relativ gute lineare Regression für 2011 verwendet, die die Höhe reBAP aus der Höhe NRV-MS erklärt. Bezüglich der Angebotsseite wird damit letztlich eine über die Jahre konstante Merit Order der Arbeitspreise unterstellt⁸⁹, die durch die durchschnittlichen Arbeitspreise im Jahr 2011 abgebildet werden kann. Beispielhaft werden für eine Erhöhung des NRV-MS um rund 60% und 150% die resultierenden Verteilungen des reBAP in Abbildung 4-35 und Abbildung 4-36 gezeigt.

⁸⁸ Genauer wäre auch hier eine Aufteilung auf Minuten- und Sekundenreserve wünschenswert. Da aber die Angebotsseite auch nicht entsprechend zu differenzieren ist, wären gegenwärtig Aussagen über den NRV-Mengensaldo besonders wichtig.

⁸⁹ Dabei sind die Minuten- und Sekundenreserve zusammengefasst.

Aus den Abbildungen wird das Problem des Vorgehens offensichtlich: Der reBAP in Abbildung 4-33 zeigt eine gänzlich andere Verteilung als die Schätzungen in Abbildung 4-35 und Abbildung 4-36: Die Schätzungen zeigen annähernd Normalverteilungen, von der die Werte des reBAP für 2011 weit entfernt sind. Grund hierfür ist, dass die Schätzungen letztlich lineare Transformationen der Verteilung des NRV-Mengensaldos im Jahr 2011 sind, die gänzlich anders beschaffen ist als die Verteilung des reBAP im Jahr 2011. Einen Übergang von der Verteilung in Abbildung 4-33 zu derjenigen in Abbildung 4-36 könnte man vielleicht noch akzeptieren, da Abbildung 4-36 eine sehr flache Verteilung zeigt, und damit die ursprünglichen Charakteristika der Verteilung nicht mehr von dominierender Bedeutung sind. Allerdings liegt der Berechnung zu Abbildung 4-36 eine unplausibel starke Erhöhung der NRV-Mengensalden zugrunde (um rund 160%). Das erscheint deshalb nicht als gut begründetes Szenario. Bei einer eher plausiblen Erhöhung, wie sie in Abbildung 4-35 einfließt, erscheint wiederum die Änderung der Verteilungscharakteristika im Vergleich zu Abbildung 4-33 als unplausibel. Insofern scheint es nicht geraten, auf die Veränderung des NRV-Mengensaldos zurückzugreifen, um Szenarien für den reBAP zu bilden. Deshalb wird beim reBAP weniger der Idee alternativer Szenarien gefolgt und eher auf Vorstellungen einer Sensitivitätsrechnung zurückgegriffen⁹⁰.

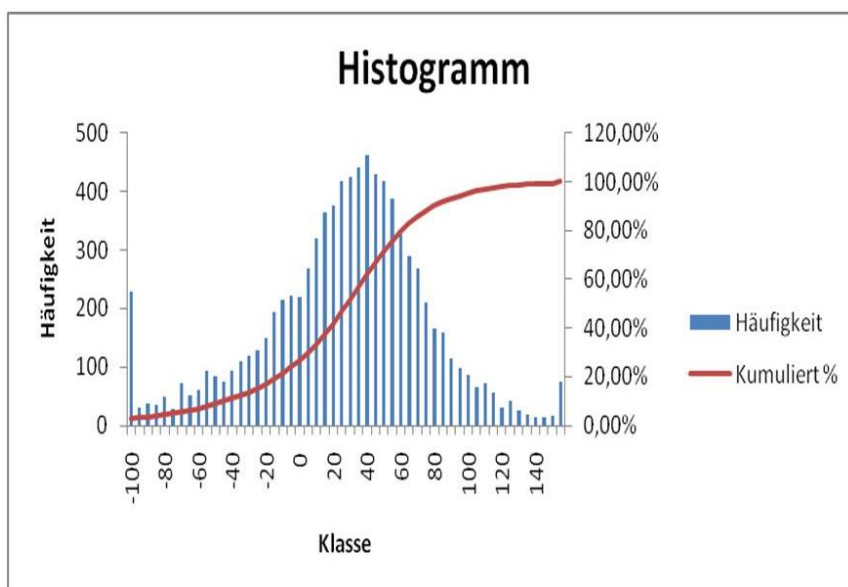


Abbildung 4-35: Verteilung des reBAP bei einer Erhöhung der NRV-MS um rund 60% auf Basis der linearen Regression mit reBAP als endogener und NRV-MS als exogener Variable.

⁹⁰ Alternativ könnte eine nichtlineare Regression verwendet werden, z.B. ein Polynom 2-Grades. Allerdings ist die Regression – die ein Minimum im relevanten Bereich aufweist – dann schwierig zu interpretieren. Deshalb wird hier darauf verzichtet.

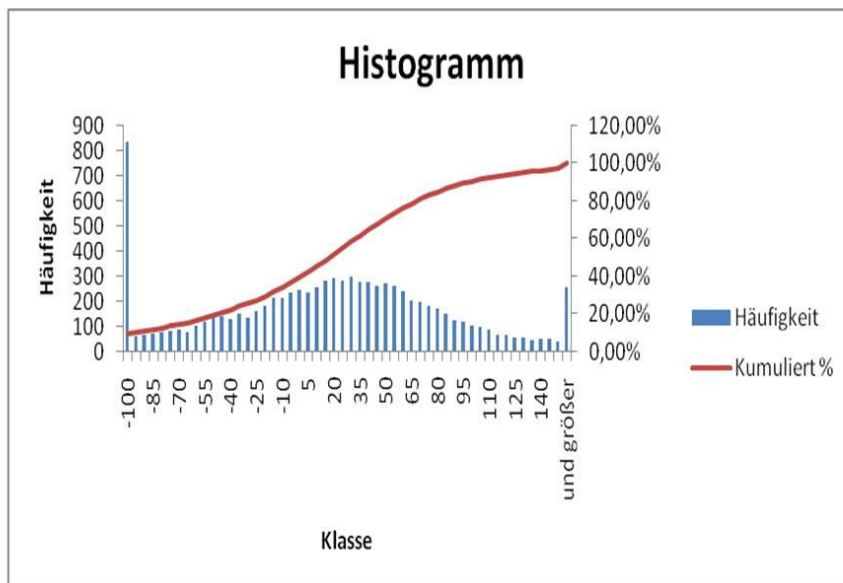


Abbildung 4-36: Verteilung des reBAP bei einer Erhöhung der NRV-MS um rund 150% auf Basis der linearen Regression mit reBAP als endogener und NRV-MS als exogener Variable.

Folgt man den Vorstellungen einer Sensitivitätsrechnung, dann ist als erstes zu überlegen, welche Größe der reBAP-Verteilung zu variieren wäre. Geht man davon aus, dass keine zusätzlichen systematischen Bias-Fehler entstehen, ist die Art der Verteilung zu ändern. Für eine größere Streuung des reBAP kann dabei eine flachere Verteilung gewählt werden. Diese erreicht man am einfachsten, indem man die Abweichung der Häufigkeit einzelner Klassen im Vergleich zu einer Gleichverteilung reduziert; also z.B. die Differenz der Häufigkeit jeder Klasse im Vergleich zur Gleichverteilung halbiert. Dies wird als alternative Verteilung des reBAP zu der in Abbildung 4-33 zu sehenden vorgeschlagen. Als plausibler Hintergrund wird dabei verwendet, dass Überlegungen zur Entwicklung des Regelenergiebedarfs, des NRV-Mengensaldos und der Beziehung zwischen NRV-Mengensaldo und reBAP tendenziell auf eine breitere Streuung des reBAP hindeuten. Eine Halbierung der Differenzen der Häufigkeiten im Vergleich zur Gleichverteilung kann daraus freilich nicht abgeleitet werden; der Vorschlag einer Halbierung ist im Sinne einer Sensitivitätsrechnung zu verstehen: Es handelt sich um eine deutliche Abweichung in plausibler Richtung, die es ermöglichen sollte, die Wirkung möglicher Änderungen des reBAP zu untersuchen und zu diskutieren. Ergänzend werden die Werte aufgeführt, die sich ergeben, falls nur ein Viertel des Abstands zur Gleichverteilung berücksichtigt wird. Die entsprechenden „Dichtefunktionen“ sind in Abbildung 4-37 zu sehen. Sofern ein Simulationslauf zeigen sollte, dass sich bei einer Halbierung des Abstands zur Gleichverteilung kaum Wirkungen zeigen, könnte auch eine stärkere Annäherung an eine Gleichverteilung untersucht werden.

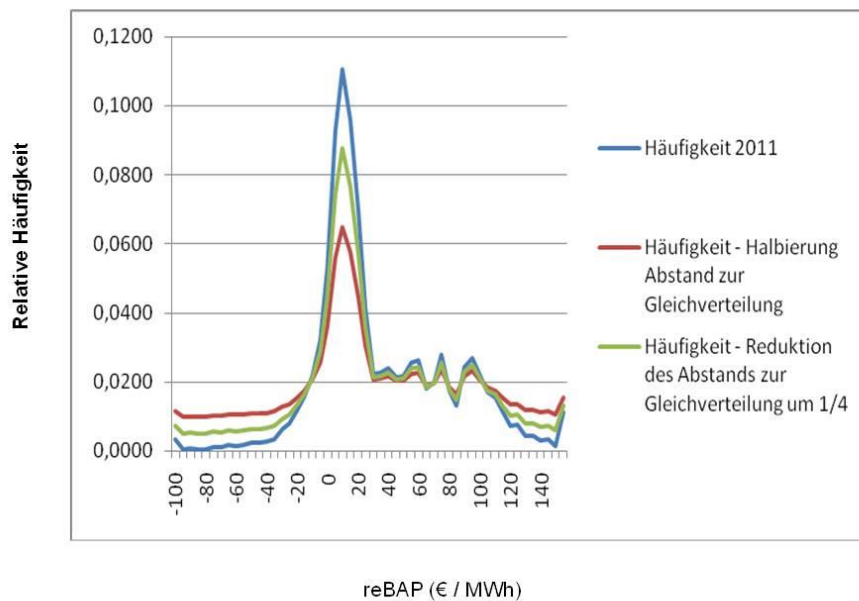


Abbildung 4-37: „Dichtefunktionen“ für den reBAP für eine Häufigkeitsverteilung entsprechend den Daten 2011 und einer Reduktion des Abstands zur Gleichverteilung um 50% bzw. 25%.

4.4.3.4 Zusammenfassung

Folgende Implementierung des Ausgleichsenergiebezugs wird umgesetzt:

- eine Abweichung vom Fahrplan zur Ist-Einspeisung über die Prognosegüte zu implementieren;
- einen reBAP als Zufallszug aus dessen Verteilung 2011 in stündlicher Auflösung zu ziehen,
- die Ausgleichsenergiekosten pro Stunde daraus zu berechnen und
- in Sensitivitätsanalysen die Verteilung des reBAP zu ändern, wofür eine Annäherung der ursprünglichen Verteilung im Jahr 2011 an eine Gleichverteilung herangezogen werden kann.

4.5 Interne Struktur der Agenten mit Handlungsspielraum

Die mittels Literaturrecherche, Experteninterviews und Akteursworkshop gewonnenen Ergebnisse der Akteursanalyse (Kapitel 3) bilden die Grundlage für die Modellierung der internen Struktur der Agenten. Dabei werden die erfassten Zusammenhänge in die Logik der Programmiersprache übersetzt und im Modell benötigte Größen entsprechend quantifiziert.

Im Modell AMIRIS werden die Agenten in erster Linie über ihre Funktion im Markt abgegrenzt. Damit sind z.B. Anlagenbetreiber und Zwischenhändler stets getrennte Agenten, deren Geschäftsfelder separat voneinander abgebildet werden. Diese Darstellung entspricht

auch der Arbeitsweise von Konzernen, die beide Rollen vereinen, da in diesen Unternehmen beide Geschäftsfelder getrennt voneinander wirtschaften und Händler immer auch Strom von anderen zukaufen und damit handeln.

Ein Agent im Modell beschreibt dabei keinen einzelnen Akteur, sondern simuliert das Verhalten einer Gruppe bzw. Population von Anlagenbetreibern (AB) oder Zwischenhändlern (ZWH), die ähnliche Charakteristika aufweist.

4.5.1 Zwischenhändler

Den Zwischenhändlern (ZWH) kommt im Simulationsmodell eine zentrale Rolle zu. Ihnen stehen in der Realität theoretisch sechs Vermarktungspfade zur Verfügung:

- a) Verkauf an den Netzbetreiber nach EEG-Festvergütung (→ AMIRIS Pfad 0)
- b) Börsenvermarktung ohne Nutzung der Marktprämie (→ AMIRIS Pfad 1)
- c) Börsenvermarktung mit Nutzung der Marktprämie (→ AMIRIS Pfad 2)
- d) Vermarktung unter Nutzung des Grünstromprivilegs (→ AMIRIS Pfad 3)
- e) Lokale Direktvermarktung mittels Direktleitung an Verbraucher (→ AMIRIS Pfad 4)
- f) Vermarktung über den Regelenergiemarkt (→ AMIRIS Pfad 5)

Im AMIRIS sind bislang die Vermarktungspfade 0, 1, 2 und 5 implementiert. Die ZWH kaufen also Strom bei den EE-Anlagenbetreibern und leiten ihn entweder zur Vergütung nach der EEG-Festvergütung an den Übertragungsnetzbetreiber (Pfad 0) oder verkaufen ihn direkt am Day-Ahead Markt der Strombörse (Pfad 1). Beim Verkauf an der Börse können sie zusätzlich zum Börsenpreis Erlöse aus der Marktprämie verbuchen (Pfad 2). Dabei spielt der Pfad 1, den Strom ohne Beanspruchung der Marktprämie direkt zu vermarkten, bei den Auswertungen im Kapitel 6 letztlich keine Rolle, da er unter heutigen Rahmenbedingungen betriebswirtschaftlich unattraktiv ist. Die Vermarktung am Regelenergiemarkt (Pfad 5) kann der ZWH zusätzlich nutzen, wenn sich seine Strommengen in der Direktvermarktung befinden.

Die Vermarktungspfade 3 und 4 sind bisher noch nicht abgebildet, da sich im Lauf des letzten Jahres gezeigt hat, dass ihre energiewirtschaftliche Bedeutung nach Einführung der Marktprämie stark abgenommen hat (Pfad 3, Grünstromprivileg) oder sie sich wegen einer bislang fehlenden ausreichenden Rechtssicherheit noch nicht etablieren konnten (Pfad 4, lokale Direktvermarktung). Hier sind vor allem Fragen zur Befreiung der Stromsteuer und/oder EEG-Umlage bzw. die Definition des Begriffs der räumlichen Nähe noch unsicher.

Bislang wird im Modell den ZWH der Vermarktungsweg extern vorgegeben. Hat ein ZWH sich einmal entschieden, über das Marktprämienmodell zu vermarkten, lohnt sich ein möglicher Wechsel für ihn zurück zur EEG-Eispeisevergütung nicht mehr, da er weiter fixe Vermarktungs- bzw. Geschäftskosten hat, jedoch keine Managementprämie mehr vom ÜNB erhalten würde. Modellendogen können sie deshalb nur einen Wechsel zwischen den Vermarktungs-

pfaden 0 und 1 (Direktvermarktung ohne Inanspruchnahme der Marktprämie) binnen der Monatsfrist vornehmen.

Gemäß den Ergebnissen des Expertenworkshops, den Informationen aus den geführten Interviews und der Literaturrecherche wurden die Agenten der ZWH, wie im Folgenden dargestellt, gestaltet.

4.5.1.1 Bindung von Anlagenbetreibern

Da die EE-Anlagenbetreiber aufgrund der EEG-Vergütung keinem wirtschaftlichen Druck ausgesetzt sind, Vermarktungswege für den von ihnen produzierten Strom zu suchen, müssen die ZWH aktiv Anlagenbetreiber anwerben. Damit müssen sie Angebote erstellen, die über der EEG-Vergütung liegen. Je nach Größe und Geschichte eines ZWH sind die sog. „Suchkosten“ zwischen den einzelnen Agenten dabei als unterschiedlich hoch einzuschätzen (vgl. Kapitel 3.5.2.3). Die Pioniere im Feld der erneuerbaren Energien können durch ihr langes Engagement in diesem Bereich auf breite Netzwerke zugreifen, größere Unternehmen können mehr Informationen aus dem eigenen Unternehmen nutzen und auf eine höhere Anzahl an Mitarbeitern zurückgreifen; beide haben daher tendenziell geringe Suchkosten. Die ZWH verfügen sowohl in der Realität als auch im Modell über keine vollständigen Informationen über alle Anlagenbetreiber. In der dynamischen Modellversion (vgl. Kapitel 6.2) verwenden sie bei der Suche nach neuen Vertragspartnern folgenden Algorithmus:

Je nach relativer Höhe der Suchkosten, können sie einen bestimmten Prozentsatz aller Anlagenbetreiber pro Jahr kontaktieren (klein: 70%, mittel: 80%, groß: 95%). Ist ein Kontakt hergestellt, bleibt dieser Kontakt bestehen und ihm werden von nun an jedes Jahr Angebote gemacht. Das Finden neuer Anlagenbetreiber geschieht mittels eines Zufallszugs aller im Modell vorhandenen Verträge.

4.5.1.2 Prognose der Einspeiseleistung

Für die Vermarktung benötigt der ZWH eine Prognose über die ihm zur Verfügung stehenden Strommengen, die in den Anlagen, mit denen er einen Liefervertrag abgeschlossen hat, erzeugt werden. In Deutschland gibt es mehrere Anbieter von Leistungsprognosen. Die Händler kaufen in der Praxis meist mehrere solcher Prognosen ein und erstellen daraus eine eigene Vorhersage. Das liegt zum einen daran, dass die Genauigkeit auch für eine einzelne Stromerzeugungstechnik durch die Kombination mehrerer Prognosen verbessert werden kann. Die Genauigkeit der Leistungsprognosen wurde in den Interviews und im Akteursworkshop auf 15-25% nRMSE⁹¹ der erzeugten Strommenge geschätzt. D.h. die Stundenprognosen weichen zwischen 15-25% von der im Mittel zur Verfügung stehenden eingespeisten Leistung ab. Dementsprechend hat ein Agent mit hoher Prognosegüte eine Leistungsprogno-

⁹¹ nRMSE - normalized Root-Mean-Square-Error, dt. normalisierter mittlerer quadratischer Fehler

se mit einer durchschnittlichen Abweichung von 15 %, bei einem Agenten mit mittlerer Prognosequalität beträgt diese 20 % und bei schlechter Prognosequalität 25 %⁹² (siehe Kapitel 4.5.1.5, Tabelle 4-18). Gleiche Werte gelten auch für die durchschnittlichen Fehler der Börsenpreisprognose, die die ZWH beispielsweise für eine Abregelungsentscheidung anwenden (siehe Kapitel 4.5.1.5).

Eine schlechtere Prognose ist dabei finanziell günstiger zu erstellen, als eine genauere: Für die Erstellung einer guten Prognose kauft der ZWH drei externe Prognosen ein, für eine mittlere zwei und für eine schlechte nur eine. Die Kosten je Prognose betragen dabei laut Interviews 5-15 € je MW pro Jahr installierter Leistung und werden durch die Größe des Portfolios eines ZWH festgelegt. Je größer das Handelsvolumen eines Händlers ist, umso wichtiger wird die Genauigkeit der Prognose, da Prognosefehler durch den Einkauf von Ausgleichsenergie ausgeglichen werden müssen. Da die Ausgleichsenergiepreise vom ÜNB berechnet werden und nicht vom ZWH beeinflusst werden können, können ZWH im Modell eine Reduktion der Ausgleichsenergiekosten nur über eine Verbesserung der Güte ihrer Leistungsprognose erreichen.

In AMIRIS wird der absolute Betrag der Einspeisefehlermenge über einen normalverteilten Zufallszug⁹³ bestimmt und je nach positiven oder negativen Fehlern auf die Perfect foresight-Einspeisung der 24. Stunde der Zukunft addiert oder subtrahiert. Hierbei ist zu beachten, dass sich in der Realität über einen längeren Zeitraum eine leichte systematische Abweichung hin zu einer Überdeckung der prognostizierten Leistung aller Bilanzkreise zeigt. Zu sehen ist dies an der Linksschiefe des NRV-Mengensaldos (vgl. Abbildung 4-21 in Kapitel 4.4.3.1). Diese systematische Überspeisung lässt sich auch für die Windkraftanlagen in Deutschland konkret zeigen (vgl. Borggreve und Neuhoff (2011), S. 3ff). Eine Quantifizierung dieser Überspeisung ist jedoch nur schwer möglich. Dieser Effekt trägt dazu bei, dass überhaupt Ausgleichsenergiekosten im Netzregelverbund anfallen, denn andernfalls würden sich positive und negative Prognoseabweichungen am Ende ausgleichen und den Erwartungswert Null ergeben.

Im Modell wird der Effekt berücksichtigt, indem der Erwartungswert der Leistungsprognose der ZWH größer Null ist. Da die Höhe des Erwartungswerts sich direkt auf die Ausgleichsenergiekosten auswirkt, kann den ZWH je nach Güte der Prognosefähigkeit ein unterschied-

⁹² Bei den Prognosefehlern ist zu beachten, dass die Anbieter ihre Prognosegenauigkeit meist als prozentuale Abweichung von der installierten Leistung vermarkten; hier liegen die Werte zum Teil weit unter 10%. Für den Händler von Bedeutung ist allerdings die prozentuale Abweichung von der Ist-Einspeisung und hierbei wiederum nicht im Tagesmittel, sondern als Summe der stündlichen Abweichungen, da Strom im Stundenraster gehandelt wird.

⁹³ Der Zufallszug erfolgt für die hier vorliegende Untersuchung noch mit einem konstanten ‚Random Seed‘ (Folge der Zufallszahlen), der die Reproduktion der Ergebnisse ermöglicht. In Zukunft werden jedoch unterschiedliche ‚Random Seeds‘ für die Simulationsläufe verwendet und die daraus resultierenden Ergebnisse gemittelt.

licher Erwartungswert zugeordnet werden. Ein Erwartungswert von 0,05 entspricht über den Zeitraum eines Jahres den spezifischen Ausgleichsenergiekosten von durchschnittlich 1,5 €/MWh und ein Erwartungswert von 0,15 durchschnittlich den Kosten von 5 €/MWh (siehe Kapitel 4.5.1.3).

Die Leistungsprognose berechnet sich somit nach folgender Formel:

$$Prog_{Leistung} = Stromerzeugung(t_{24}) * ((1 + E_{Prognose}(ZWH) + F_{Prognose}(ZWH) * ZZ)$$

mit: $E_{Prognose}$ - Erwartungswert der Prognose [0,05 ; 0,15]

$F_{Prognose}$ - Prognosefehler als nRSME [0,15 ; 0,25]

ZZ - normalverteilter Zufallszug

In der Realität müssen die Gebote an der Börse um 12 Uhr mittags für die 24h des Folgetages abgegeben werden. Die Spannbreite der Prognosezeiträume liegt also zwischen 12h und 36h. Der Mittelwert von 24h wird im Modell als Standardzeitraum für jede Stunde der Prognoseerstellung verwendet, so dass sich aus der oben genannten Formel die antizipierte Einspeisung für Gebote an der Börse für die 24. Stunde in der Zukunft ergibt.

Da die Wind- und PV-Einspeisung im AMIRIS Modell zwar zeitlich, nicht jedoch räumlich aufgelöst ist (vgl. Kapitel 4.7.2), kann der Portfolioeffekt (bei steigender Größe des Vermarktungsportfolios sinkt der Leistungsprognosefehler⁹⁴) nur indirekt abgebildet werden, indem die Prognosegüte mit jedem Gigawatt im Portfolio um einen zusätzlichen Prozentpunkt steigt bzw. der Prognosefehler um einen Prozentpunkt sinkt. Die Höhe der Prognosefehler können in Tabelle 4-19 in Kapitel 4.5.1.6 eingesehen werden.

4.5.1.3 Ausgleichsenergie

Die Kosten für Ausgleichsenergie können neben den Kosten für den Stromeinkauf die zentrale Größe in der Gewinn- und Verlustrechnung eines Händlers darstellen.

Zum Zeitpunkt der physikalischen Einspeisung ins Netz wird die Differenz von der Ist- zur Solleinspeisung (Fahrplananmeldung nach Leistungsprognose) ermittelt, um die benötigte Ausgleichsenergiemenge zu bestimmen. Diese Menge wird mit einem zufällig gezogenen Preis für Ausgleichsenergie (AE) multipliziert (siehe Kapitel 4.4.3 und 4.6.4) und dem ZWH in Rechnung gestellt bzw. gutgeschrieben. Ob der ZWH Ausgleichsenergiezahlungen leisten muss oder erhält, hängt davon ab, ob er durch sein eigenes Leistungsungleichgewicht das Ungleichgewicht des Bilanzkreises verstärkt oder vermindert hat⁹⁵. Da in AMIRIS die Bilanz-

⁹⁴ In Bezug auf fluktuierende erneuerbare Energien wird hier auch in der Literatur vom sogenannten „Smoothing“-Effekt gesprochen.

⁹⁵ Die Formel zur Berechnung der Ausgleichsenergiekosten pro Bilanzkreis wird dem „Modell zur Berechnung der Ausgleichspreise der vier ÜNB“ entnommen: http://www.transnetbw.de/assets/Downloads/Modell_zur_Berechnung_der_Ausgleichspreise_der_4__NB.pdf

kreise nicht einzeln abgebildet werden, musste eine Methode entwickelt werden, die es ermöglicht, dieses Verfahren dennoch modellieren zu können. Dazu wird jeder ZWH als eigener Bilanzkreis betrachtet. Je nachdem, ob er zum Zeitpunkt der IST-Einspeisung im Vergleich zu seiner Leistungsprognose (SOLL-Einspeisung) über- oder unterdeckt ist, wird diese Menge als Bilanzkreisungleichgewicht gewertet. Mit dem zufällig gezogenen AE-Preis - der positiv oder negativ sein kann - multipliziert, ergibt sich sodann entweder eine Zahlung, die der ZWH leisten muss oder gutgeschrieben bekommt.

Der Zufallszug der AE-Preise erfolgt in der Standardeinstellung gleichverteilt über ein Histogramm der AE-Preise zum Referenzjahr 2011 (siehe Anhang Tabelle 7-1). Da die Entwicklung der AE-Preise kaum zuverlässig abgeschätzt werden kann, können neben der Standardeinstellung zusätzlich zwei weitere Preisszenarien verwendet werden (siehe Kapitel 4.4.3.3). Dabei entspricht Szenario A einer Halbierung des Abstandes zur Gleichverteilung der AE-Preise von 2011 und Szenario B einer Reduktion des Abstandes um ein Viertel (siehe Anhang Tabelle 7-2 und Tabelle 7-3).

Die Profilservicekosten sollten in der Realität und somit auch im Modell 5 €/MWh nicht überschreiten. Dieser Wert ergibt sich aus den durchschnittlichen spezifischen Kosten zum Ausgleich der EE-Prognosefehler der Übertragungsnetzbetreiber aus den Jahren 2010 bis 2012⁹⁶. In Branchenkreisen wurden durchschnittliche Kosten von 3 €/MWh genannt, der Zielwert liegt bei 1,5 €/MWh. Jedoch sind bereits nach Aussagen von Marktteilnehmern die 3 €/MWh ohne den Handel der Ausgleichsmenge auf dem Intraday-Markt nicht zu erreichen.

4.5.1.4 Kostenstruktur

Je nach Vermarktungsweg entstehen dem ZWH unterschiedliche variable Kosten: Will er den Strom an der Börse handeln, benötigt er eine Handelsanbindung, die pro Jahr zu Ausgaben von mindestens 25.000 € führt. Des Weiteren ist er verpflichtet, unabhängig von der gehandelten Menge ein haftendes Eigenkapital von mindestens 50.000 € zu hinterlegen. Neben diesen Fixkosten für den Börsenhandel muss er zudem ein vom gehandelten Volumen abhängiges Entgelt für den Börsenhandel und die Registrierung von OTC-Geschäften i.H.v. von 0,0075 €/MWh an die Strombörse leisten (EEX 2012a, EEX 2012b, EEX 2012c, Telefoninterview EEX).

Lässt sich der ZWH den Strom nach dem EEG vergüten, entstehen ihm diese Kosten nicht. Bei der EEG-Vergütung bekommt er den jeweiligen Vergütungssatz der Anlage direkt vom Übertragungsnetzbetreiber.

Die Festlegung der Bundesnetzagentur zur Ausgleichsenergie wurde in 11.2012 erheblich verändert. Diese Änderung könnten in der aktuellen Modellversion nicht mehr berücksichtigt werden.

⁹⁶ Die Daten zum EEG-Konto der Übertragungsnetzbetreiber können auf der Seite www.eeg-kwk.net eingesehen werden. Die Berechnung der Profilservicekosten der ÜNB nach Ausgleichsmechanismus Verordnung sind Rostankowski et al. (2012), S. 5 entnommen.

Weiterhin entstehen dem ZWH Kosten für Personal und Büro. Die Interviews legten Personalkosten für Händler von ca. 130.000 €/Jahr nahe, für andere Angestellte wurden 65.000 €/Jahr angesetzt. Die Anzahl der Angestellten eines ZWH wird über die gehandelte Strommenge festgelegt: Nach Interviewaussagen verwaltet ein Stromhändler im Front-Office im normalen Handel ca. 2.500 GWh/Jahr. Direkte Angaben eines ZWH über die durchschnittlich je Händler gehandelte Menge Strom aus erneuerbaren Energien konnten leider nicht in Erfahrung gebracht werden. Da der Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien jedoch aufwändiger ist als der mit konventionellem Strom, wurde das Handelsvolumen pro Händler angepasst. Nach Interviewaussagen beträgt der erforderliche Grundstock an Händlern ca. 4 Personen. Diese können im Modell ein Volumen bis zu 3.000 GWh handeln. Da aufgrund von Skaleneffekten anschließend der Aufwand zum Handeln pro weiterer GWh nicht im gleichen Maße ansteigt, wird pro weiteres gehandeltes Volumen i.H.v. 3.000 GWh nur ein weiterer Händler benötigt.

Die Anzahl der restlichen Mitarbeiter (Back-Office, Verwaltung, Betreuung der unter Vertrag genommen Anlagen) richtet sich nach der Anzahl der Händler und dem gehandelten Volumen. Es wird angenommen, dass pro Händler eine weitere halbe Mitarbeiterkapazität im Back-Office und zur Verwaltung nötig ist. Außerdem fällt für die Betreuung der Anlagen pro 1.250 GWh im Portfolio ein weiterer Mitarbeiter im Außendienst an. Es entstehen zudem fixe Kosten für Büroausstattung und IT, die auf 10.000 € je Mitarbeiter und Jahr geschätzt werden.

Die durchschnittliche Büromiete in Deutschland lag 2011 laut Mietspiegel bei 7,67 € (Mietspiegel 2012). In der Abschätzung wird davon ausgegangen, dass sich die Büros der Händler tendenziell eher in der Nähe größerer Städte befinden und sich damit nicht gleichmäßig über Deutschland verteilen. Daher wird ein Durchschnittswert von 11 €/qm angesetzt, der Büromieten aus den Räumen Berlin, Frankfurt, Hamburg, München, Düsseldorf, Stuttgart, Köln, Essen und Leipzig entspricht (Cushman et al. 2012). Die Fläche pro Mitarbeiter richtet sich nach der letzten Studie zu Büroflächenkennziffern von Jones Lang LaSalle (2009) und variiert mit der Größe des Unternehmens.

Tabelle 4-17 gibt eine Zusammenfassung der fixen und variablen Kosten des Agenten ZWH in AMIRIS, die sich beide zusammen zu den Geschäftskosten summieren.

Tabelle 4-17: Übersicht über die Annahmen der Kostenstruktur der ZWH (MA = Mitarbeiter, a = Jahr, MWh = Megawattstunde, Verwaltungskosten könne alternativ zu Büromiete und IT-/ Büroausstattungskosten verwendet werden).

fixe Kosten	+	variable Kosten	
1. Büromiete	133 €/a*m ²	1. Handelsgebühr:	0,0075 €/MWh
2. Büroflächenkennziffer		2. Betreutes Volumen/ MA:	1.250.000 MWh/MA
Anzahl MA < 5	42 m ² /MA		
5 bis 10	36 m ² /MA	3. spez. Personalkosten MA:	0,052 €/MWh
10 bis 20	35 m ² /MA	4. Prognosekosten:	€/MW
20 bis 50	26 m ² /MA	Portfolio klein	500-1500 MW --> €/MW*a: 15
> 50	25 m ² /MA	Portfolio mittel	1500-3000 MW --> €/MW*a: 10
3. Handelsanbindung	25.000 €/a	Portfolio groß	3000-5000 MW --> €/MW*a: 5
4. IT-/ Büroausstattung	10.000 €/a*MA	5. Prognosequalität:	
5. Personalkosten		gut	Anzahl gekaufte Prognosen: 3
Händler	130.000 €/a*MA	mittel	Anzahl gekaufte Prognosen: 2
restl. MA	65.000 €/a*MA	schlecht	Anzahl gekaufte Prognosen: 1

Abbildung 4-38 zeigt den sich daraus ergebenden Verlauf der Kostenstruktur. Hier sind deutlich die Skaleneffekte zu erkennen, die sich bei größeren Handelsvolumen ergeben.

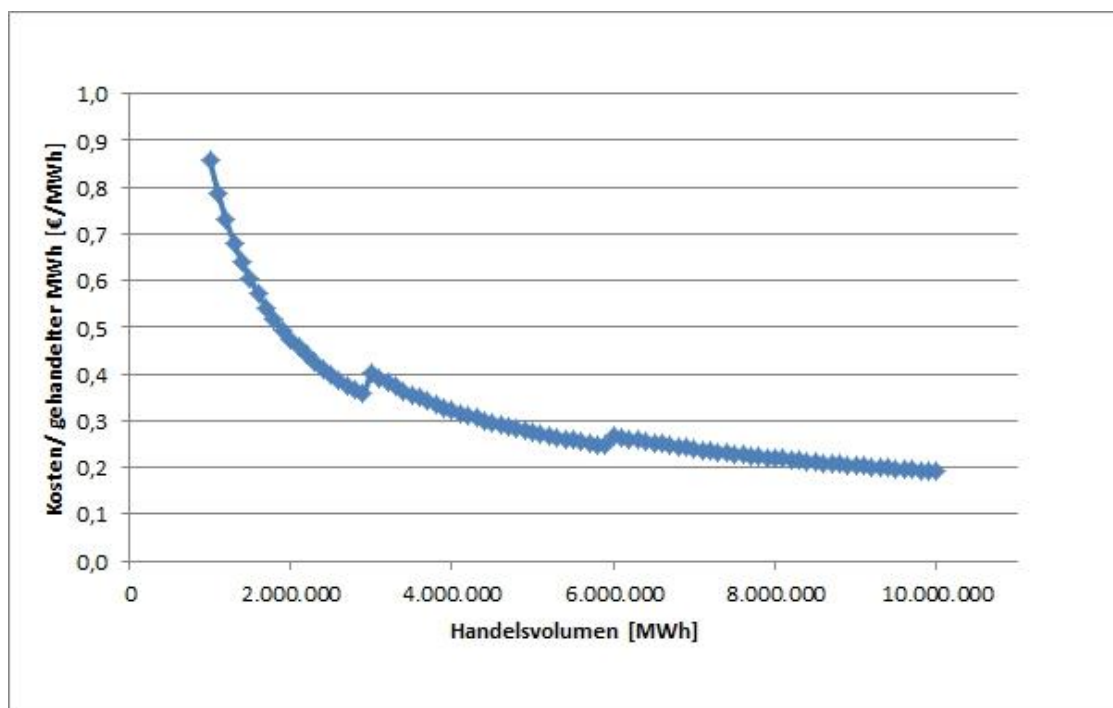


Abbildung 4-38: Kostenstrukturverlauf der ZWH in Abhängigkeit der direktvermarkteten Mengen.

Die bei einer Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen zusätzlich anfallenden fixen Kosten (durch Geschäftstätigkeit unabhängig vom vermarkteten Volumen, wie z.B. Miete, Personal, Handelsanbindung sowie IT- und Büroausstattung) werden durch die Handelskomponente der Marktprämie abgegolten. Die Belastungen, die durch die Vermarktung in Abhängigkeit des Handelsvolumens entstehen, wie die Handelsgebühr, die Prognosekosten und Ausgleichsenergiekosten (Profilservicekosten), werden im Falle einer Vermarktung über die Marktprämie durch die Profilservicekomponente der Marktprämie ausgeglichen. Beides zusammen wird als Managementprämie an den ZWH ausgezahlt (vgl. Kapitel 2.3.1.2).

4.5.1.5 Marktverhalten der Agenten

Berechnung des Bonus

Der ZWH entlohnt den Anlagenbetreiber für die ihm verkauften Strommengen mit der EEG-Festvergütung plus einer Bonuszahlung (EEG+X-Tarif). Es wird davon ausgegangen, dass der ZWH im Falle einer Vermarktung über die Marktprämie am Anfang jeden Jahres zunächst immer die Hälfte der Managementprämie als Bonus an die Anlagenbetreiber ausbezahlt. Da die Marktprämie Lerneffekte bei der Vermarktung unterstellt, senkt sich die gezahlte Managementprämie bis 2015 sowohl für fluktuierenden Energieträger (Wind und PV) wie ursprünglich vorgesehen von 12 €/MWh auf 7 €/MWh als auch für die regelbaren Energieträger (Biomasse) von 3 €/MWh auf 2,25 €/MWh ab. Nach der Ende 2012 in Kraft getretenen Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (MaPrV) wurden die Werte für Wind und PV abgesenkt und nach der Möglichkeit der Fernsteuerbarkeit durch den Direktvermarkter differenziert. Die Höhe der Managementprämie für Biomasseanlagen ist dabei unverändert geblieben. Tabelle 4-18 gibt hierzu die Übersicht:

Tabelle 4-18: Höhe der ursprünglichen Managementprämie 2011 und neue nach MaPrV 2012 für Wind und PV Anlagen.

in €/MWh	2012	2013	2014	2015
Ursprüngliche Prämie (2011) Wind/PV	12	10	8,5	7,0
MaPrV 2012 Wind/PV nicht steuerbar	12	6,5	4,5	3,0
MaPrV 2012 fernsteuerbar	12	7,5	6,0	5,0
Regelbare EE	3	2,75	2,5	2,25

Entsprechend muss auch der ZWH zwangsläufig seinen angebotenen Tarif anpassen. Bei den Modellläufen zur Kostenermittlung der Marktprämie muss daher eine Verteilung über die Annahme zur Fernsteuerbarkeit angenommen werden, um eine gewichtete Managementprämie zu erhalten (siehe hierzu Kapitel 6.1.1.2).

Für die jeweils am Ende eines Bilanzjahres durchgeführte Erfolgskontrolle summiert der ZWH seine Einnahmen und Ausgaben in der Direktvermarktungsperiode auf, kalkuliert anschließend seine Geschäfts- sowie Profilservicekosten und zieht diese vom Einnahmeposten ab.

Gerät der ZWH durch seine Vermarktungstätigkeit und seine gezahlten Tarife in finanzielle Schwierigkeiten oder verdient er überproportional gut, kann ggf. nach der Durchführung der alljährlichen Bilanzkontrolle eine zusätzliche Anpassung der Bonuszahlung erfolgen. Am Ende der alljährlichen Bilanzperiode berechnet der ZWH den EBIT⁹⁷ pro Mitarbeiter. Auf Basis dieser Erfolgskennzahl findet ggf. eine zusätzliche Anpassung der Tarife nach folgender Formel statt:

	Bonus _{alt} * 1,1	für	EBIT/MA >= 500.000
	Bonus _{alt} * 1,05	für	500.000 > EBIT/MA >= 300.000
Bonus _{neu} =	Bonus _{alt} * 1,0	für	300.000 > EBIT/MA >= 100.000
	Bonus _{alt} * 0,95	für	100.000 > EBIT/MA >= 50.000
	Bonus _{alt} * 0,9	für	50.000 > EBIT/MA

Ist das Gesamtergebnis der Bilanzperiode negativ, berechnet der ZWH zusätzlich seine zu erwartende statische Überlebensdauer im Markt, sollte er bei aktuellem Eigenkapitalstock in den nächsten Jahres weiterhin die aktuellen Verluste einfahren. Denn ist der Eigenkapitalstock des ZWH aufgebraucht, wird die Bonuszahlung an die Anlagenbetreiber auf null gesetzt, da kein Kapital mehr vorhangen ist, um vorübergehende schlechte wirtschaftliche Situationen überbrücken zu können. Abhängig von der Zeitnähe einer drohenden Zahlungsunfähigkeit, wird der Bonus deshalb bei negativem Gesamtergebnis zusätzlich nach folgender Formel abgesenkt:

	Bonus _{alt} * 0,5	für	0 Jahre < erwart. Lebensdauer < 1 Jahr
	Bonus _{alt} * 0,7	für	1 Jahr < erwart. Lebensdauer < 2 Jahre
Bonus _{neu} =	Bonus _{alt} * 0,8	für	2 Jahre < erwart. Lebensdauer < 3 Jahre
	Bonus _{alt} * 0,875	für	3 Jahre < erwart. Lebensdauer < 4 Jahre
	Bonus _{alt} * 0,95	für	4 Jahre < erwart. Lebensdauer < 5 Jahre

Liegt die zu erwartende Lebensdauer über fünf Jahren, wird die Situation als unkritisch bewertet, und es werden keine Anpassungen vorgenommen.

Die ZWH treten bei den dynamischen Simulationen (siehe Kapitel 6.2) über die an die Anlagenbetreiber angebotenen Bonuszahlungen in direkten Wettbewerb und können somit anderen ZWH ihre Direktvermarktungsanteile abwerben. Die Bonuszahlung ist deshalb u.a.

⁹⁷ EBIT = Earnings before interests and taxes, dt.: Ergebnis vor Zinsen und Steuern.

eine sensible Größe in den Simulationen und wurde durch verschiedene Sensitivitätsanalysen getestet. Bei den statischen Simulationen findet dieser Wettbewerb nicht statt (siehe Kapitel 6.1). Bei diesen behält auch ein ZWH, der zahlungsunfähig ist, seine Direktvermarktungsanteile, er zahlt jedoch keinen Bonus mehr an seine Vertragspartner aus. Durch die weiterhin erfolgenden Einnahmen über die Managementprämie kann er sich somit ggf. wirtschaftlich erholen und langsam seinen Kapitalstock wieder aufbauen.

Bieten am Regelenergiemarkt

Zusätzliche Einnahmen können die ZWH durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt generieren. Diese Option kann für jeden ZWH individuell eingestellt werden. Nimmt ein ZWH an den Auktionen zur negativen Minutenreserve teil, stehen ihm zwei Bietstrategien zur Verfügung, um ein Leistungspreisangebot für die nächste Zeitscheibe von vier Stunden abzugeben:

1. Die Low-Risk-Strategie: Hier versucht der ZWH, möglichst oft einen Zuschlag für seine angebotene Leistung zu bekommen, indem er für jede auktionierte Zeitscheibe den Median der Grenzleistungspreise der 280 Zeitscheiben der Auktionen des vergangenen Monats bietet. Bei dieser Strategie erhält er verhältnismäßig häufig den Zuschlag, da aufgrund der Definition des Medians der Grenzleistungspreis in der Hälfte der Fälle über dem Median liegt, durch den Pay-as-Bid-Charakter der Aktion aber auch nur einen verhältnismäßig niedrigen Erlös.
2. Die High-Risk-Strategie: Hier versucht der ZWH, einen möglichst hohen Preis für seine angebotene Leistung zu bekommen. Indem er für jede auktionierte Zeitscheibe den Median plus der Standardabweichung der Grenzleistungspreise der 280 Zeitscheiben der Auktionen des vergangenen Monats bietet, liegt er bei dieser Strategie häufiger mit seinem Gebot über dem Grenzleistungspreis und bekommt seltener den Zuschlag für seine gebotene Leistung. Falls er jedoch diesen dennoch erhält, dann auch zu einem relativ hohen Preis, der wahrscheinlich nahe am Grenzleistungspreis liegt.

Am Regelenergiemarkt teilnehmen kann ein ZWH jedoch nur mit den Kapazitäten in seinem Portfolio, die aus der Leistungs- und Vergütungsklasse 1 und 4 der Biomasseanlagenbetreiber stammen (siehe Kapitel 4.5.2.2.3). Hierbei handelt es sich einerseits um große Biomasseanlagen, die mit Festbrennstoffen (z.B. Holz) gefeuert werden, und andererseits um größere Biogasanlagen ab 350 kW Leistung. Bei beiden Anlagentypen wird vorausgesetzt, dass sie über einen entsprechenden Wärmespeicher verfügen, um zumindest für die maximale Anzahl an Stunden pro Zeitscheibe (4h) im Abruffall ihre Leistung drosseln zu können. Die Einnahmen, die der ZWH über den Regelenergiemarkt einnimmt, werden paritätisch zwischen ihm und dem Anlagenbetreiber aufgeteilt. Er kann die zusätzlichen Erlöse dazu nutzen, seine für alle ähnlichen Anlagen gleich geltenden Boni (Bonus für fluktuierende EE und Bonus für regelbare EE) zu erhöhen und dadurch seine Wettbewerbsposition zu stärken.

Abregelung der Anlagen

An die Marktintegration der Erneuerbaren Energien ist die Hoffnung geknüpft, dass ein am Börsenpreis orientiertes Verhalten zu einer besseren Anpassung der Einspeiseleistung in Abhängigkeit der Nachfragesituation führt, um u.a. in Zukunft negative Strompreise zu vermeiden. Dazu gehört es, dass EE-Anlagen zu Zeiten hoher EE-Einspeisung und gleichzeitiger niedriger Nachfrage abgeregelt werden können. Ob und wann es zu einer Situation kommen kann, in der negative Strompreise wahrscheinlich sind, kann der Händler in der Realität nur antizipieren, denn die Entscheidung zur Abregelung muss er bereits 6 bis 36 Stunden im Voraus, also zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe an der Börse für die 24h des Folgetages, treffen. Zu einem Zeitpunkt also, zu dem die tatsächlich eingespeiste EE-Strommenge noch mit großer Unsicherheit behaftet ist (vgl. Kapitel 4.5.1.2). Dieses Verhalten lässt sich mit dem agentenbasierten Ansatz prinzipiell zwar abbilden, jedoch ist eine entsprechende Implementierung sehr aufwendig. Da im Modell AMIRIS der Börsenpreis in jedem Simulationsschritt für die aktuelle Stunde berechnet wird, haben wir uns entschieden, auch das Verhalten für eine mögliche Abregelung an dieser Taktung auszurichten. Der ZWH prüft deshalb am Ende jedes Simulationsschritts für jede folgende Stunde, ob eine Abregelung in Frage kommt. Dazu muss er jedoch die Opportunitätskosten einer Abregelung kennen. Diese richten sich im Marktprämienmodell neben dem Börsenpreis der relevanten Stunde(n) auch nach der zu erwartenden gleitenden Marktprämie des aktuellen Monats. Denn ein Anlagenbetreiber würde erst abregeln, wenn der Betrag des negativen Börsenpreises größer als seine entgangenen Erlöse ist, also wenn:

$$| \text{neg. Marktpreis} | \geq \text{gleitende Marktprämie} + \text{Managementprämie}$$

Neben dem unsicheren Marktpreis muss er als weitere unsichere Größe die gleitende Marktprämie - die erst ex-post am Ende jeden Monats berechnet wird - in seinem Entscheidungskalkül berücksichtigen. Da die gleitende Marktprämie als Differenz aus EEG-Vergütung und Monatsmittelwert der stündlichen Börsenpreise multipliziert mit den entsprechenden Wertigkeitsfaktor berechnet wird, hängt der Entschluss zur Abregelung auch entscheidend von der Höhe der EEG-Vergütung der Anlagen, die der ZWH vermarket, ab. Mit diesem Ansatz kann eine wesentlich stärkere Differenzierung der Abregelung modelliert werden als in anderen Modellen, die einen pauschalen negativen Börsenpreis ansetzen, ab dem dann sämtliche EEG-Anlagen abgeregelt werden (vgl. r2b Energy Consulting/Consentec (2010)).

Für die erste Größe verwenden die ZWH eine Preisprognose, indem sie auf den Perfect-Foresight-Wert des Börsenpreises der nächsten Stunde einen normalverteilten zufällig gezogenen Fehlerterm addieren. Der prozentuale Fehler richtet sich dabei nach der Prognosegüte des ZWH Typen (siehe Tabelle 4-19):

$$BP_{\text{prognostiziert}}(t) = BP_{\text{Perfect-Foresight}}(t + 1) * (1 + F_{\text{Preisprognose}}(\text{ZWH}) * ZZ)$$

mit: $BP(t)$ - Börsenpreis zum Zeitpunkt t

$F_{\text{Preisprognose}}$ - Fehler der Preisprognose nRSME [0,15 ; 0,25]

ZZ - normalverteilter Zufallszug

Für die gleitende Marktprämie verwendet der Zwischenhändler einfach die Prämie des vergangenen Monats. Trifft obige Bedingung zu, sendet er ein Signal zum Abregeln an den Anlagenbetreiber (siehe Kapitel 4.5.2.)

4.5.1.6 Charakterisierung der Zwischenhändlertypen

Gegenwärtig sind in AMIRIS zehn typisierte ZWH als Agenten ausdifferenziert, die mit ihren jeweiligen Charakterisierungen in Tabelle 4-19 ausgeführt sind. Sie unterscheiden sich in ihrer Kapitalausstattung, sowie durch unterschiedliche Prognosegüten und Suchkosten (vgl. dazu Kapitel 3.5.2).

Für die statischen Simulationsläufe (siehe Kapitel 6.1) wurden alle hier dargestellten Typen bis auf den ZWH 8 parametrisiert, da dieser an der Marktprämienvermarktung nicht teilnimmt.

Für die dynamischen Läufe (siehe Kapitel 6.2) wurde die Anzahl der Agenten dann auf 6 reduziert, da sich ZWH 6 und ZWH 7 bei der Vermarktung über die Marktprämie nicht unterscheiden. Außerdem hat sich empirisch gezeigt, dass so gut wie alle neugegründeten ZWH über Personen mit längerer Erfahrung im Stromhandel verfügen und eine Differenzierung der Stadtwerke in zwei Typen ausreichend ist (siehe dazu Kapitel 6.1.1).

Tabelle 4-19: Übersicht über die Zwischenhändlertypen und ihre Charakteristika (Prognosequalität: Gut = 0,15; Mittel = 0,2; Schlecht = 0,25 / Suchkosten: Klein = 0,95; Mittel = 0,8; Groß = 0,7).

Akteur	Typ	Kapitalausstattung (Mio. €)	Leistungsprognosequalität	Preisprognosequalität	Suchkosten
Große EVUs	(1) großes EVU	100	Gut	Gut	Klein
Internationales EVU	(2) internationales EVU	15	Gut	Gut	Klein
Stadtwerke	(3) großes Stadtwerk	15	Mittel	Gut	Mittel
	(4) Stadtwerk Pionier	15	Gut	Gut	Klein
	(5) Stadtwerk klein	7	Schlecht	Schlecht	Mittel
Grünstromhändler	(6) Grünstromhändler für Endkunden	7	Gut	Mittel	Klein
	(7) Grünstromhändler für Geschäftskunden	7	Gut	Mittel	Klein
	(8) Grünstromhändler für lokale Direktvermarktung	1	Mittel	Schlecht	Keine
Zwischenhändler für Börse	(9) Neugründung mit Erfahrung	3	Gut	Gut	Klein
	(10) Neugründung ohne Erfahrung	0,1	Mittel	Mittel	Groß

4.5.2 Anlagenbetreiber

Die Anlagenbetreiber stellen im Modell die EE-Stromerzeugung dar. Da sie in der Realität bisher keinen Druck haben, sich um die Vermarktung ihres Stroms zu kümmern, werden sie in ihrem Verhalten im Vergleich zu den ZWH eher passiv modelliert. Sie haben also nicht so viele Entscheidungsmöglichkeiten wie die ZWH. Ihr Verhalten wird in den folgenden Abschnitten beschrieben.

4.5.2.1 Bindung an Zwischenhändler

Im Modell wird zwischen verschiedenen Typen von Anlagenbetreibern (Eigentümern) unterschieden, die sich in Bezug auf ihre Renditeorientierung bzw. Risikobereitschaft und somit auch in ihrer Erwartung über zusätzliche Verdienstmöglichkeiten durch die Direktvermarktung unterscheiden (vgl. auch Kapitel 3.5.1). Außerdem besitzen die Typen unterschiedlich hohe Anteile an der installierten Leistung der EE-Technologien (siehe Tabelle 4-20 wie auch Tabelle 3-1 und Tabelle 3-2; Kapitel 3.5.1.3). Ausgangspunkt für diese Aufteilung sind die Ergebnisse des Akteursworkshops und die geführten Interviews (vgl. Kapitel 3). Die Eigentumsanteile der Agenten werden dabei zunächst über den Simulationszeitraum konstant gehalten.

Tabelle 4-20: EE-Anlagenbetreibertypen und ihre Charakterisierung in AMIRIS (A - Aufschlag für die Vertrauenswürdigkeit des ZWH).

Eigentümer	Renditeorientierung / Risikobereitschaft	X_{\min} (Wechsel-DV) (prozentual zur EEG-Festvergütung)	X_{\min} (Vertragswechsel) (Absoluter Aufschlag)	Eigentumsanteil an installierter Leistung (vgl. Kapitel 3.5.1.3)			
				Wind	Bio-gas	Bio-mas-se	PV
Privatpersonen	Niedrig	$X\% + A$	$X \text{ €} + A$	51,5	0,1	2	39,3
Landwirte	Mittel	$X\% + A$	$X \text{ €} + A$	1,8	71,5	0	21,2
Banken + Fonds	Mittel	$X\% + A$	$X \text{ €} + A$	15,5	6,2	3	8,1
Projektierer	Mittel	$X\% + A$	$X \text{ €} + A$	21,3	13,1	6,9	8,3
Stadtwerke	Mittel	$X\% + A$	$X \text{ €} + A$	3,4	3,1	24,3	2,6
Große EVUs	Mittel	$X\% + A$	$X \text{ €} + A$	2,1	0,1	9,6	0,2
Industrie	Hoch	$X\% + A$	$X \text{ €} + A$	2,3	0,1	41,5	19,2

EE-Anlagenbetreiber müssen nicht von sich aus einen Abnehmer für den von ihnen erzeugten Strom suchen, da über das EEG die Abnahme und Vergütung des erzeugten Stromes garantiert ist. Sie werden also aus der EEG-Vergütung nur aussteigen, wenn sie ein Angebot erhalten, das über dieser Vergütung liegt. Da der Einstieg in ein anderes Vergütungsmodell zum einen Transaktionskosten erzeugt und zum anderen auch Unsicherheit schafft (eine Insolvenz des neuen Abnehmers würde zumindest bis zur Rückkehr in die EEG-Vermarktung oder zum Abschluss eines neuen Vertrages einen Verdienstaufschlag bedeuten), muss ein Angebot mindestens so weit über der EEG-Vergütung liegen, dass es diese Transaktionskosten und Unsicherheit kompensiert. Um die Attraktivität eines Wechsels in die Direktvermarktung

tung zu simulieren, wurde den Agenten der Anlagenbetreiber im Modell ein Schwellenwert $x_{\min(\text{Wechsel-DV})}$ zugeordnet. Ein Angebot muss um den Betrag dieses Schwellenwertes über der EEG-Vergütung liegen, damit ein Wechsel für den AB in Frage kommt. Dieser Wert richtet sich dabei an der angebotenen Bonuszahlung relativ zum eigenen EEG-Vergütungssatz. Dadurch lässt sich erklären, warum zu Beginn der Marktprämie im Jahr 2012 vor allem Windanlagenbetreiber in die Direktvermarktung gewechselt sind: Eine Bonuszahlung i.H.v. 5 €/MWh im Verhältnis zu EEG-Vergütung i.H.v. ca. 80 €/MWh eines Windanlagenbetreiber verspricht prozentual einen wesentlich höheren zusätzlich Gewinn, als beispielweise für einen PV-Anlagenbetreiber mit einer EEG-Vergütung i.H.v. 300 €/MWh. Risiko und Transaktionskosten werden von den verschiedenen Akteuren unterschiedlich bewertet und akzeptiert, daher ist dieser Schwellenwert bei den verschiedenen Typen von Anlagenbetreibern unterschiedlich hoch eingestellt. Die entsprechenden Werte wurden zum einen aus den Interviews abgeleitet, zum anderen gibt es mittlerweile erste öffentliche Angebote von ZWH, welche diese Einschätzung bestätigen. Manche Akteure werden aber auch prinzipiell nicht in neue Geschäftsmodelle einsteigen, ohne diese vorher am Markt beobachtet zu haben (Second-Mover). Auch werden nicht alle ZWH von Anfang an alle Anlagenbetreiber sofort kontaktieren und Angebote unterbreiten, sondern müssen sich erst einen gewissen potenziellen Kundenstamm aufbauen (vgl. Kapitel 4.5.1.1). Das Wechselverhalten in die Direktvermarktung wird im Modell deshalb zunächst durch eine lineare Zuteilungsfunktion abgebildet und kann in Abhängigkeit der eigenen Abschätzung über die Marktdurchdringung eingestellt werden (siehe Kapitel 6.1.1.2).

Auch bei einem Wechsel, der innerhalb der Direktvermarktung zwischen den Verträgen mit zwei ZWH stattfindet, geht der Anlagenbetreiber ein Risiko ein, und es entstehen ihm Transaktionskosten. Ein Schwellenwert gilt daher nicht nur beim Wechsel aus dem EEG in die Direktvermarktung, sondern auch bei allen folgenden Vertragswechseln ($x_{\min(\text{Vertragswechsel})}$). Wie in Kapitel 6.2.1 näher erläutert, wurde dieser Wert im Modell zunächst einheitlich auf 0,7 €/MWh eingestellt, obwohl von größeren Unterschieden zwischen den Anlagenbetreibertypen ausgegangen werden kann (vgl. Kapitel 3.5.1.3, s. auch Tabelle 4-20). Falls dem Anlagenbetreiber zum Jahreswechsel von einem anderen ZWH als dem, an den er sich aktuell vertraglich gebunden hat, ein neues Angebot zugestellt wird, vergleicht dieser zunächst das Angebot mit seinem bestehenden Vertrag. Dabei prüft er in einem ersten Schritt, ob die neue Bonuszahlung über seiner alten liegt. Ist dies der Fall, wird in einem zweiten Schritt geprüft, ob der Schwellenwert zum Vertragswechsel durch die Differenz der Angebote überschritten wird. Falls auch dies zutrifft, wechselt er den ZWH.

Einem ZWH, der sich schon lange am Markt bewährt hat, wird hierbei mehr Vertrauen entgegengebracht werden als einem neuen Händler. Das wird für den neuen Händler mit einem Aufschlag (A), den der Anlagenbetreiber zusätzlich zum Schwellenwert erwartet, abgebildet. Er fällt mit der Dauer der Existenz des ZWH am Markt ab: Ist der ZWH weniger

als zwei Jahre am Markt aktiv, beträgt der Aufschlag 2 €/MWh, bei 2-5 Jahren Aktivität sinkt er auf 1 €/MWh, nach fünf Jahren verschwindet der Aufschlag dann ganz, da sich der ZWH als verlässlicher Partner etabliert hat.

4.5.2.2 Vergütungsklassen

Eine methodische Schwierigkeit der Eingabedaten für die AMIRIS-Simulationen ist die Definition der Vergütungsklassen sowie die Zuordnung der aggregierten installierten Leistung der jeweiligen Technologien zu den jeweiligen Anlagenbetreiber-Agenten im Modell.

Für das Entscheidungsverhalten eines Anlagenbetreibers bei der Direktvermarktung sind die Opportunitätskosten ausschlaggebend, zu deren Bestimmung der EEG-Vergütungssatz entscheidend ist. Da aus Gründen der Praktikabilität und des Rechenaufwandes nicht jede einzelne EEG-Anlage mit ihrem individuellen EEG-Vergütungssatz abgebildet werden kann, muss eine weitere Klassifizierung der Anlagenbetreiber nach der Höhe ihrer EEG-Vergütung vorgenommen werden. Deshalb sind zur Darstellung eines repräsentativen Durchschnitts der Stromeinspeisung und der damit assoziierten Zahlungen nach EEG-Einspeisevergütung die jeweiligen EE-Technologien in Vergütungsklassen eingeteilt, deren Vergütungssätze jeweils einen mengengewichteten Durchschnittswert ergeben.

Den Vergütungsklassen sind auf Basis eigener Abschätzungen die Leistungskapazitäten zugeordnet (siehe Kapitel 4.5.2.2.1, 4.5.2.2.2 und 4.5.2.2.3). Um den Ausbau der Gesamtanlagenkapazitäten der abgebildeten EE-Technologien (Wind, PV und Biomasse) im simulierten Zeitraum abzubilden, verwenden wir die Zahlen aus der Leitstudie des BMU (Nitsch et al. 2012).

Bei der Windenergie ist dies relativ problemlos möglich, da bei ihr die EEG-Festvergütungen nur nach Installationsjahr, jedoch nicht nach der Anlagengröße - wie bei der PV und der Biomasse - oder dem Brennstoffeinsatz (wie bei der Biomasse) erfolgen. Die Höhe der Vergütungen und die zugeordneten Leistungen werden in den folgenden Kapiteln beschrieben.

4.5.2.2.1 Windkraftanlagen

Bei der Windenergie bemisst sich die Höhe der EEG-Vergütung einer Anlage vor allem am Baujahr und den Standortbedingungen im Vergleich zur Referenzanlage ab. Die Höhe der Vergütung und die ihnen zugrundeliegenden Degressionssätze richten sich dabei nach den Fassungen des EEG von 2000, 2004, 2009 und 2012. Nach diesen wird den Anlagenbetreibern für mindestens fünf Jahre eine erhöhte Anfangsvergütung gewährt, bevor die Anlagen

in die niedrigere Grundvergütung fallen. Im Vergleich zum Referenzstandort schlechte Windstandorte werden mit einer Verlängerung des Zeitraums für die Bezahlung der erhöhten Anfangsvergütung ausgeglichen. Für die Abbildung im Modell wurde angenommen, dass die erhöhte Anfangsvergütung im Durchschnitt über 16 Jahre gezahlt wird sowie ab 2010 10 % der neu installierten Leistung - mit einer jährlichen Steigerung um 10 %-Punkte – den Repowering-Bonus in Anspruch nehmen (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 2020 berechnet. In einem weiteren Schritt wurden dann unter Berücksichtigung der auf diesem Weg ermittelten Vergütungssätze und ihrer jeweils installierten Kapazität für jedes Simulationsjahr drei Vergütungsklassen für Onshore-Anlagen gebildet⁹⁸. Die Vergütung dieser Klassen bestimmt sich dabei aus dem Mittelwert der der Klasse zugeordneten Vergütungssätze, gewichtet mit der in dem jeweiligen Jahr installierten Leistung der einzelnen Vergütungssätze. Die Vergütung für Offshore-Windenergie bildet durchgehend eine eigene Klasse (siehe Tabelle 4-21), so dass sich insgesamt vier Vergütungsklassen ergeben:

1. Klasse: Anlagen in der Grundvergütung
2. Klasse: Anlagen in der erhöhten Anfangsvergütung (niedriger Durchschnitt)
3. Klasse: Anlagen in der erhöhten Anfangsvergütung (hoher Durchschnitt)
4. Klasse: Offshore-Anlagen

Bei den Offshore-Anlagen weichen die Zahlen zur angenommenen installierten Leistung in den Jahren 2011-2013 noch erheblich von denen der Realität ab, da es hier in letzter Zeit durch die problematische Netzanbindung zu Verzögerungen im Anschluss der ursprünglich geplanten Kapazität kam. Da jedoch durch einen Beschluss der Bundesregierung im Jahr 2012 die Offshore-Betreiber einen Anspruch auf Entschädigung für ihren nicht eingespeisten Strom haben, verzerrt dies kaum die anfallenden EEG-Förderkosten im Modell. Es wird angenommen, dass alle Offshore-Anlagen ab dem Jahr 2012 außerdem das Stauchungsmodell nutzen.

Mit dieser Methodik wurden im Modell für das Referenzjahr 2008 97,7% der tatsächlich gezahlten EEG-Vergütungssumme für Windkraftanlagen erfasst.

⁹⁸ 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.

Tabelle 4-21: Wind-Vergütungsklassen mit installierten Leistungen und Klassenvergütungssätzen (VK 1: Grundvergütung / VK 2: erhöhte Anfangsvergütung / VK 3: erhöhte Anfangsvergütung / VK 4: Offshore).

Jahr	Leistung [MW]				EEG-Vergütung [€/MWh]			
	VK 1	VK 2	VK 3	VK 4	VK 1	VK 2	VK 3	VK 4
2006	334	8722	11683	0	61,9	86,1	90,6	150,0
2007	627	10389	11390	0	61,9	85,5	90,6	150,0
2008	1129	12025	10887	12	61,9	84,8	90,6	190,0
2009	1104	12025	12683	37	61,9	84,8	90,8	190,0
2010	1532	12025	13688	92	61,9	84,8	90,9	190,0
2011	2029	12025	14553	292	61,9	84,8	90,9	190,0
2012	1978	12025	15894	672	61,9	84,8	90,9	190,0
2013	2703	12778	15603	1212	61,9	84,9	90,9	190,0
2014	4119	13355	14900	1992	61,9	85,0	91,0	190,0
2015	5491	13770	14204	2972	61,9	85,0	90,9	190,0
2016	7647	14046	12649	4152	61,9	85,0	90,8	190,0
2017	10459	15290	9409	5514	61,6	85,2	91,1	190,0
2018	12570	13769	9409	6900	61,3	84,7	91,1	186,2
2019	13813	12373	9409	8450	60,3	84,4	91,1	180,4
2020	14053	11244	9409	10000	59,3	84,2	91,1	173,9

Für die sich aus den installierten Leistungen ergebenden Strommengen werden für die vergangenen Jahre (bis einschließlich 2011) die EE-Einspeisedaten der ÜNB herangezogen, um mit Hilfe der installierten Leistungen im Modell möglichst genau die historischen eingespeisten Strommengen abzubilden. Ab 2012 ergeben sich die eingespeisten Strommengen durch eine Multiplikation der installierten Leistung mit dem für die jeweilige Stunde geltenden Wert der Wetterzeitreihen (siehe Kapitel 4.7.2). Die Leistung einer Stunde wird dabei aus den jeweiligen Jahresanfangs- und Enddaten linear interpoliert.

Erhält der Windanlagenbetreiber vom ZWH ein Signal zur Abregelung, werden der gehandelte Anteil, der an den ZWH verkauft werden würde, sowie die physikalische Einspeisung in das Netz auf null gesetzt.

4.5.2.2.2 *Photovoltaikanlagen*

Bei den PV-Anlagen hängt die Höhe der EEG-Vergütung einerseits vom Baujahr - seit April 2012 sogar vom Monat der Installation - sowie der Größe und des Ortes der Anlage ab. Im EEG waren in der Version aus dem Jahr 2004 Vergütungssätze für fünf Anlagenklassen (< 30 kWp, > 30 kWp, > 100 kWp, > 1 MWp und Freiflächenanlagen) vorgesehen. Außerdem wurde ein Fassadenbonus gewährt. Im EEG 2009 kam als sechste eine Klasse für Konversionsflächen hinzu. Zusätzlich konnte man für einen eigenverbrauchten Anteil einen gestaffelten Eigenverbrauchsbonus erhalten. Galten zuvor noch die im Gesetz festgeschriebenen jährlichen Degressionssätze, wurden diese ab 2009 vom Zubau einer vorangegangenen Periode abhängig gemacht. Aufgrund der extrem hohen Zubauzahlen von über 7 GW in den Jahren 2010 und 2011 wurden außerdem in einer PV-Novelle zusätzliche unterjährige Vergütungsabsenkungen vorgenommen. Seit einer weiteren PV-Novelle aus dem März 2012 zum EEG 2012 wird die Anpassung der Vergütungssätze monatlich vorgenommen. Außerdem wurde aufgrund der inzwischen teilweise unter den Haushaltsstromkumentarifen liegenden Vergütungssätze (Netzparität) der Eigenverbrauchsbonus wieder abgeschafft.

Als weitere Schwierigkeit zur Abbildung der Vergütungsklassen in AMIRIS trug die neue Definition der Anlagenklassen dieser Novelle auf Anlagen < 10 kWp, < 40 kWp, < 1 MWp, und < 10 MWp bei. Einen eigenen Vergütungssatz für Frei- und Konversionsflächenanlagen gibt es seither nicht mehr. Für Sie gelten ebenso die Sätze der Klasse < 10 MWp. Anlagen über 10 MWp werden nicht mehr vergütet. Neben der Vergütungshöhe kommt es bei den PV-Anlagen auch auf die Größe und den Anlagenbetreibertyp (Eigentümer) an, ob die Anlage prinzipiell für die Direktvermarktung genutzt werden kann. Beispielweise gehen wir nicht davon aus, dass ein ZWH sich die Mühe macht, um die Hausdachanlagen privater Besitzer kleiner 10 kWp zu werben. Der Aufwand der Akquise im Vergleich zum Ertrag (zusätzliche MW im Portfolio) wäre aufgrund der hohen Transaktionskosten unverhältnismäßig.

Letztendlich haben wir uns auch bei der PV für insgesamt vier Vergütungsklassen entschieden (siehe Tabelle 4-22):

1. Klasse: Dachanlage < 30 kW, ab 2012 < 10kW
2. Klasse: Dachanlage 30-1000kW, ab 2012 10-1000 kW
3. Klasse: Dachanlage > 1000 kW
4. Klasse: Konversions- und Freiflächenanlagen

Die anteilige Vergütung⁹⁹ der Anlagen wurde in der Berechnung der durchschnittlichen Vergütungssätze berücksichtigt. Für dieses Vorgehen wurden aus den Zahlen des Anlagenre-

⁹⁹ Anteilige Vergütung heißt, dass beispielweise eine 300 kW Anlage für 30 kW mit dem höchsten Satz, für 30-100 kW mit dem zweithöchsten Satz und für die restlichen 200 kW mit den dritthöchsten Satz vergütet wird.

gisters der Bundesnetzagentur und den Anschlussdaten der ÜNB die durchschnittlichen Anlagengrößen der Vergütungsklassen abgeschätzt. Da in der Leitstudie es BMU nur die gesamte Ausbauleistung angegeben wird, musste zusätzlich eine Abschätzung darüber erfolgen, wie sich bis 2020 der Zubau auf die Anlagenklassen verteilt. Hierbei gehen wir davon aus, dass der Anteil am Ausbau für Anlagen der Klasse 1 von 50 % auf 40 % zurückgeht. Der Anteil der Klasse 3 bleibt konstant bei den Werten aus der Vergangenheit i.H.v. 34 %. Dachanlagen > 1000 kW können ihren Anteil von 2 % auf 12 % ausbauen, während Freiflächenanlagen wiederum konstant bei 14 % bleiben.

Für die zukünftige Entwicklung (ab September 2012) der Degressionssätze wurde außerdem angenommen, dass sich der Zubau bis 2020 innerhalb des gesetzlich geplanten Ausbaukorridors bewegt. Mit dieser Methodik wurden im Modell für das Referenzjahr 2008 bei den PV-Anlagen 95,0 % der tatsächlich gezahlten EEG-Vergütungssumme erfasst.

Für die sich aus den installierten Leistungen ergebenden Strommengen werden für die vergangenen Jahre (bis einschließlich 2011) die EE-Einspeisedaten der ÜNB herangezogen, um mit Hilfe der installierten Leistungen im Modell möglichst genau die historischen eingespeisten Strommengen abzubilden. Ab 2012 ergeben sich die eingespeisten Strommengen durch eine Multiplikation der installierten Leistung mit dem für die jeweilige Stunde geltenden Wert der Wetterzeitreihe (siehe Kapitel 4.7.2). Die Leistung einer Stunde wird dabei aus den jeweiligen Jahresanfangs- und Enddaten linear interpoliert.

Erhält der PV-Anlagenbetreiber vom ZWH ein Signal zur Abregelung, werden der gehandelte Anteil, der an den ZWH verkauft werden würde, sowie die physikalische Einspeisung in das Netz auf null gesetzt.

Tabelle 4-22: PV Vergütungsklassen mit installierten Leistungen und Klassenvergütungssätzen (VK 1: Dachanlage < 30 kW, ab 2012 < 10kW / VK 2: Dachanlage 30-1000kW, ab 2012 10-1000 kW/ VK 3: Dachanlage > 1000 kW / VK 4: Konversions- und Freiflächenanlagen).

Jahr	Leistung [MW]				EEG-Vergütung [€/MWh]			
	VK 1	VK 2	VK 3	VK 4	VK 1	VK 2	VK 3	VK 4
2006	1984	604	0	143	530,7	531,0	0,0	389,4
2007	2688	948	0	274	520,6	511,7	0,0	405,6
2008	3762	1556	0	402	505,4	489,0	0,0	389,4
2009	5562	3004	0	1067	481,0	452,1	0,0	345,8
2010	9266	5597	148	2030	424,9	392,8	299,9	300,4
2011	12266	7637	268	2870	391,2	361,0	278,9	274,3
2012	14266	8997	348	3430	364,7	334,7	253,8	252,7
2013	15981	10187	453	3920	343,6	313,7	227,2	235,7
2014	17613	11343	589	4396	325,6	295,7	203,2	221,4
2015	19164	12465	754	4858	310,0	280,0	182,6	209,1
2016	20638	13554	946	5306	296,3	266,2	165,2	198,3
2017	22076	14641	1170	5754	283,7	253,5	150,0	188,4
2018	23483	15728	1426	6201	272,3	241,9	136,8	179,5
2019	24861	16818	1714	6650	261,7	231,1	125,1	171,2
2020	26209	17909	2035	7099	252,0	221,0	114,8	163,5

4.5.2.2.3 Biomasseanlagen

Bei Biomasse ist die Definition der Vergütungsklassen und der ihnen zugeordneten Leistungen am kompliziertesten. Denn neben dem Baujahr bestimmen die Anlagentechnologie, die Größe der Anlage als auch der verwendete Festbrennstoff (FBS) bzw. die Zusammensetzung des Substrats zur Erzeugung des Biogases die Höhe der EEG-Vergütung. Zusätzlich hängt auch hier wie bei der PV die prinzipielle Eignung einer Anlage für die Direktvermarktung sowohl von der Größe als auch dem Eigentumsverhältnis ab. Eine Biogasanlage in der Größenordnung von 70 kW, die seit dem EEG 2012 spezifisch gefördert wird, ist für einen ZWH wesentlich unattraktiver für die Vermarktung als eine 500 kW Anlage, da die Kosten für die Anbindung an einen Pool oder zur Präqualifikation für den Regelenergiemarkt in beiden Fällen gleich sind, das vermarktungsfähige Volumen im zweiten Fall jedoch wesentlich

größer ist. Und wie in Abbildung 4-38 (Seite 127) zu sehen ist, sind die spezifischen Vermarktungskosten eines ZWH stark vom Handelsvolumen abhängig.

Für die Bestimmung der Vergütungsklassen und -sätze haben wir uns deshalb einerseits nach den typischen verwendeten Anlagentechnologien und den dafür typischen genutzten Rohstoffen gerichtet und andererseits die Anlagengrößen und ihre Eigentümerstrukturen berücksichtigt. Eine zusätzliche Schwierigkeit bildet als Ausgangsbasis das ohnehin komplizierte Vergütungssystem für Biomasseanlagen nach dem EEG, das die verschiedenen Anlagen mit einer Grundvergütung nach Leistungsanteilen, ihrem eingesetzten Brennstoff sowie zwischen 2004 und 2012 mit zusätzlichen Bonuszahlungen für den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo), Gülle, innovativen Technologien und Kraft-Wärme-Kopplung vergütet. Ab dem EEG 2012 wurde zumindest das Bonussystem vereinfacht, indem Wärmenutzungsanteile vorgeschrieben und die Brennstoffe in zwei Einsatzstoffvergütungsklassen aufgeteilt wurden.

Dafür mussten vielfältige Abschätzungen über den in Deutschland befindlichen Anlagenpark und die eingesetzten Rohstoffe vorgenommen werden. Die Definition typischer Anlagenklassen orientierte sich in ihrer Zusammensetzung nach EEG-Vergütung und ihrer Entwicklung bis 2020 an der BMU Leitstudie 2012 (Nitsch et al. 2012), an (Wenzel und Nitsch 2010) sowie (Witt et al. 2010) und (Witt et al. 2011). Anders als bei der PV gibt es auch kein Anlagenregister für Biomasse in Deutschland, so dass selbst die durchschnittliche Größe und Anzahl der Anlagen nur geschätzt werden kann. So weist der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft bzw. das Statistische Bundesamt keine aufgeschlüsselten Zahlen für die installierte Leistung aus, sondern nur eine Gesamtzahl für Biomasse im Allgemeinen (BDEW 2012). Die beiden einzigen verfügbaren Quellen, die getrennte Zahlen über die installierte Leistung von Biomasse aus FBS und Biogas ausweisen (AG-EESat 2011, DBFZ 2011), unterscheiden sich bei ihrer Angabe über die installierte Leistung von Biomasseanlagen mit FBS im Jahr 2010 um 800 MW (AGEE-Stat ca. 2000 MW und BMFZ ca. 1200 MW)! Die Unterschiede lassen sich offenbar auf die Berechnungsmethode zurückführen. Während die AGEE-Stat die eingespeiste Strommenge bei den ÜNB als Grundlage verwendet, um mittels angenommener durchschnittlicher Volllaststunden die installierte Leistung zu berechnen, basieren die Daten des DBFZ auf direkten Befragungen über die Leistung einer Teilmenge aller Anlagenbetreiber. Beide Verfahren unterliegen also unsicheren Faktoren.

Biomasseanlagen für die Stromerzeugung aus flüssigen Brennstoffen wurden nicht in das Modell mit aufgenommen, da sie seit dem EEG 2012 nicht mehr gefördert werden, teilweise schon vorher wegen hoher Rohstoffpreise unwirtschaftlich waren und in vielen Fällen stillgelegt wurden und deshalb in Zukunft keine entscheidende Rolle mehr spielen werden. Letztendlich haben wir uns bei der Definition für ebenfalls insgesamt vier Klassen entschieden. Zwei der Klassen verwenden FBS, die anderen beiden stehen für Biogasanlagen (BGA) (siehe Tabelle 4-23):

1. Klasse: Biomasse Heizdampfkraftwerk 5-20 MW (Altholz, Waldrestholz)
2. Klasse: Biomasse Holzvergaser
3. Klasse: Biogasanlage 50-350 kW (Gülle und NawaRo)
4. Klasse: Biogasanlage > 500 kW (Gülle, NawaRo und Bioabfall)

Mit dieser Methodik konnten im Modell für das Referenzjahr 2008 bei den Biomasseanlagen 87,0 % der in der Realität gezahlten EEG-Vergütungssumme erfasst werden. Dieser Wert ist nicht ganz zufriedenstellend, jedoch aufgrund der vorhandenen Datenbasis und der Komplexität des Fördersystems auch nicht als schlecht zu bewerten. Für die Zukunft wird jedoch überlegt, statt der vier eher fünf bis sechs Klassen zu verwenden.

Tabelle 4-23: Biomasse Vergütungsklassen mit installierten Leistungen und Klassenvergütungssätzen (VK 1: Biomasse Heizdampfkraftwerk 5-20 MW (Altholz, Waldrestholz) / VK 2: Innovative Technologie (z.B. Holzvergaser) / VK 3: Biogasanlage 50-350 kW (Gülle, NawaRo) / VK 4: Biogasanlage ab 500 kW (Gülle, NawaRo und Bioabfall)).

Jahr	Leistung [MW]				EEG-Vergütung [€/MWh]			
	VK 1	VK 2	VK 3	VK 4	VK 1	VK 2	VK 3	VK 4
2006	1219	0	616	17	94,78	163,02	137,25	145,73
2007	1372	0	998	45	94,82	163,02	144,51	144,74
2008	1630	0	1343	78	94,74	171,51	147,03	143,90
2009	1779	0	1659	112	95,58	262,55	169,84	160,34
2010	1915	6	1956	149	96,16	135,55	169,84	160,34
2011	2046	13	2170	177	96,59	134,54	174,28	162,76
2012	2172	58	2323	223	97,02	160,07	176,53	162,64
2013	2289	102	2430	266	97,34	167,79	177,76	161,33
2014	2397	149	2500	308	97,55	170,37	178,45	159,50
2015	2499	197	2558	352	97,69	171,17	178,92	157,53
2016	2591	251	2603	398	97,74	171,24	179,22	155,45
2017	2675	300	2649	447	97,74	170,92	179,46	153,38
2018	2749	357	2693	500	97,69	170,34	179,63	151,35
2019	2816	415	2738	557	97,60	169,61	179,76	149,34
2020	2880	472	2770	615	97,48	168,83	179,81	147,29

Für die Berechnung der erzeugten Strommenge wird im Modell eine durchschnittliche Vollaststundenanzahl der Anlagen aller Klassen von 7700h/a angenommen, was einer durchschnittlichen Auslastung von 87 % entspricht. Diese Leistung wird bei den Anlagen in der EEG-Festvergütung gleichverteilt zu jeder Stunde eines Tages eingespeist.

Erhält der Biomasseanlagenbetreiber vom ZWH ein Signal zur Abregelung, werden der gehandelte Anteil, der an den ZWH verkauft werden würde, sowie die physikalische Einspeisung in das Netz auf null gesetzt.

Teilnahme am Regelenenergiemarkt

Über die Teilnahme seiner Anlagen am Regelenenergiemarkt entscheiden die BmAB nicht selber. Stattdessen bietet der ZWH in Simulationen mit zugeschalteter Vermarktung über die Auktionen für negativer Minutenreserve, sämtliche Kapazitäten der Anlagen der VK1 und 4¹⁰⁰ die er in seinem Portfolio unter Vertrag hat auf dem Regelenenergiemarkt an. Die Einnahmen werden zur Hälfte an den BmAB ausgezahlt.

Flexible Einspeisung

Bei den Biomasseanlagen, die sich in der Direktvermarktung befinden, kann über eine lineare Zuteilungsfunktion eingestellt werden, welcher Anteil der installierten Leistung einer Vergütungsklasse flexibel Strom produzieren kann. Dabei wird davon ausgegangen, dass Heizkraftwerke mit fester Biomasse eine zusätzliche Investition in einen Wärmespeicher tätigen, um von der Wärme- auf die Stromführung umstellen zu können. Dazu wird angenommen, dass die Investitionskosten durch die Flexibilisierung und die dadurch entstehende Möglichkeit höherer Vermarktungsgewinne gedeckt werden. Bei den Biogasanlagen wird im Modell unterstellt, dass die anfallenden Investitionskosten in einen Gasspeicher und zusätzliche Stromerzeugungskapazität durch die Flexibilitätsprämie ausgeglichen werden. Eine Kalkulation des Anlagenbetreibers zur Amortisation dieser Investition wird im derzeitigen Modellstand jedoch noch nicht explizit vorgenommen.

Für die flexiblen Anlagen wird beim Anlagenbetrieb von einem Tag-Nacht-Zyklus ausgegangen, bei dem in den Nachstunden (18-6h) bei tendenziell niedrigen Strompreisen mit halber Leistung und in den Tagesstunden (6-18h) bei tendenziell höheren Strompreisen mit andert-halbfacher¹⁰¹ Leistung Strom produziert wird. Dadurch kann untersucht werden, wie sich die Einnahmesituation durch eine flexible Fahrweise verbessern kann. Eine voll flexibilisierte Stromerzeugung ist zwar gerade für Biogasanlagen mit Otto-Gasmotor laut Branchenaussagen technisch problemlos möglich¹⁰², jedoch müssen dann zu nicht unerheblichen Kosten

¹⁰⁰ Zur Begründung, warum nur die Anlagen dieser beiden VK für den Minutenreservemarkt in Frage kommen, siehe Kapitel 4.5.1.5

¹⁰¹ Bezogen auf die in den Zeitreihen von Modell hinterlegte installierte Leistung.

¹⁰² Eingeschränkt wäre dies auch für Dampfkraftanlagen der Vergütungsklasse 1 der Fall.

neue Wartungsverträge angeschlossen werden (VDI 2012). Außerdem müsste hierfür unter weiteren Kostenaufwendungen eine ferngesteuerte Zugriffsmöglichkeit auf die Betriebsweise der Anlage für den ZWH installiert werden. Für eine erste Flexibilisierung scheint deshalb die Annahme eines vereinfachten Tag-Nacht-Zyklus realistischer. Ob diese Fahrweise bei sich ändernder zeitlicher Struktur der Base und Peak Stunden an der Strombörse ausreicht, um angemessene Mehreinnahmen zu generieren, wird in Kapitel 6.1.4 untersucht.

4.6 Weitere Agenten

Im Modell sind weitere Agenten nötig, um die Prozesse der Direktvermarktung erneuerbarer Energien im Stromsystem abbilden zu können. Diese im Folgenden beschriebenen Agenten erfüllen dabei jedoch nur „Dienstleistungen“, um die eigentlich im Fokus stehenden Zwischenhändler und Anlagenbetreiber im Detail untersuchen zu können. Sie unterliegen keiner Akteursanalyse und sind deshalb auch nicht wie die oben beschriebenen Akteure ausdifferenziert und haben entsprechend nur geringe bzw. gar keine Handlungsspielräume. Dennoch übernehmen sie wichtige Aufgaben im System.

4.6.1 EEGR

Dieser institutionelle Agent inkludiert die jeweiligen Rahmenbedingungen und Änderungen im EEG bzw. der Energiewirtschaft im Allgemeinen (EEGR - Erneuerbare Energien Gesetzliche Rahmenbedingungen).

So werden durch diesen Agenten die aktuellen Fördersysteme, die die Agenten im Modell nutzen können, bereitgestellt. Hierzu gehört einerseits die Erfassung der Referenzmarktwerte bzw. Wertigkeitsfaktoren der Erneuerbaren Energien zur Berechnung der gleitenden Marktprämien für die EE-Anlagen in der Direktvermarktung.

Auch andere, derzeit nicht im Gesetz implementierte Förderinstrumente oder Rahmenbedingungen werden im EEGR-Agenten für Berechnungen im Modell zur Verfügung gestellt. So können zum Beispiel nach dem Kombi-Kraftwerks-Bonus Modell des FhG IWES Speicher- und Anlagenbetreiber, die zusammen ein Kombi-Kraft bilden, einen Technologiebonus und eine Bedarfskomponente erhalten, um speziell die bedarfsorientierte Einspeisung der Erneuerbaren Energien durch den Ausbau von Speichern zu fördern (Schmid et al. 2009).

4.6.2 Strombörse

Im Vergleich zum AMIRIS Pilotmodell (vgl. Krewitt et al. 2011) sind zur Bereitstellung der Strombörsenpreise grundlegende Änderungen vorgenommen worden, so dass in der aktuellen Modellversion der Großhandelspreis für Strom modellendogen auf Basis eines Merit Order-Modells (Kapitel 4.4.1) berechnet wird. Somit können jetzt die direkten Strompreisel-

fekte infolge der zunehmenden Einspeisung aus EE (Merit Order-Effekt) bei der Direktvermarktung berücksichtigt werden. Auch Analysen zur Auswirkung des Ausbaus auf den konventionellen Kraftwerkspark können nun durchgeführt werden.

Der Börsenstrompreis wird im Modell in jedem Simulationsschritt für die aktuelle Stunde berechnet, indem die residuale Last (RL) mit der Merit Order des konventionellen Kraftwerksparks (vgl. Kapitel 4.6.3) abgeglichen wird. Die Residuallast ergibt sich aus der Subtraktion der von den ZWH und Netzbetreibern zuvor abgegebenen, prognostizierten Einspeisung von der Gesamtlast. Unterschreitet die RL dabei bestimmte Intervallwerte (im Jahr 2006: 22 GW und im Jahr 2020: 12 GW), wird das Merit Order-Verfahren außer Kraft gesetzt und eine überschlägige Methode zu Bestimmung extrem niedriger und negativer Börsenpreise kommt zum Einsatz (Kapitel 4.4.1.2). In AMIRIS wird im Gegensatz zu anderen Studien (vgl. r2b Energy Consulting/Consentec 2010) von einer steigenden Anzahl negativer Börsenpreise bis 2020 ausgegangen, da man - wie an dem aktuellen Investitionsstau im konventionellen Kraftwerksbereich zu sehen - nicht erwarten kann, dass die erhofften und nötigen Investitionen in flexiblere Kraftwerke rechtzeitig vollzogen werden. Auch Potentiale zur Flexibilisierung der Nachfrageseite werden bisher nicht ausreichend ausgeschöpft.

Neben dem aktuellen Börsenpreis kann im Modell auf Basis der Perfect foresight-Einspeisung der EE auch jeder bis zu 24h in der Zukunft liegende Börsenpreis berechnet werden. Diese Werte werden u.a. für die Berechnung von Börsenpreisprognosen benötigt (Kapitel 4.5.1.5.).

4.6.3 Konventionelle Kraftwerke

Wie in Kapitel 4.4.1 beschrieben, werden im Merit Order-Modell Kernkraftwerke, Stein- und Braunkohlekraftwerke, Gas- und Dampf- (GuD) sowie Gasturbinenkraftwerke (GT) abgebildet. Für die verfügbare Leistung werden die Kraftwerke (KW) in Blöcke zu je 200 MW aufgeteilt. Die Grenzkosten jedes Blocks berechnen sich dabei u.a. in Abhängigkeit von den in dieser Stunde geltenden Brennstoff- und CO₂-Preisen. Die entsprechenden Preisentwicklungen orientieren sich an den Preispfaden A („deutlich“) und B („mäßig“) aus (Nitsch et al. 2011). Da sich über den Simulationszeitraum die Zusammensetzung des Kraftwerksparks und die damit verbundene verfügbare Leistung und Wirkungsgrade der Kraftwerke verändern, werden für die Entwicklung bis zum Jahr 2020 entsprechende Daten des Szenario A (die auch dem Szenario B zugrunde liegen) ebenfalls aus (Nitsch et al. 2011) entnommen. Die in der Leitstudie angegebenen installierten Leistungen wurden jedoch noch mit Verfügbarkeitsfaktoren¹⁰³ auf die tatsächlich einsetzbare Leistung (Revisionen, Kraftwerksausfälle) umgerechnet. Die in das Modell eingespeisten Inputdaten zur Parametrisierung der konventionellen Kraftwerke können in Kapitel 4.7.3 eingesehen werden.

¹⁰³ Verfügbarkeitsfaktor KKW: 80 %, Braunkohle-KW: 80 %, Steinkohle-KW: 70 %, GuD-KW: 70 %, GT: 100 %.

4.6.4 Netzbetreiber

Die Netzbetreiber übernehmen in der Realität mehrere wichtige Funktionen des Strommarktsystems. Indem sie für den Transport und die Verteilung des Strom verantwortlich sind, treten sie erstens selber als Marktteilnehmer auf und sind zweitens für den Ausgleichsmechanismus des EEG und die Abrechnung des Marktprämienmodells verantwortlich. Da das AMIRIS-Modell zum aktuellen Stand nur zeitlich, jedoch nicht regional aufgelöst ist, werden sämtliche Netzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber) in einem Agenten subsumiert.

Marktteilnehmer

Einerseits ist der Netzbetreiber für die Systemstabilität - d.h. den kontinuierlichen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage - verantwortlich. Hierfür schreibt er als monopolisierter Marktteilnehmer¹⁰⁴ über die Regelenenergiemärkte die benötigten Reserveleistungen für die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung aus. In AMIRIS wird die Systemstabilität zwar nicht modelliert, jedoch gibt es für die ZWH die Möglichkeit, mit ihren Biomasseanlagen am Regelenenergiemarkt für negative Minutenreserve teilzunehmen. Die Grenzleistungspreise, die aus den Regelenenergiemarktauktionen resultieren, werden im Modell über eine Regression abgebildet (siehe Kapitel 4.4.2.2). Der Vergleich des Grenzleistungspreises - der alle vier Stunden neu vom Netzbetreiber bestimmt wird - mit dem Angebot eines Zwischenhändlers entscheidet, ob dieser einen Zuschlag erhält. Falls er ihn erhält fließt eine entsprechende Zahlung vom Agenten „Netzbetreiber“ zum ZWH (siehe Kapitel 4.5.1.5.).

Außerdem ist er über die Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) gesetzlich verpflichtet, die Vermarktung der EE-Anlagen auf dem Spotmarkt der Strombörse zu übernehmen. Einerseits nimmt der Netzbetreiber im Modell sämtliche physikalischen EE-Strommengen auf und leitet sie an die Lieferanten (Kapitel 4.6.5) weiter. Andererseits muss er die Strommengen der Anlagenbetreiber, die nicht in die Direktvermarktung wechseln, einsammeln und an der Börse verkaufen. Auch er benötigt deshalb eine Leistungsprognose und muss ggf. Ausgleichsenergie kaufen. Das Vorgehen ist hierbei das gleiche wie beim ZWH (vgl. Kapitel 4.5.1.2 und 4.5.1.3).

Abrechnung

Als verantwortlicher Akteur bei der Abrechnung des EEG-Ausgleichsmechanismus und der Marktprämie übernimmt der Netzbetreiber im Modell eine verwaltende Funktion. Er zahlt den Anlagenbetreibern ihre EEG-Vergütung aus und berechnet für die ZWH die Auszahlung der Markt- und Managementprämie. Der Netzbetreiber hat somit den Überblick über die unmittelbaren monetären Förderleistungen des Systems (siehe Kapitel 6.1.5).

¹⁰⁴ Beim Stromnetz handelt es sich um ein natürliches Monopol.

4.6.5 Lieferant

Der Agent „Lieferant“ steht für die Akteure, die den Strom physikalisch und wirtschaftlich an die Endverbraucher weitergeben. Im Modell sind Endverbraucher nicht abgebildet, so dass der physikalische Stromfluss beim Lieferanten endet, und dieser so als Senke des Systems dient. Die Nachfrageseite wird bisher noch nicht explizit modelliert, sondern durch extern eingespeiste Lastzeitreihen symbolisiert.

4.6.6 Speicherbetreiber

Auch wenn es derzeit noch keine spezifische gesetzliche Förderung von Speichereinrichtungen gibt und entsprechende Analysen für eine mögliche Verbesserung der Direktvermarktungsoptionen der EE-Anlagenbetreiber im laufenden Vorhaben aus Kapazitätsgründen nicht durchgeführt werden konnten, wurden, um die Rolle von Energiespeichereinrichtungen auch im Modell berücksichtigen zu können, diese als entsprechende Komponenten in das Modell integriert. Hierbei wird bislang davon ausgegangen, dass es keine unabhängigen Speichereinrichtungen gibt, sondern nur Kombikraftwerke, die aus EE-Anlagen und dazugehörigen Speichern bestehen. Im Modell setzt sich ein Kombikraftwerk demzufolge aus einem Anlagenbetreiber und einem entsprechenden Speicher zusammen, wobei der ZWH die jeweilige Vermarktungsstrategie (Direktvermarktung mit Kombikraftwerksbonus (vgl. Schmid et al. 2009) 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.

Weitere vereinfachende Annahmen wurden im Zusammenhang mit dem Optimierungsalgorithmus zur Bestimmung der gewinnmaximierenden Betriebsstrategie getroffen. Erstens wird davon ausgegangen, dass der ZWH 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 gebzw. entladen werden sollte.

4.7 Inputdaten

Auf Grund der tendenziell sehr detaillierten Modellierungsmöglichkeiten bei agentenbasierten Simulationsmodellen, werden umfangreiche Inputdaten benötigt. Gerade hinsichtlich ihrer zukünftigen Entwicklungen müssen diese Daten in ihrer möglichen Entwicklung sorgfältig abgeschätzt werden. Das AMIRIS Modell greift für die meisten benötigten Daten auf die Szenarien der BMU-Leitstudie zurück. Meistens werden die dort nur zeitdiskret angegebenen Größen für die Simulationen in AMIRIS linear inter- oder extrapoliert. Das gleiche gilt für eigene empirische Erhebungen zur Direktvermarktung um mögliche zukünftige Entwicklungen darstellen und analysieren zu können, die in den Kapiteln zur Modellparametrisierung dargestellt werden (siehe Kapitel 6.1.1 und 6.2.1). Alle Input- als auch Outputdaten des Modells verwenden die realen Preise des jeweiligen Jahres.

4.7.1 Übersicht zur installierten EE-Kapazität

Für die Jahre 2006 bis einschließlich 2011 werden in AMIRIS historische Daten zur installierten Leistung verwendet. Für die Jahre ab 2012 wird hinsichtlich der erwarteten Leistungskapazitäten bis 2020 auf die Annahmen der BMU-Leitstudie zurückgegriffen (Nitsch et al. 2012). Dabei werden die angegebenen installierten Leistungen unterjährig linear interpoliert und dieser Zuwachs durch einen stündlichen Zubau dargestellt. Eine ausführliche Darstellung der Entwicklung der nach Vergütungsklassen aufgelösten, installierten EE-Kapazitäten findet sich in Kapitel 4.5.2.2. Einen Überblick über die im Jahr 2012 und im Jahr 2020 installierte Leistung gibt Abbildung 4-39.

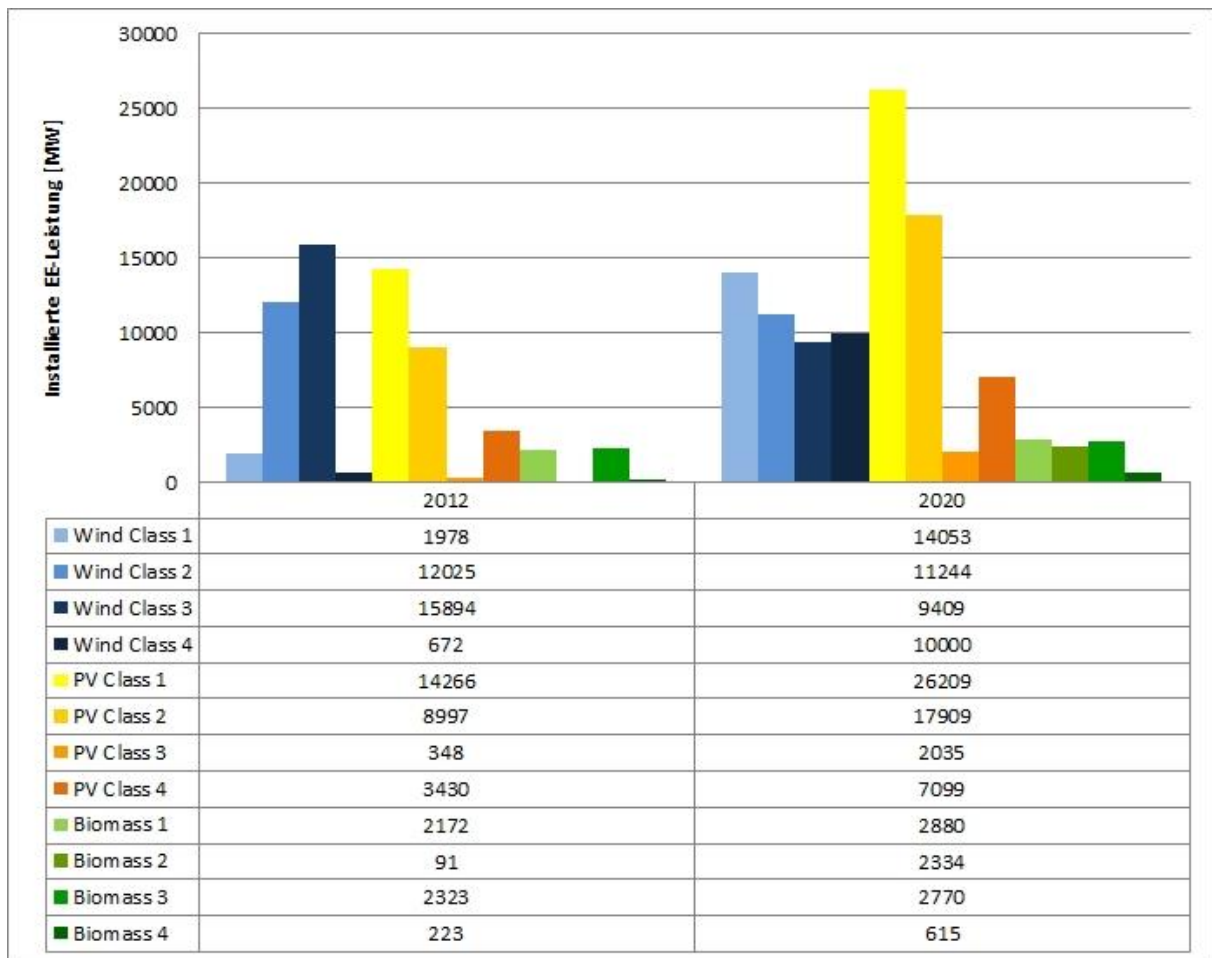


Abbildung 4-39: Installierte Leistung der EE nach Vergütungsklassen in AMIRIS in den Jahren 2012 und 2020.

Bei den onshore Windanlagenklassen kann eine Abnahme der Leistung in Klasse 2 und 3 bei gleichzeitiger Zunahme der Klasse 1 beobachtet werden. Dies liegt daran, dass über den Simulationszeitraum immer mehr Anlagen aus der erhöhten Anfangsvergütung in die niedrigere Grundvergütungsklasse fallen.

Der Zuwachs der Kapazitäten der PV-Anlagen vollzieht sich vor allem in den kleineren und mittleren Anlagengrößen. Bei der Biomasse werden unter nachhaltigen Gesichtspunkte sowohl bei der festen als auch gasförmigen Stromerzeugung bereits heute erhebliche Potenziale genutzt. Dennoch gibt es bis 2020 bei allen vier Klassen einen moderaten Zubau.

Die damit repräsentierte EE-Stromerzeugung beträgt 93,5 % der gesamten EEG-Einspeisung und 80 % der EE-Einspeisung (Stand von Ende 2010). Eine genaue Beschreibung der Definition der Vergütungsklassen und der ihnen zugeordneten Leistungskapazitäten sind den Kapiteln 4.5.2.2.1, 4.5.2.2.2 und 4.5.2.2.3 zu entnehmen.

4.7.2 Stromeinspeisung nach ÜNB-Daten und Wetterzeitreihen

Im Modell werden für die Berechnung der eingespeisten fluktuierenden EE-Strommengen (Wind und PV) für die vergangenen Jahre (bis einschließlich 2011) empirische Einspeisedaten der ÜNB genutzt. Da für die Offshore-Windkraft (WAB VK 4) bisher kaum empirische Daten vorhanden sind, beginnt die Offshore-Einspeisung erst ab 2012 auf der Basis simulierter Windzeitreihen. Für die gesamte zukünftige fluktuierende Einspeisung bis 2020 werden die installierten Leistungen der Vergütungsklassen mit normierten Wetterzeitreihen zur Windgeschwindigkeit bzw. solaren Einstrahlung multipliziert, die sich aus dem DLR-internen ReMix-Simulationsmodell ergeben (vgl. Scholz 2011). Die Einspeisungscharakteristik basiert dabei auf der Berechnung eines „typischen Wetterjahres“. Jährliche Unterschiede in den Wetterdaten werden insofern als zufällig angesehen, als diese sich im Verlauf langer Zeitreihen im Mittel wieder ausgleichen. Allerdings wurde ein technischer Fortschritt berücksichtigt, indem die normierten Zeitreihen in ihrer Skalierung leicht ansteigen, was sich wiederum bis zum Jahr 2020 für die on-, offshore und solare Einspeisung in verbesserten Volllaststunden (h_{VL}) ausdrückt.

Abbildung 4-40, Abbildung 4-41, Abbildung 4-42 zeigen die gemittelte Einspeisecharakteristik für die Wind- und PV-Anlagen. Die simulierte Struktur bei der Onshore-Zeitreihe entspricht für die Jahre 2012-2020 gemittelt 1.985 h_{VL} , bei der offshore Zeitreihe 3.926 h_{VL} und bei der solaren Zeitreihe 817 h_{VL} .

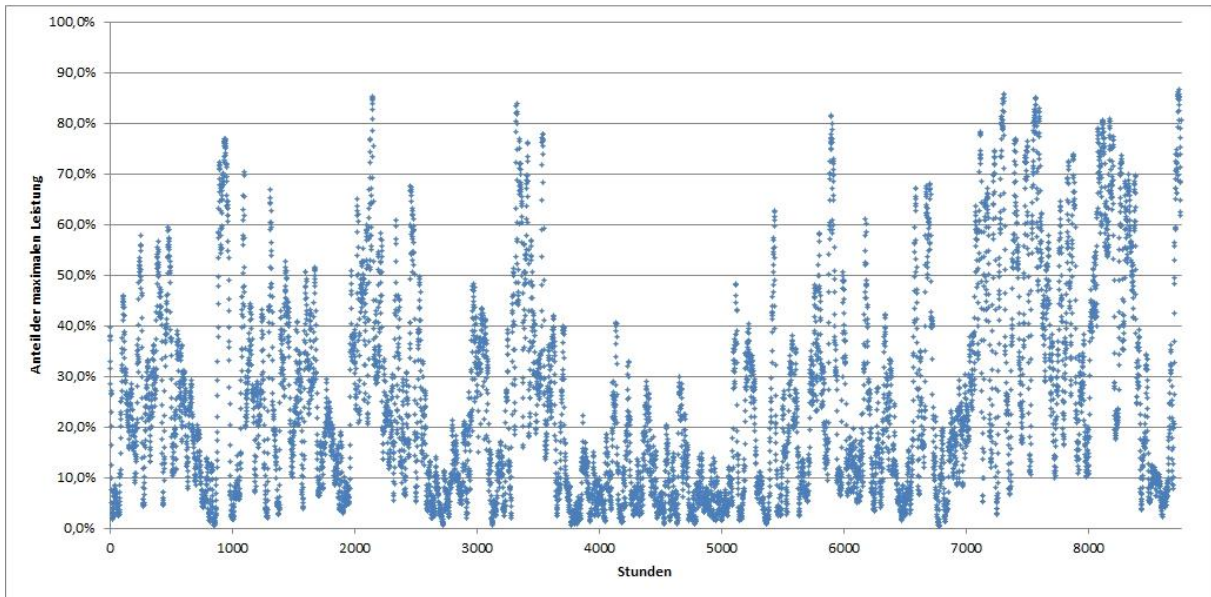


Abbildung 4-40: Durchschnittliche (2012-2020) jährliche Einspeiszeitreihe für Onshore-Windenergie.

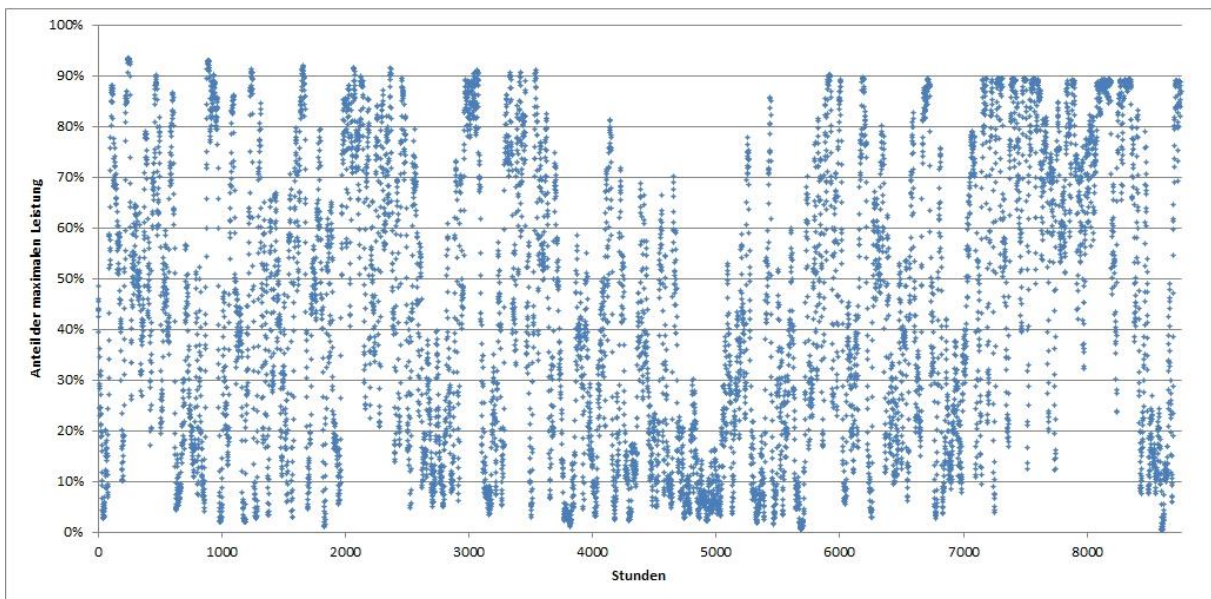


Abbildung 4-41: Durchschnittliche (2012-2020) jährliche Einspeiszeitreihe für Offshore-Windenergie.

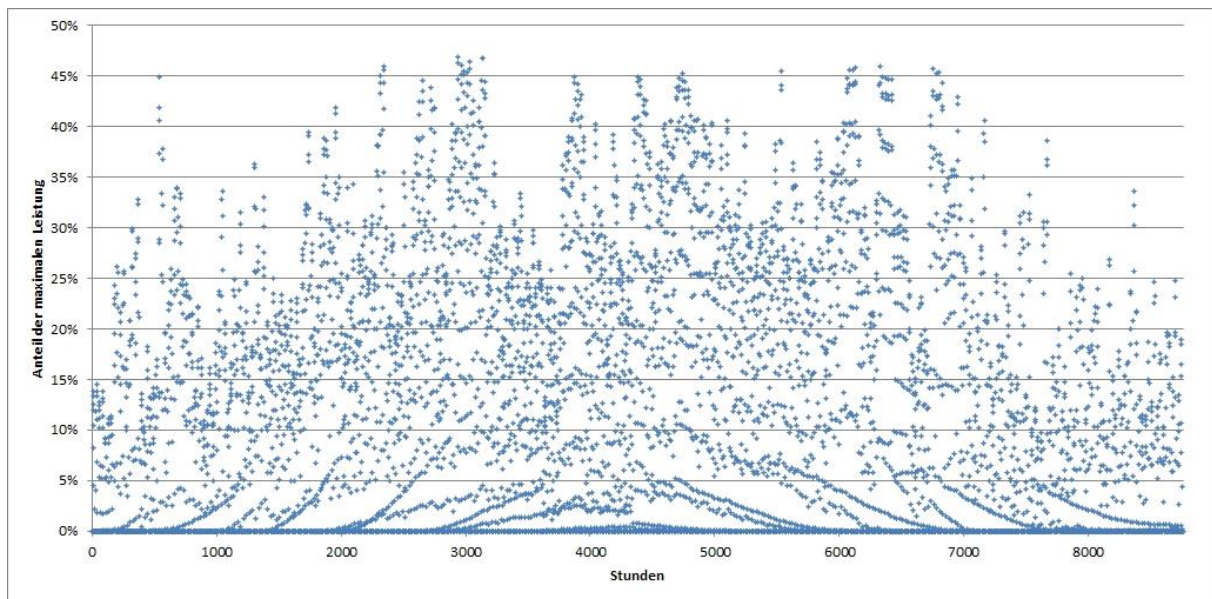


Abbildung 4-42: Durchschnittliche (2012-2020) jährliche Einspeisezeitreihe für Solarenergie.

4.7.3 Day-Ahead Börsenmodell

Ein weiterer Agent in AMIRIS, der auf umfangreiche Inputdaten angewiesen ist, ist die Börse. Die Beschreibung der benötigten Inputdaten kann den Kapiteln 4.4.1 und 4.6.2 entnommen werden. In der Tabelle 4-24 und der Tabelle 4-25 werden die verschiedenen Verläufe der verwendeten Preispfade A und B aus der BMU-Leitstudie (Nitsch et al. 2012) für die Berechnung der Grenzkosten des konventionellen Kraftwerksparks dargestellt. Im Modell wird als Standard-Preisszenario Preispfad A verwendet.

Tabelle 4-24: Entwicklung der Jahresmittelwerte für Brennstoff- und CO₂-Preise nach Preispfad A ("deutlich").

Preise	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO ₂ [€/t]	17,4	0,7	22,1	13,2	14,3	15,4	16,6	17,7	18,9	20,0	21,4	22,8	24,2	25,6	27,0
Uran [€/MWh]	2,4	4,3	2,7	2,0	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9
Braunkohle [€/MWh]	4,0	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4	4,4	4,5	4,5	4,6	4,6	4,7	4,7	4,8	4,8
Steinkohle [€/t]	56,0	77,9	82,3	70,7	82,1	91,6	93,6	95,5	97,5	101,0	106,0	111,1	116,1	121,2	125,4
Gas [€/MWh]	21,3	20,0	26,8	20,8	20,6	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	26,3	27,0	27,7	28,4	29,1

Nachfolgende Tabellen zeigen die Entwicklung der Inputdaten für die Berechnung der Grenzkosten von Kern- (KKW), Braun- und Steinkohle-, GuD- und GT-Kraftwerken. Die Annahmen stammen aus der BMU-Leitstudie (Nitsch et al. 2012) und sind für die Simulationen des Börsenpreises unterjährig linear interpoliert. Die verfügbare Leistung berechnet sich durch eine Korrektur der installierten Leistung durch Multiplikation mit Verfügbarkeitsfakto-

ren¹⁰⁵. Mit ihrer Hilfe werden Stillstandzeiten aufgrund ungeplanter KW-Ausfälle und Revisionen berücksichtigt. Mehrkosten für Grenzkraftwerke, die ihre Vollkosten infolge zu geringer

Tabelle 4-25: Entwicklung der Jahresmittelwerte für Brennstoff- und CO₂-Preise nach Preisfad B ("mäßig").

Preise	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO ₂ [€/t]	17,4	0,7	22,1	13,2	14,3	15,0	15,8	16,5	17,3	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0	23,0
Uran [€/MWh]	2,4	4,3	2,7	2,0	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9
Braunkohle [€/MWh]	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,3	4,2	4,1	4,1	4,0	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4
Steinkohle [€/t]	56,0	77,9	82,3	70,7	82,1	90,2	89,3	88,5	87,6	88,5	91,2	93,9	96,6	99,4	101,9
Gas [€/MWh]	22,4	20,6	27,2	20,8	20,7	25,1	24,5	24,0	23,4	22,8	23,3	23,8	24,2	24,7	25,2

Einsatzzeiten nicht decken können, werden durch prozentuale Aufschläge auf die durchschnittlichen Grenzkosten kompensiert. Durch die Aufschläge werden zusätzlich die Markups von Grenzkraftwerken berücksichtigt. Außerdem erfolgt über die Aufschläge die Kalibrierung des Modells.

Tabelle 4-26: Inputdaten für die Berechnung der Grenzkosten der KKW bis 2020.

Jahr	Brennstoffentsorgung [€/MWh]	Sonstige variable Kosten [€/MWh]	Verfügbare Leistung [MW]	Brennelemente-Steuer [€/MWh]	η min	η max
2006	4,43	2	17.120	0	0,21	0,31
2007	6,30	2	17.120	0	0,21	0,31
2008	4,73	2	17.120	0	0,21	0,31
2009	3,97	2	17.120	0	0,21	0,31
2010	4,32	2	17.120	0	0,21	0,31
2011	4,40	2	16.096	0	0,21	0,31
2012	4,35	2	15.072	0	0,21	0,31
2013	4,35	2	14.048	0	0,21	0,31
2014	4,35	2	13.024	0	0,21	0,31
2015	4,35	2	12.000	0	0,21	0,31
2016	4,50	2	10.976	0	0,21	0,31
2017	4,60	2	9.952	0	0,21	0,31
2018	4,70	2	8.928	0	0,21	0,31
2019	4,80	2	7.904	0	0,21	0,31
2020	4,90	2	6.880	0	0,21	0,31

¹⁰⁵ Verfügbarkeitsfaktor KKW: 80 %, Braunkohle-KW: 80 %, Steinkohle 70 %, GuD-KW: 70 % GT: 100 %.

Tabelle 4-27: Inputdaten für die Berechnung der Grenzkosten der Braunkohle-KW bis 2020.

Jahr	Sonstige variable Kosten [€/MWh]	Aufschlag/Abschlag [%]	verfügbare Leistung [MW]	η min	η max
2006	1,00	-65	17.600	0,32	0,42
2007	1,00	-65	17.680	0,32	0,42
2008	1,00	-65	17.760	0,32	0,42
2009	1,00	-65	17.840	0,33	0,43
2010	1,00	-65	17.920	0,33	0,43
2011	1,00	-65	17.184	0,33	0,43
2012	1,00	-65	16.448	0,33	0,43
2013	1,00	-65	15.712	0,34	0,44
2014	1,00	-65	14.976	0,34	0,44
2015	1,00	-65	14.240	0,34	0,44
2016	1,00	-65	13.504	0,34	0,44
2017	1,00	-65	12.768	0,35	0,45
2018	1,00	-65	12.032	0,36	0,46
2019	1,00	-65	11.296	0,36	0,46
2020	1,00	-65	10.560	0,37	0,47

Tabelle 4-28: Inputdaten für die Berechnung der Grenzkosten der Steinkohle-KW bis 2020.

Jahr	Sonstige variable Kosten [€/MWh]	Aufschlag/Abschlag [%]	verfügbare Leistung [MW]	η min	η max
2006	5,00	-15	21.490	0,35	0,45
2007	5,00	-15	21.420	0,35	0,45
2008	5,00	-15	21.350	0,35	0,45
2009	5,00	-15	21.280	0,36	0,46
2010	5,00	-15	21.210	0,36	0,46
2011	5,00	-15	20.573	0,36	0,46
2012	5,00	-15	19.936	0,36	0,46
2013	5,00	-15	19.299	0,37	0,47
2014	5,00	-15	18.662	0,37	0,47
2015	5,00	-15	18.025	0,37	0,47
2016	5,00	-15	17.388	0,38	0,48
2017	5,00	-15	16.751	0,38	0,48
2018	5,00	-15	16.114	0,39	0,49
2019	5,00	-15	15.477	0,39	0,49
2020	5,00	-15	14.840	0,40	0,50

Tabelle 4-29: Inputdaten für die Berechnung der Grenzkosten der GuD-KW bis 2020.

Jahr	Sonstige variable Kosten [€/MWh]	Aufschlag/Abschlag [%]	verfügbare Leistung [MW]	η min	η max
2006	0,50	70	16.435	0,47	0,57
2007	0,50	70	16.660	0,47	0,57
2008	0,50	70	16.886	0,47	0,57
2009	0,50	70	17.112	0,48	0,58
2010	0,50	70	17.338	0,48	0,58
2011	0,50	70	17.819	0,48	0,58
2012	0,50	70	18.301	0,49	0,59
2013	0,50	70	18.782	0,49	0,59
2014	0,50	70	19.264	0,49	0,59
2015	0,50	70	19.746	0,49	0,59
2016	0,50	70	20.227	0,49	0,59
2017	0,50	70	20.709	0,50	0,60
2018	0,50	70	21.190	0,50	0,60
2019	0,50	70	21.672	0,50	0,60
2020	0,50	70	22.154	0,50	0,60

Tabelle 4-30: Inputdaten für die Berechnung der Grenzkosten der GT-KW bis 2020.

Jahr	Sonstige variable Kosten [€/MWh]	Aufschlag/Abschlag [%]	verfügbare Leistung [MW]	η min	η max
2006	0,50	140	3.822	0,35	0,45
2007	0,50	140	3.875	0,35	0,45
2008	0,50	140	3.927	0,35	0,45
2009	0,50	140	3.980	0,36	0,46
2010	0,50	140	4.032	0,36	0,46
2011	0,50	140	4.144	0,36	0,46
2012	0,50	140	4.256	0,36	0,46
2013	0,50	140	4.368	0,37	0,47
2014	0,50	140	4.480	0,37	0,47
2015	0,50	140	4.592	0,37	0,47
2016	0,50	140	4.704	0,38	0,48
2017	0,50	140	4.816	0,38	0,48
2018	0,50	140	4.928	0,39	0,49
2019	0,50	140	5.040	0,39	0,49
2020	0,50	140	5.152	0,40	0,50

5 Modellvalidierung

5.1 Gesamtmodell AMIRIS

Im Anschluss an den Aufbau eines Simulationsmodells ist dieses zu validieren. Ziel ist es, das abstrakte Modell dahingehend zu untersuchen, ob es in der Lage ist, das Verhalten des betrachteten Systems in zufriedenstellendem Umfang abzubilden.

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 ist, 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, das Modell im Rahmen einer externen Validierung zu kontrollieren.

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). So ist von Bedeutung, ob kurz- oder langfristige Effekte betrachtet werden sollen. Je nach Untersuchungsgegenstand stellt sich außerdem die Frage, ob eine quantitative oder eher eine qualitative Analyse anzustreben ist. Des Weiteren 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“). Diese Art der Validierung kann für die Modellierung der Stromteilmärkte vorgenommen werden (siehe Kapitel 5.2).

Sollen jedoch zusätzlich, 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“). Bei der agentenbasierten Modellierung mit explorativem Charakter kann höchstens eine qualitative Validierung des Gesamtmodells erfolgen. Bei der Modellüberprüfung empfiehlt es sich, bottom-up vorzugehen und sowohl die grundlegenden Mechanismen der einzelnen Modellkomponenten (siehe Kapitel 4.5) als auch die verwendeten Parametersätze offenzulegen und genau zu erläutern (siehe Kapitel 6.1.1 und 6.2.1), 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 (siehe Kapitel 4.7). Für die Validierung wurden die Thesen über die Entwicklung des

Marktes zur Direktvermarktung von EE, die von Marktteilnehmern als Experten in den Akteursworkshop geäußert wurden, mit den Simulationsergebnissen abgeglichen (siehe Kapitel 6.3).

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. Zuletzt genanntes ist beispielsweise in AMIRIS bei der Prognoseerstellung und Berechnung der Ausgleichsenergiepreise der Fall. Da im vorliegenden Bericht vergleichende Analysen vorgenommen werden, hat zunächst die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse Priorität. Deshalb erfolgen die Züge der Zufallszahlen der Simulationen im Kapitel 6 mit gleichen „Random Seeds“ (Zufallszahlenfolge).

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 ist nicht nur die Modelldynamik, sondern auch deren Kontrolle.

Da dieses Projekt ausschließlich explorativ ausgerichtet ist, ist eine Überprüfung des Modells anhand empirischer Daten nur für die Validierung der Stromteilmärkte 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.

5.2 Stromteilmärkte

Die Modellierung der Stromteilmärkte wird auf Basis empirischer Daten durchgeführt. Einmal als Fundamentalmodell der Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks, einmal als Regressionsmodell des Regelenergiemarktes für negative Minutenreserve sowie als Ausgleichsenergiepreismodell, in dem gleichverteilte Zufallszüge auf Basis eines Histogramms der Ausgleichsenergiepreise des Jahres 2011 vorgenommen werden. Die in AMIRIS umgesetzten Modelle der Stromteilmärkte werden in den folgenden Kapitel durch den Abgleich mit empirischen Daten validiert.

5.2.1 Day-Ahead Spotmarkt

Als Grundlage zur Modellierung des Day-Ahead-Spotmarktes dient das theoretische Konzept einer Merit-Order zur Bestimmung des Großhandelspreises an der Strombörse mit Hilfe des Uniform Clearing-Preismechanismus. Dieses Konzept hat zur Annahme, dass es für einen Kraftwerksbetreiber rational ist, immer dann Strom zu produzieren, wenn die Grenzkosten des eigenen Kraftwerks kleiner oder gleich dem Marktpreis sind. Der Theorie nach bestimmen die Kraftwerksbetreiber ihre Grenzkosten und geben diese als Gebot an der Strombörse ab. Im Angebot sollten sich also nur die kurzfristigen Grenzkosten, nicht jedoch die langfristigen Vollkosten widerspiegeln. Die Händler der Nachfrageseite geben ihrerseits Mengengebote für den Stromeinkauf ab. Der Marktpreis ergibt sich schließlich als Gleichgewichtspreis zwischen Angebot und Nachfrage. Zur detaillierten Modellierung des Strommarktes bieten sich vor allem Bottom up-Ansätze an. Dieser Ansatz zur Simulation der Börsenpreise wird häufig mit Fundamentaldaten des deutschen Kraftwerkspark unterlegt, so dass auch zeitliche Veränderungen der Zusammensetzung der Kraftwerke und weiterer Einflussgrößen wie Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise berücksichtigt werden können. Die meisten Modelle zur Strommarktmodellierung verfolgen dabei entweder den Ansatz eines Optimierungs-, Simulations- oder Gleichgewichtsmodells¹⁰⁶ (vgl. Ventosa et al. 2005 und Sensfuß 2008). Auch wenn gerade agentenbasierte Simulationsansätze zur Modellierung der Börsenpreise gute Ergebnisse liefern (vgl. Genoese 2011, Weidlich 2008), so wird u.a. bei nicht agentenbasierten Ansätzen kritisiert, dass viele Modelle bei der Berücksichtigung der fluktuierenden erneuerbaren Einspeisung ihre Schwäche haben und der Annahme der perfekten Marktbedingungen unterliegen (vgl. Foley et al. 2011). Dieser Vorwurf kann für das Modell AMIRIS mit seiner stündlichen Auflösung der EE-Einspeisung und seiner Implementierung von nicht perfekten Leistungsprognosen nicht gelten. Egal welcher Ansatz letztendlich gewählt wird, die realen Preise oder Entwicklungen kann kein noch so gutes Modell vorhersagen, da strategisches Verhalten wie beispielweise Marktmachtausübung und Markt-Ups zur Deckung der Vollkosten der Kraftwerksbetreiber nur schwer nachgewiesen und modelliert werden können (vgl. Genoese 2011). Auch wenn viele Ansätze die durchschnittlichen Preise gut abbilden können, haben die meisten Modelle Schwierigkeiten damit, die Varianz und vor allem extrem hohe und niedrige Preise zu simulieren. So verhält es sich auch beim Börsenmodell in AMIRIS. Wie in Abbildung 5-1 zu sehen ist, kann die Jahresdauerkurve des Referenzjahres 2008 in der Simulation sehr gut nachgebildet werden, wenn als Inputdaten für das Modell die historischen Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen verwendet werden. Jedoch weichen gerade in den Preiszonen über 200€ und unter 30€ die simulierten von den realen Preisen deutlich ab.

¹⁰⁶ Die agentenbasierten Modelle gehören zur Familie der Simulationsmodelle.

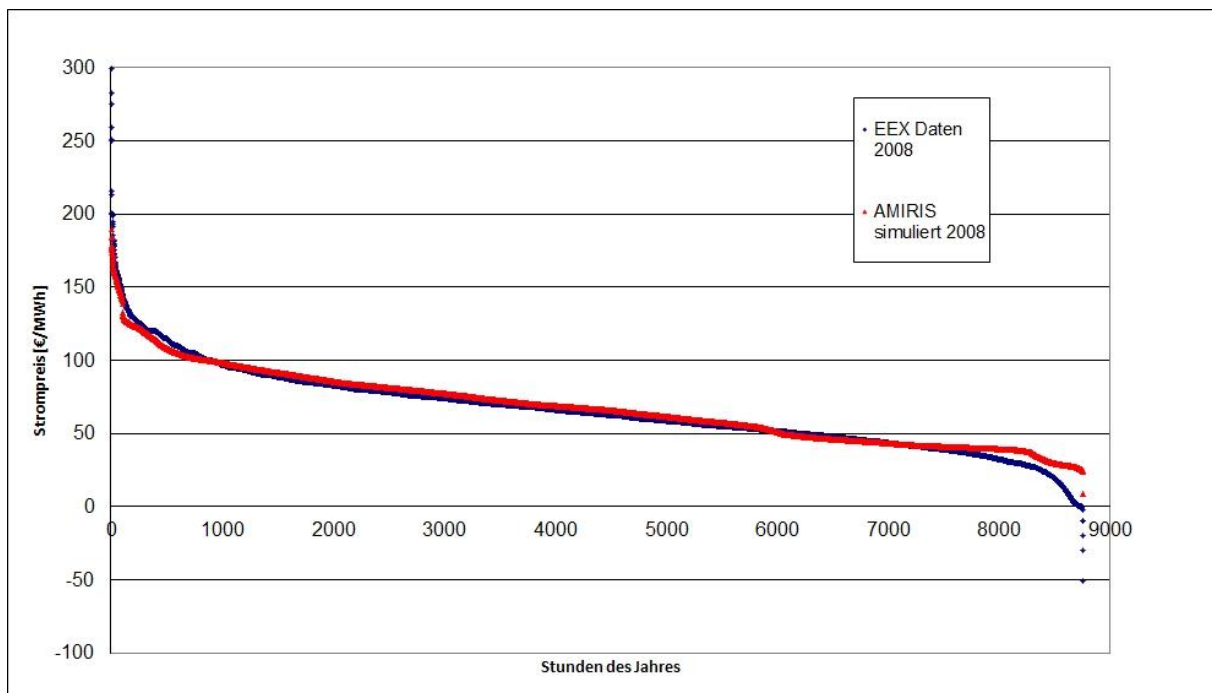


Abbildung 5-1: Vergleich der Jahresdauerlinien der realen und simulierten Day-ahead Börsenpreise für das Referenzjahr 2008.

Dies liegt vor allem daran, dass diese in der Realität zu beobachtenden Preise nicht mehr auf fundamentale Daten zurückgeführt werden können. In Situationen hoher Nachfrage und knappen Angebots orientieren sich die Preise nicht mehr an den Grenzkosten der Kraftwerke, sondern an der Zahlungsbereitschaft der Nachfrageseite. Diese sogenannten Knappheitspreise sind in liberalisierten Märkten durchaus gewünscht und Grundvoraussetzung dafür, dass auch die Grenzkraftwerke langfristig ihre Vollkosten decken können (vgl. Ockenfels 2008). In AMIRIS wird versucht, extrem hohe Preise durch hohe Aufschläge bei den Gasturbinen zu berücksichtigen (Tabelle 4-30 in Kapitel 4.7.3.). Sehr niedrige und sogar negative Strompreise entstehen aus einer Kombination eines inflexiblen Kraftwerksparks (wärmegeführte KWK-Anlagen, Must-Run-Units) und Opportunitätskostenkalkulationen von Grundlastkraftwerksbetreibern. Auch hier lässt sich die Preisbildung nicht mehr fundamental erklären. In AMIRIS werden sehr niedrige bzw. negative Börsenpreise abgebildet, indem über eine überschlägige Modellierung bei der Unterschreitung bestimmter Residuallastintervalle der Uniform-Clearing-Preismechanismus ausgesetzt und durch eine Zuordnung von Preisen ersetzt wird (Kapitel 4.4.1.2).

Betrachtet man abschließend statistische Kenngrößen der Ergebnisse, sieht man, dass der Mittelwert sowie die Standardabweichung im kalibrierten Modell gut getroffen werden, wie in Tabelle 5-1 zu sehen ist. Lediglich der Korrelationskoeffizient mit einem Wert von 0,56 bietet noch Verbesserungsbedarf.

Tabelle 5-1: Statistische Eckdaten von EEX und AMIRIS Simulation.

Referenzjahr 2008	EPEX Spot Day-Ahead	AMIRIS
Mittelwert	65,77 €/MWh	67,87 €/MWh
Standardabweichung	28,68	25,11
Korrelationskoeffizient	-	0,56

Natürlich muss bei den Simulationsläufen der Jahre 2012-2020 berücksichtigt werden, dass hier nicht mehr die historischen Preisreihen mit ihrer starken Fluktuation verwendet werden können, sondern nur die linear interpolierten Daten aus den Preisszenarien. Hierbei verschlechtert sich vor allem die Varianz der simulierten Börsenpreise. Dennoch kann die zu erwartende Gesamtvarianz der Börsenpreise auf Grund der bis 2020 immer weiter steigenden Einspeisung aus EE sehr gut abgebildet werden. Abbildung 5-2 zeigt zur Veranschaulichung die durchschnittlichen Monatsmittelwerte der simulierten Preise von 2012 bis 2020. Zurückzuführen ist das vor allem auf die veränderte Residuallast, die sich durch immer größere Gradienten auszeichnet.

Insgesamt lässt sich so das Modell für den Day-Ahead Spotmarkt in AMIRIS als zufriedenstellend ansehen.

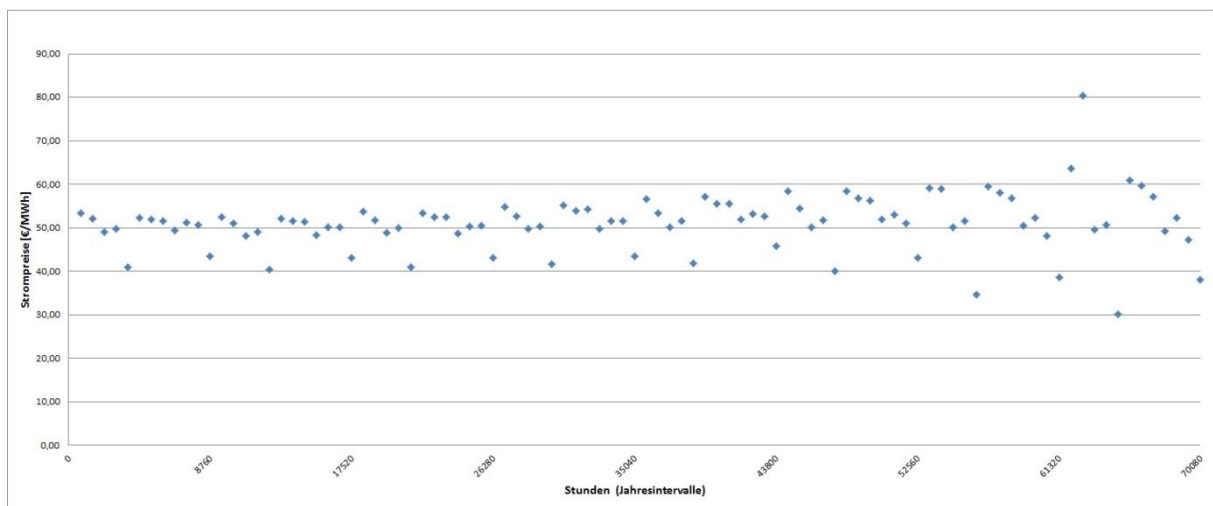


Abbildung 5-2: Monatsmittel der simulierten Börsenpreise in AMIRIS von 2012-2020.

5.2.2 Regelenergiemarkt

Die Regelenergiemärkte im deutschen Netzgebiet fundamental zu erklären und zu modellieren, ist auf Grund des im Vergleich zum Day-Ahead Spotmarkt relativ komplizierten Aukti-

onsmechanismus¹⁰⁷ sowie der komplexen Berechnung der ausgeschriebenen Mengen nicht ohne erheblichen Aufwand möglich. Zusätzlich erschwert der aus Gründen zur Wahrung von Betriebsgeheimnissen nicht öffentliche Zugang zu typischen Bietstrategien eine detaillierte Abbildung. Um zumindest die Bestimmung des Grenzleistungspreises für die negative Minutenreserve mit teilweise fundamentalen Daten vornehmen zu können, wurde ein Regressionsmodell implementiert (siehe Kapitel 4.4.2). Die Güte der Regression der negativen Minutenreserve mit dem realen Börsenpreis und der realen Residuallast des Jahres 2011 als Inputdaten für die beiden unabhängigen Variablen kann in Kapitel 4.4.2.2.1 eingesehen werden. Die lineare Regressionsgleichung lautet:

$$Y_{GLP} = -0,536 * x_1 - 0,00199 * x_2 + 0,000631 * x_3 + 158,49$$

Der Vorteil einer Regression im Vergleich zu einem Zufallszug liegt in der Möglichkeit, mit diesem Vorgehen den Grenzleistungspreis über den Simulationsverlauf modellendogen zu berechnen, indem die ebenfalls modellendogen berechneten Börsenpreise (x_1), die Last (x_2) und die Windeinspeisung (x_3) als Inputdaten für die Regression verwendet werden können. Deshalb wird an dieser Stelle das in AMIRIS implementierte Regressionsmodell mit den modellendogenen Größen validiert. Zu diesem Zweck werden für das Referenzjahr 2011 die statistischen Kennwerte der realen Daten (Grenzleistungspreise) mit denen der modellendogenen Regression verglichen. In ersten Testläufen ohne weitere Kalibrierung hat sich im Vergleich mit den realen Daten aus dem Jahr 2011 gezeigt, dass der Verlauf der Jahresdauerlinie zufriedenstellend simuliert werden kann (siehe Abbildung 5-3). Bei dem Vergleich muss außerdem das Börsenpreisniveau des Day-Ahead Marktes berücksichtigt werden, da die Börsenpreise als unabhängige Variable in die Regression eingehen. Ein Vergleich macht deutlich, dass das durchschnittliche Preisniveau in AMIRIS im Jahr 2011 niedriger liegt als in der Realität. Der Mittelwert der realen Day-Ahead Spotmarktpreise lag 2011 bei 51,06 €/MWh und in AMIRIS bei 46,80 €/MWh (siehe Tabelle 5-2).

Tabelle 5-2: Vergleich statistischer Kennwerte der Day-Ahead Spotmarktpreise für das Referenzjahr 2011 für das Regressionsmodell zur Bestimmung der Grenzleistungspreise.

Referenzjahr 2011	EPEX Day-Ahead Spotmarkt	AMIRIS
Mittelwert	51,06 €/MWh	46,80 €/MWh
Standardabweichung	15,04	16,63
Varianz	226,12	276,67

¹⁰⁷ Es handelt sich um eine zweistufige Auktion mit einer „scoring rule“ (zur Bezuschlagung der Reserveleistung) und einer „settlement rule“ (zur Bezuschlagung der Abgerufen Reservearbeit).

Durch den negativen Regressionskoeffizienten von -0,536 für den Börsenpreis als unabhängige Variable in der Regressionsgleichung und dem positiven Interceptwert i.H.v. 158,49 €/MW äußert sich ein durchschnittlich niedrigerer Börsenpreis im Modell im Vergleich zur Realität in einem durchschnittlich höheren geschätzten Grenzleistungspreis in der Regression. Berücksichtigt man diesen Zusammenhang, verhält sich das Regressionsmodell wie in Abbildung 5-3 zu sehen entsprechend den Erwartungen. Eine weitere Kalibrierung ist somit nicht nötig.

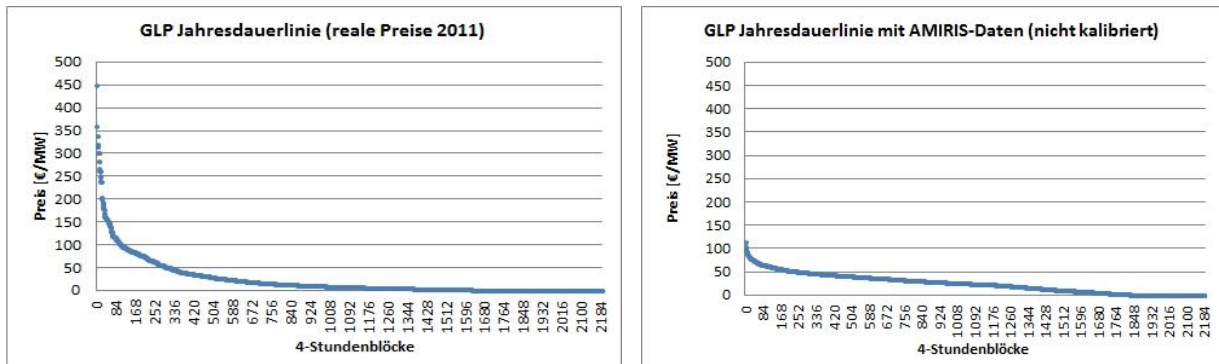


Abbildung 5-3: Jahresdauerlinie der GLP der realen Preise 2011 und die nicht kalibrierte Jahresdauerlinie der modellierten Grenzleistungspreise im Regressionsmodell mit modellendogenen AMIRIS-Daten.

Will man jedoch die Preise der Realität noch besser treffen, könnte man das Regressionsmodell weiter kalibrieren, indem man den ursprünglichen Interceptwert (absoluter Term) der Regressionsgleichung von 158,49 um 1,49 Punkte auf 157,00 abgesenkt. Wie in Abbildung 5-4 zu sehen ist, kann dadurch die Jahresdauerlinie der Grenzleistungspreise noch besser abgebildet werden. Auch der Vergleich der wichtigsten statistischen Kennwerte zeigt sehr zufriedenstellende Ergebnisse (Tabelle 5-3).

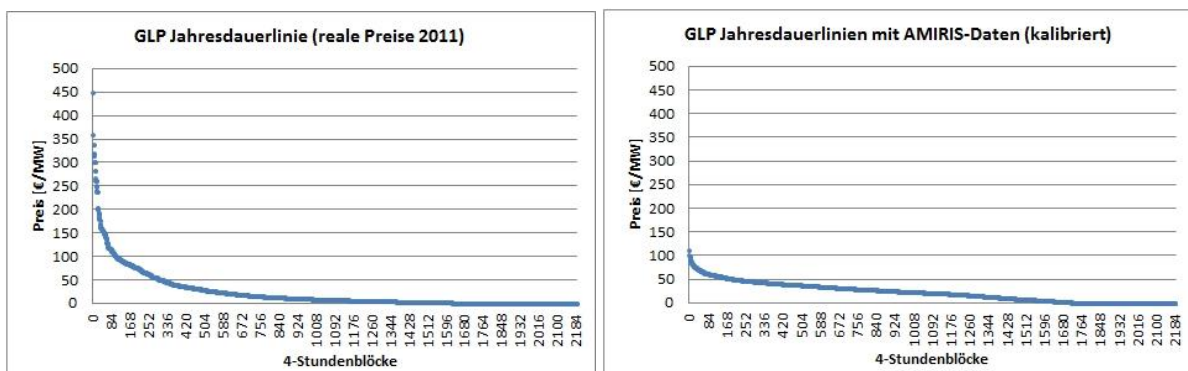


Abbildung 5-4: Jahresdauerlinie der GLP der realen Preise 2011 und die kalibrierte Jahresdauerlinie der modellierten Grenzleistungspreise im Regressionsmodell mit modellendogenen AMIRIS-Daten.

Tabelle 5-3: Vergleich statistischer Kennwerte der realen GLP für 2011 sowie der kalibrierten GLP aus AMIRIS.

		GLP reale Preise 2011	GLP AMIRIS (kalibriert)
Jahressumme	€/ (MW*Jahr)	51.804,04	51.999,14
Durchschnitt	€/ (MW*4h)	23,65	23,74
Durchschnitt / Stunde	€/ (MW*h)	5,91	5,94
Median	€/ (MW*4h)	7,73	22,38
Varianz	(€/ (MWh*4h)) ²	1.755,22	406,30
Standardabweichung	€/ (MWh*4h)	41,90	20,16

5.2.3 Ausgleichsenergiemarkt

In AMIRIS wird der Ausgleichsenergiemarkt bisher weder modellendogen noch auf Basis fundamentaler Daten berechnet. Für eine modellendogene Abbildung wäre es nötig, das Bilanzkreiswesen des deutschen Netzgebietes zu modellieren. Dazu müsste das Modell regional aufgelöst und die Lieferverpflichtungen aller EVU in Deutschland aufgenommen werden. Weitere Voraussetzung wäre, die Arbeitspreise für positive und negative Minutenreserve und Sekundenreserve modellendogen zu bestimmen. Ein solches Vorgehen ist im vorgesehenen Projektumfang nicht zu bewerkstelligen, weshalb wir uns entschieden haben, die Ausgleichsenergiepreise, mit denen die Profilservicekosten der ZWH berechnet werden, zufällig aus einem Histogramm der realen Preise aus dem Jahr 2011 zu ziehen. Dieser pragmatische Ansatz in Verbindung mit der Vorgehensweise zur Erstellung der Leistungsprognosen lieferte, wie in Kapitel 4.5.1.3 zu sehen ist, dennoch sehr gute Ergebnisse für die Bestimmung der im Modell benötigten Kosten der Ausgleichsenergie.

6 Simulationsbasierte Analysen des Strommarktes

Mit dem erweiterten Modell lassen sich umfangreiche Politikanalysen durchführen, für die zunächst eine statische Modellversion verwendet wird (s. Kapitel 6.1). Statisch bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Anlagenbetreiber während der Simulationsläufe keinen Vergleich mit alternativen Vertragskonditionen vornehmen und so auch keine Wechsel der Verträge mit Zwischenhändlern und der damit verbundenen direktvermarkteten Strommengen stattfinden.

Diesen Wettbewerb und damit die Interdependenz des Verhaltens der beteiligten Akteure kann die inzwischen ebenfalls implementierte, dynamische Modellversion abbilden. In Kapitel 6.2 finden sich entsprechend Analysen, die diese besondere Möglichkeit der agentenbasierten Simulation nutzen.

Allgemeines zur Interpretation der Ergebnisse

Die Simulationen in AMIRIS sind stündlich aufgelöst. Der Simulationszeitraum für die hier vorliegenden Ergebnisse geht über die Jahre 2012 bis in die erste Stunde des Jahres 2020, was einem Verlauf über 70.080 h entspricht. Für eine bessere Lesbarkeit der stündlich aufgelösten Grafiken sind in Tabelle 6-1 die Jahre mit ihren jeweiligen ersten Simulationsstunden angegeben.

Tabelle 6-1: Jahreszahlen und entsprechende Simulationsstunden (jeweils erste).

Jahr	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Stunde	0	8760	17520	26280	35040	43800	52560	61320	70080

Als Interpretationshilfe für die Ergebnisse werden diesen vorweggreifend in Tabelle 6-2 die Mittelwerte der sich in den Simulationsläufen von AMIRIS ergebenden Börsenpreise dargestellt. Der EEG-Lauf ist der fiktive Referenzlauf für alle durchgeführten Analysen. Hier wird der Status quo vor der Einführung der Direktvermarktungsmöglichkeiten angenommen und bis 2020 vorgeschrieben. Es wird also unterstellt, dass in diesem Lauf keine Direktvermarktung stattfindet und alle AB ihren Strom an den Netzbetreiber abgeben und nach dem jeweiligen EEG-Einspeisetarif vergütet bekommen. Im Marktprämienlauf werden dann sowohl mit der statischen als auch dynamischen Modellvariante verschiedene Analysen zur Direktvermarktung von EE-Strom durchgeführt und mit dem Referenzlauf verglichen. Die leichten Unterschiede der Börsenpreise der beiden Läufe erklären sich damit aus Unterschieden im Einspeiseverhalten der Biomasseanlagen (vgl. Kapitel 4.5.2.2.3). Im EEG-Lauf fahren weiterhin alle Biomasseanlagen zur jeder Stunde des Tages auf Vollast, da sie bei der EEG-Einspeisevergütung nach der produzierten Strommenge bezahlt werden. Im Marktprä-

mienlauf wird jedoch eine gewisse Flexibilisierung eines bestimmten Anteils der Biomasseanlagen angenommen, die nach einem Tag-Nacht-Zyklus einspeisen (siehe Kapitel 6.1.1).

Tabelle 6-2 Mittlere Jahresbörsenpreise der Simulationsläufe von AMIRIS.

Mittelwert Börsenpreis [€/MWh]	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
EEG-Lauf	48,18	47,20	47,35	48,10	48,46	48,82	48,39	49,42
Marktprämie-Lauf	48,22	47,20	47,29	48,03	48,49	48,73	48,33	49,46

Unabhängig vom eingestellten Vergütungssystem lässt sich bei der Betrachtung der durchschnittlichen Börsenpreise bis 2020 feststellen, dass trotz der Annahme relativ stark steigender Brennstoff- und CO₂-Kosten für den konventionellen Kraftwerkspark (vgl. Tabelle 4-24 in Kapitel 4.7.3), auf Grund der stark steigenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien die Großhandelsstrompreise aber kaum steigen.

Da die Ergebnisse verschiedener Simulationsläufe bei agentenbasierten Modellen i.d.R. von umfangreichen Dateninput geprägt sind, deren Entwicklungen (modellendogen und -exogen) teilweise nur schwer abgeschätzt werden kann, werden die Annahmen zur Parametrisierung des Modells für die verschiedenen Simulationsläufe in AMIRIS gänzlich offen gelegt.

Allgemeines zur Parametrisierung

Im AMIRIS Modell können die vielfältigen Parameter, die einen Einfluss auf die Simulation haben prinzipiell in drei Kategorien eingeteilt werden:

- 1) Zeitunabhängige interne Parameter: Die Parameter charakterisieren grundlegende Eigenschaften der verschiedenen Agenten, wie bspw. die Grundparameter zur Kostenstruktur der ZWH und sind zeitinvariant.
- 2) Zeitabhängige externe Parameter: Bei diesen Parametern verändern sich die Werte über die Zeit. Die Wertänderung wird jedoch extern eingelesen und somit vor Beginn der Simulationsläufe jeweils festgeschrieben. Beispiele hierfür sind die Fördersätze der energiepolitischen Rahmenbedingungen oder die Brennstoffpreisentwicklung und technische Charakteristika des konventionellen Kraftwerksparks.
- 3) Zeitabhängige endogene Parameter: Diese veränderlichen Größen spielen bei agentenbasierten Modellen eine sehr wichtige Rolle. Sie sind für das dynamische Verhalten der Agenten verantwortlich, da sie sich auf Grund geänderter Bedingungen und definierter Algorithmen während der Simulation selbstständig ändern können.

Alle in Kapitel 6.1.1 zur Parametrisierung der statischen Läufe dargelegten Einstellungen und Annahmen gelten dabei auch für die dynamischen Läufe. An den Stellen, an denen sich die Parametrisierung der beiden Läufe unterscheidet, wird in Kapitel 6.2.1 explizit darauf hingewiesen.

6.1 Statische Simulationsläufe - Politikanalyse zur Marktprämie

Mit der statischen Modellversion – die im Gegensatz zur dynamischen Modellversion keinen Wettbewerb der Zwischenhändler um Vermarktungsverträge mit EE-Anlagenbetreibern abbildet - können vielfältige Analysen auf Seiten der Anlagenbetreiber und Zwischenhändler durchgeführt werden, um bspw. die Auswirkungen der Direktvermarktung auf die Einnahmensituation zu untersuchen (siehe Kapitel 6.1.2). Zusätzlich lässt sich analysieren, welches Potenzial die zusätzliche Vermarktung auf dem Regelenergiemarkt bietet (siehe Kapitel 6.1.3) und inwiefern durch die Direktvermarktung ein bedarfsorientiertes Einspeiseverhalten der EE-Anlagen angereizt wird (siehe Kapitel 6.1.4). Darüber hinaus wurde untersucht, welches zusätzliche Fördervolumen durch das neue Instrument der Marktprämie im Vergleich zu einem fiktiven System einer reinen EEG-Einspeisevergütung entsteht (siehe Kapitel 6.1.5). Da die Ergebnisse der verschiedenen Simulationsläufe bis zum Jahr 2020 von unterschiedlichen Annahmen über zukünftige sozio-ökonomische und technische Entwicklungen der Strommärkte und der EE-Direktvermarktung abhängen, werden zunächst in Kapitel 6.1.1. die Annahmen zur Parametrisierung des Modells für die verschiedenen Simulationsläufe vorgestellt.

6.1.1 Parametrisierung des Modells

6.1.1.1 Zeitunabhängige interne Parameter

Bei den statischen Läufen findet wie bereits erwähnt kein Wettbewerb zwischen den ZWH statt, d.h. die vermarkteten Strommengen bei den verschiedenen ZWH steigt zwar durch eine lineare Zuteilungsfunktion insgesamt an, jedoch verändern sich die vermarkteten Anteile nicht dynamisch zwischen den ZWH was eine Voraussetzung für ein sich selbstentwickelndes, emergentes System darstellen würde (s. Kapitel 6.2).

Folgende Parameter wurden am Beginn der Simulation eingegeben und sind zeitinvariant:

- Prozentuale Verteilung der DV-Leistung auf die verschiedenen ZWH-Typen (kein Wettbewerb, siehe Tabelle 6-4)
- Grundparameter zur Kostenstruktur
- Börsenpreisprognosefehler

Über die Berücksichtigung verschiedener Typen von ZWH wird der Vielfalt der sich im Markt befindlichen Akteure Rechnung getragen. Sie unterschieden sich nach ihrer initialen Kapitalausstattung und Kostenstruktur als auch nach der Börsenpreis- und Leistungsprognosegüte. Konstant über die Simulationszeit bleiben hierbei jedoch nur die Grundparameter zur Kostenstruktur (siehe Kapitel 4.5.1.4 in Tabelle 4-17) und der Börsenpreisprognosefehler (siehe

in Kapitel 4.5.1.6 in Tabelle 4-19). Tabelle 6-3 gibt eine Übersicht über die Parametereinstellungen der zeitinvarianten Parameter der ZWH¹⁰⁸.

Tabelle 6-3 Zwischenhändler und Parametrisierungen im Modell.

Typ ZWH / Parameter	(1) Große EVU	(2) Internationale EVU	(3) Große SW	(4) SW Pionier	(5) Kleine SW	(6) GSP-Händler für HH	(7) GSP-Händler für GK	(9) Neugründung mit Erfahrung	(10) Neugründung ohne Erfahrung
Fehler für Preisprognose	0,15	0,15	0,15	0,15	0,25	0,2	0,2	0,15	0,2
Initialer Fehler der Leistungsprognose	0,15	0,15	0,2	0,15	0,25	0,15	0,15	0,15	0,2
Erwartungswert der Zufallsverteilung der Leistungsprognose ¹⁰⁹	0,05	0,05	0,10	0,05	0,15	0,05	0,05	0,05	0,10
Eigenkapitalstock (Mio. €)	100	15	15	15	7	7	7	3	0,1

6.1.1.2 Zeitabhängige externe Parameter

Für die statischen Simulationsläufe werden bestimmte Parameter zur den direktvermarkteten Strommengen im System extern vorgegeben. Sie können sich zwar über die Zeit ändern, es findet jedoch keine modellendogene Anpassung statt:

- Kapazitäten, die sich in der DV über die Marktprämie befinden (initiale Anteile und deren zukünftige Entwicklung).
- Anteil der flexiblen Biomasseanlagen, die einen Tag-Nacht-Zyklus bei der Stromproduktion fahren¹¹⁰.
- Höhe der Managementprämie (ManP).

¹⁰⁸ Der Leistungsprognosefehler ist nicht zeitinvariant, sondern ändert sich abhängig von der Portfoliogröße. Auch der Eigenkapitalstock variiert in Abhängigkeit des wirtschaftlichen Erfolgs.

¹⁰⁹ Wert in Abhängigkeit der Prognosequalität zwischen 0,0 (keine spezifischen AE-Kosten) und 0,15 (sehr hohe spezifische AE-Kosten = 5 €/MWh).

¹¹⁰ Nachts wird mit halber installierter Leistung, tags mit anderthalbfacher Leistung gefahren.

DV-Kapazitäten

Zur Änderung der DV-Kapazitäten über die Zeit ist eine lineare Zuteilungsfunktion (von Simulationsbeginn bis Simulationsende oder früher) eingebaut, über die sich die DV-Mengen je Vergütungsklasse der implementierten Technologien (Wind, Photovoltaik und Biomasse) zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einstellen lassen.

Die ZWH starten zu Beginn der Simulation mit bestimmten Anteilen an der gesamten, sich in der DV befindlichen EE-Leistung, die sich aus Marktrecherchen ergeben haben (initiale Anteile an DV-Mengen siehe Tabelle 6-4). Die Verteilung der zum Monatswechsel neu hinzukommenden DV-Mengen kann über zwei Mechanismen erfolgen:

- 1) Proportionale Zuteilung: Die lineare Zuteilung neuer Mengen wird bei dieser Einstellung proportional zu initialen Anteilen vergeben. Startet ein ZWH mit relativ hohem Anteil, bekommt er auch später verhältnismäßig mehr. Hierdurch kann der Vorteil eines ‚First Mover‘ berücksichtigt werden.
- 2) Gleichverteilte Zuteilung: Die lineare Zuteilung neuer Mengen wird bei dieser Einstellung gleichverteilt zur Anzahl der vorhandenen Verträge in der Vergütungsklasse vergeben. In den statischen Läufen bekommt somit jeder ZWH, der in der Vergütungsklasse aktiv ist, den gleichen Anteil an zusätzlichen DV-Mengen wie alle anderen ZWH.

Die proportionale Zuteilung wird als ‚default‘-Wert gesetzt, um dem ‚First mover‘-Vorteil Rechnung zu tragen.

Die initialen Anteile der ZWH müssen zu Beginn der Simulation in die Verträge zwischen den AB und den ZWH eingegeben werden. Da die Übertragungsnetzbetreiber nur aggregierte Leistungen der EE-Technologien, die in die Marktprämie wechseln, angeben, wurden auf Basis von Erkenntnissen des im Rahmen des Vorhabens durchgeführten Akteursworkshops (vgl. Kapitel 3.4.3), aus Pressemitteilungen und weiteren öffentlich zugänglichen Daten sowie eigenen Abschätzungen die DV-Mengen auf die zehn Händlertypen verteilt (siehe Tabelle 6-4). Die Zahlen wurden mit dem Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, die Teil des Konsortiums zur „Laufenden Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ sind, abgestimmt. Hier muss angemerkt werden, dass die Zahlen noch mit einer hohen Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung behaftet sind. Auf Basis des Evaluierungsprojektes zur Direktvermarktung sollten jedoch im Laufe der Zeit besser fundierte Zahlen verfügbar sein. Eine detaillierte Verteilung bis auf Vergütungsklassenebene ist im Anhang in Tabelle 7-4 einzusehen.

Tabelle 6-4: Kapazitäten (MW) und Anteile (%) der EE-Technologien in der Direktvermarktung (Marktprämie) und ihre initiale Verteilung auf die ZWH-Typen im Januar 2012.

Akteur	Typ	Wind (onshore)	Wind (offshore)	PV	Biomasse		Biomasse gesamt
					FBM	BGA	
Große EVU	1) <i>Große EVU</i>	630	19	1	20	0	20
		5,3%	40,0%	1,3%	2,0%	1,0%	2,0%
Internationale EVU	2) <i>Internationale EVU</i>	4.408	9	1	141	0	141
		36,9%	20,0%	1,0%	14,4%	1,0%	14,4%
Stadtwerke	3) <i>Große Stadtwerke</i>	874	-	5	187	0	187
		7,3%	-	8,3%	19,1%	1,0%	19,1%
	4) <i>Stadtwerk Pionier</i>	2.467	9	1	117	0	117
		20,6%	20,0%	1,9%	12,0%	2,0%	12,0%
	5) <i>Stadtwerke klein</i>	152	-	5	95	0	95
		1,3%	-	8,2%	9,8%	5,0%	9,8%
Grünstromhändler	6) <i>Grünstromhändler für HH-Endkunden</i>	228	-	3	0	-	0
		1,9%	-	4,2%	0,1%	-	0,1%
	7) <i>Grünstromhändler für Geschäftskunden</i>	810	-	1	186	0	186
		6,8%	-	2,1%	19,0%	15,0%	19,0%
	8) <i>Grünstromhändler für lokale DV</i>	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
Zwischenhändler für Börse	9) <i>Zwischenhändler mit Erfahrung</i>	2.289	9	20	137	0	137
		19,1%	20,0%	31,9%	14,1%	25,0%	14,1%
	10) <i>Zwischenhändler ohne Erfahrung</i>	102	-	26	93	0	94
		0,9%	-	41,2%	9,6%	50,0%	9,6%
Summe DV (MW)		11.960	47	64	976	0	977
installierte Leistung AMIRIS Jan 2012 (MW)		29.897	672	27.041	2.230	2.546	4.776
Anteil in DV		40,0%	7,0%	0,2%	20,4%		20,4%

Aufgrund der Tatsache, dass sich einerseits nicht alle Vergütungsklassen für die Direktvermarktung eignen und auch nicht alle ZWH zu Anlagen jeder Vergütungsklasse Zugang haben, wurde einerseits ZWH 8 komplett deaktiviert, der sich nur auf die lokale Direktvermarktung konzentriert. Bei der offshore Windkraft (VK 4) wurden andererseits die ZWH 3, 5, 6, 7, 8 und 10 deaktiviert.

Bei der PV wechselt von der VK 1 (Dachanlagen < 10 kW) gar keine Leistung in die DV, sondern verbleibt für den gesamten Simulationszeitraum in der EEG-Festvergütung des NB. Die restlichen PV-Vergütungsklassen werden von allen aktiven ZWH Typen (alle außer ZWH 8) vermarktet, wobei die initialen Anteile sehr unterschiedlich verteilt sind und sich vor allem

auf ZWH konzentrieren, die sich auf die PV-Direktvermarktung spezialisiert haben (ZWH 9 und 10).

Bei der Biomasse der VK 1 sind alle ZWH bis auf ZWH 8 aktiviert. Bei der VK 2 sind alle ZWH deaktiviert, da es sich hierbei um innovative Technologien handelt, die noch nicht für die DV bereit sind. Die Anteile der installierten Leistung dieser VK sind bis 2020 ohnehin sehr gering. Bei der VK 3 und 4 sind alle ZWH außer Typ 6 und 8 über die Marktprämie aktiv. Auch hier verteilen sich die initialen DV-Kapazitäten jedoch sehr unterschiedlich. Vor allem neue Akteure, die sich auf das Feld der Biogasanlagen spezialisiert haben, sind hier im Vorteil.

Für die anfänglichen Direktvermarktungsanteile an der gesamten installierten EE-Leistung konnte noch auf die veröffentlichten Zahlen zur Direktvermarktung über die Marktprämie der Übertragungsnetzbetreiber vom Januar 2012 zurückgegriffen werden¹¹¹.

Durch erste Erfahrungswerte bis April 2013 über die DV-Kapazitäten, die sich über das Marktprämienmodell in der Direktvermarktung befinden, kann abgeschätzt werden, wie sich die Anteile in Zukunft entwickeln. Abbildung 6-1 zeigt die Entwicklung aus den Veröffentlichungen der ÜNB auf der gemeinsamen Internetplattform.

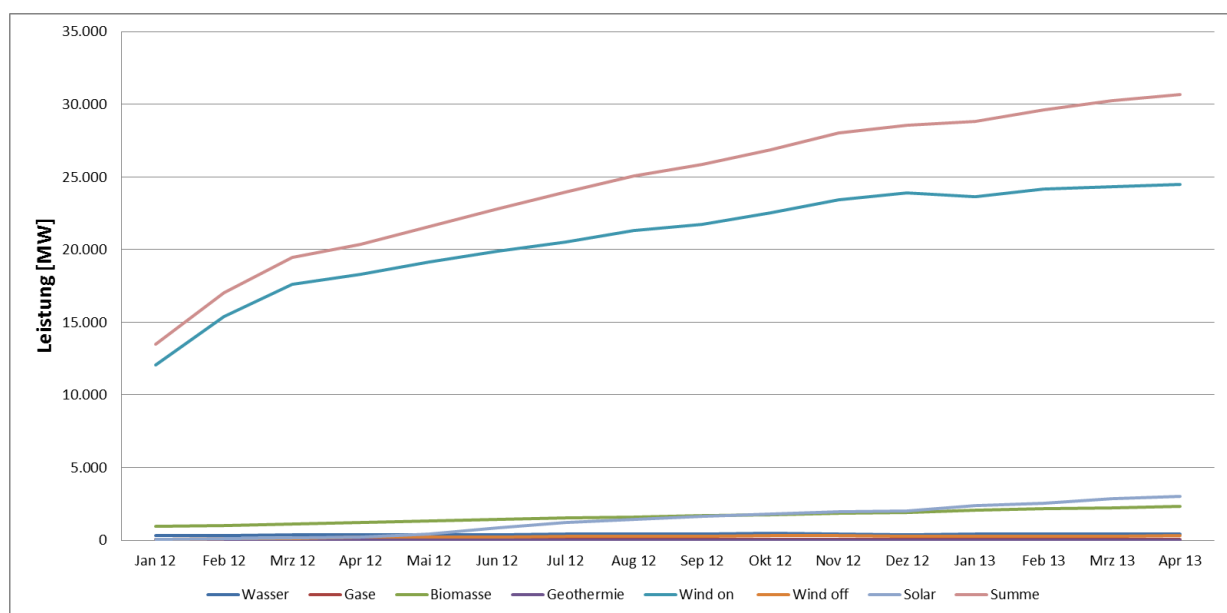


Abbildung 6-1: Entwicklung der DV-Kapazität der verschiedenen EE-Technologien in der Direktvermarktung über die Marktprämie (Quelle: www.eeg-kwk.net).

Auch wenn ein überproportionaler Anstieg der DV-Kapazitäten bei der onshore Windkraft zu Beginn des Marktprämienmodells im Januar 2012 im Vergleich zu den restlichen EE-Technologien zu beobachten ist, hat sich in der Zwischenzeit (Stand April 2013) bereits ein gewisser Sättigungseffekt eingestellt. Bei den DV-Kapazitäten aus solarer Strahlungsenergie (PV) und aus Biomasse lässt sich ein annähernd linearer Verlauf beobachten.

¹¹¹ Monatlich aktualisiert verfügbar auf der gemeinsamen Internetplattform der ÜNB zum EEG und KWK-G unter www.eeg-kwk.net.

Für die im Folgenden dargestellte Parametrisierung der linearen Zuteilungsfunktion im Modell ist nur relevant, wie groß die DV-Kapazität aus der Realität im Verhältnis zu der im Modell installierten Leistung zum jeweiligen Zeitpunkt ist.

Im Modell wird für die zukünftige Entwicklung der Direktvermarktungsanteile ein linearer Anstieg der drei Vergütungsklassen (VK 1-3) der onshore Windkraft vom Januar 2012 bis zum Januar 2013 von 40% auf 80 % angenommen. Danach bleibt der DV-Kapazitätsanteil an der gesamten installierten Leistung konstant. Für die offshore Windkraft (VK 4) gilt eine Entwicklung von Januar 2012 bis Januar 2015 von 7 % auf 50 %. Für die PV Anlagen der VK 1 wird angenommen, dass keine Anteile in die DV wechseln, da die Anlagen zu klein sind und sich eher für einen Direkt- bzw. Eigenverbrauch eignen. Für die PV der VK 2 wird von Januar 2012 bis Januar 2015 ein Anstieg von 0,5 % auf 40 %, für die VK3 von 0,5 % auf 52 % und für die VK 4 von 0,5 % auf 100 % angenommen. Bei der Biomasse der VK 1 wechseln von initial 45 % bis Januar 2014 90 % in die DV. Die Anlagen der VK2 wechseln gar nicht in die DV, und der Anteil der kleineren Biogasanlagen (VK3) entwickelt sich von Januar 2012 bis 2015 von 0,01 % auf 36 % und damit entsprechend geringer als der der großen Biogasanlagen (VK4), der von initial 0,01 % auf 90 % bis zum Januar 2014 ansteigt.

Flexible Biomasseanlagen

Als zweiter zeitabhängiger externer Parameter kann der Anteil der flexiblen Biomassestromerzeugung eingestellt werden. Die hier angegebenen Anteile beziehen sich wiederum nur auf die Anteile der Biomassekapazität, die sich in der DV befinden, da nur für diese Anlage auch ein Anreiz zur Regelung nach Preissignalen besteht. Für die großen Biomasseheizkraftwerke, die Festbrennstoffe verwenden, muss für eine flexible Stromerzeugung ein Wärmespeicher nachgerüstet werden. Da die vorhandenen Potentiale dieser Anlagen bereits heute weitestgehend erschöpft sind und bereits gebaut wurden, gibt es in der Realität vor allem Beschränkungen hinsichtlich des verfügbaren Platzes für einen Wärmespeicher auf dem Anlagengelände. Außerdem wird die Umrüstung nicht gesetzlich gefördert, so dass hier nur ein relativ geringer Flexibilisierungsgrad angenommen wird. Der Anteil der flexiblen Kapazität steigt im Modell von initial 10% im Januar 2012 auf 25% bis Ende 2019. Größeres flexibles Einspeisepotential besitzen die Biogasanlagen, da hier in den nächsten Jahren noch weitere Anlagen neu installiert werden und somit von vornherein auf einen flexibleren Betrieb ausgelegt werden können. Außerdem wird eine Umrüstung durch die Flexibilitätsprämie gesetzlich gefördert. Es wird deshalb angenommen, dass bei der VK 3 von ursprünglich 0% im Januar 2012 bis zum Januar 2015 10% und bei der VK 4 bis zum Januar 2014 50% einen vereinfachten flexiblen Tag-Nacht-Zyklus fahren können.

Managementprämie

Als letzter zeitabhängiger externer Parameter kann die vom Netzbetreiber gezahlte Managementprämie (ManP) an die ZWH variiert werden. Zwei unterschiedliche zeitliche Entwicklungen werden bei den vergleichenden Simulationsläufen zur „alten“ Managementprämie und der „neuen“ Managementprämie nach der Managementprämienverordnung von 2012 analysiert (siehe Kapitel 6.1.2 und 6.1.5).

Da die „neue“ Managementprämie in fernsteuerbare und nicht-fernsteuerbare EE-Anlagen unterscheidet, diese Funktionalität der Anlagen im Modell aber nicht explizit differenziert abgebildet wird, muss eine Annahme darüber getroffen werden, inwiefern sich die Umrüstung der Anlagen zur Fernsteuerbarkeit in der Realität entwickeln wird. Somit kann dann eine gewichtete durchschnittliche Managementprämie in den Läufen zur „neuen“ Managementprämie ins Modell einfließen. Nach Absprache mit dem Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung wurden folgende Annahmen getroffen:

- Alle neu installierten dargebotsabhängigen EE-Anlagen (Wind und Solar) werden mit einer Fernsteuerungstechnik ausgestattet, um in den Genuss der höheren Managementprämie zu kommen.
- Bei den Windkraftanlagen wird weiterhin angenommen, dass aus den Bestandsanlagen 2.000 MW/a nachgerüstet werden.
- Bei den PV-Anlagen wird angenommen, dass aus den Bestandsanlagen 1.000 MW/a nachgerüstet werden.

Die Annahmen zur Ausstattung bzw. Nachrüstung mit Fernsteuertechnik mögen momentan noch recht ambitioniert klingen. Bedenkt man jedoch, dass die Differenz der gezahlten Managementprämie für nicht-fernsteuerbare und fernsteuerbare Anlagen bis 2015 auf 2 €/MWh steigt - bei absoluten Werten der Managementprämie i.H.v. 3,0 €/MWh bzw. 5,0 €/MWh ein Unterschied von 60 % - gehen wir davon aus, dass spätestens ab 2014 deutlich mehr Anlagen mit dieser Technik ausgestattet werden, als bisher zu beobachten ist. Die durchschnittlich gewichtete Managementprämie kann für die Läufe zur „neuen“ Managementprämie der Tabelle 6-5 entnommen werden:

Tabelle 6-5: „Alte“, „neue“ (fsb - fernsteuerbar) und „gewichtete“ Managementprämie für die Simulationsläufe ManP „alt“ und ManP „neu“ in AMIRIS.

ManP [€/MWh]	„alte“ ManP (on-/off- shore/ solar)	„neue“ ManP (on/off/solar)		Wind onshore	Wind offshore	Solar
		nicht fsb	fsb	neu gewichtet	neu gewichtet	neu gewichtet
2012	12,0	12,0	12,0	12,00	12,0	12,00
2013	10,0	6,5	7,5	6,67	7,5	6,62
2014	8,5	4,5	6,5	4,94	6,5	4,78
2015	7,0	3,0	5,0	3,53	5,0	3,31
2016	7,0	3,0	5,0	3,63	5,0	3,33
2017	7,0	3,0	5,0	3,72	5,0	3,36
2018	7,0	3,0	5,0	3,77	5,0	3,38
2019	7,0	3,0	5,0	3,85	5,0	3,39

Somit können durch unterschiedliche Entwicklungsszenarien zur Nutzung der Marktprämie die Kosten der Förderung im Vergleich zu einer reinen EEG-Einspeisevergütung verglichen werden. Außerdem können über eine unterschiedliche Parametrisierung der Managementprämie die sich neu ergebende Gewinn- bzw. Verlustsituation bei den ZWH und mögliche Mitnahmeeffekte bei den AB analysiert werden.

6.1.1.3 Zeitabhängige endogene Parameter

Die zentrale Stärke agentenbasierter Modellierung liegt in der Möglichkeit der Implementierung interner, sich über die Zeit modellendogen ändernder Parameter. Diese Parameteranpassung erfolgt im Modell bspw. durch Reaktionen der Agenten auf Änderungen ihrer Umweltbedingungen (hier der energiepolitischen Rahmenbedingungen, z.B. Höhe der Managementprämie oder EEG-Vergütungssätze, Ausgleichenergiepreise), durch Lernen bzw. das Anpassen bestimmter interner Parameter infolge von Auswertungen der Erfahrungen der Vergangenheit (hier z.B. Anpassung der gezahlten Boni je nach wirtschaftlichen Erfolg, Verbesserung der Leistungsprognosegüte), sowie Änderungen bestimmter Eigenschaften, die sich auf höherer Systemebene ergeben (Börsenpreisentwicklung durch EE-Einspeiseverhalten, Änderungen in der DV-Marktstruktur).

Folgende Parameter ändern sich in AMIRIS modellendogen über die Simulationszeit:

- Fixe und variable Vermarktungskostenparameter der ZWH für die DV in Abhängigkeit der Größe des Vermarktungsportfolios.
- Leistungsprognosegüte in Abhängigkeit der Größe des Vermarktungsportfolios.
- Bonuszahlung in Abhängigkeit des wirtschaftlichen Erfolgs.

Die entwickelten Algorithmen zur Anpassung dieser Parameter können in den jeweiligen Kapiteln zur Beschreibung der internen Struktur der Agenten mit Handlungsspielraum eingesehen werden (Kapitel 4.5).

Durch die vielfältigen Parametrisierungsmöglichkeiten ist es möglich, zu prüfen, wie sich diese Faktoren auf den Erfolg der einzelnen Geschäftsmodelle der ZWH und die Erlössituation der Anlagenbetreiber auswirken. Mit dem AMIRIS-Modell können neben diesen Analysen auf der Mikroebene auch solche auf der Makroebene zur Marktstruktur und zu Systemkosten durchgeführt werden. Für die EEG-Vergütungszahlungen und die Zahlungen der Marktprämie sind die derzeit im EEG 2012 geltenden Sätze als Standardeinstellung vorgesehen. Auf dieser Basis soll die nach heutiger Gesetzeslage anfallende Entwicklung des Fördervolumens für die EE-Anlagen analysiert werden (s. Kapitel 6.1.5). Zur Untersuchung der Auswirkung einer Anpassung der Zahlungen der Marktprämie könnten die Vergütungssätze auch entsprechend variiert werden.

Die Ergebnisse verschiedener Simulationsläufe in AMIRIS auf Basis der hier vorgestellten Parametrisierung werden in den beiden folgenden Kapiteln beschrieben.

6.1.2 Entwicklung der Marktstruktur

Bei den in diesem Kapitel beschriebenen Ergebnissen werden bis zu drei Simulationsläufe miteinander verglichen:

- 1) Eine Simulation mit einem fiktiven EEG-Einspeisevergütungslauf, für den angenommen wird, dass keine EE-Kapazitäten in den nächsten Jahren in die DV wechseln
→ Lauf EEG (Referenzlauf).
- 2) Eine Simulation mit der „alten“ Managementprämie, wie sie ursprünglich im EEG 2012 vorgesehen war → Lauf ManP „alt“.
- 3) Eine Simulation mit der „neuen“ Managementprämie, wie sie durch die MaPrV im Jahr 2012 eingeführt wurde → ManP „neu“.

Bei diesen Läufen ist bei den ZWH nur der Vermarktungspfad 2 (Marktprämie) aktiviert. Es besteht noch keine Möglichkeit zur Teilnahme am Regelenergiemarkt (siehe hierzu anschließendes Kapitel 6.1.3). Für die Ausgleichsenergiepreise wird das Histogramm der Preise des Jahres 2011 verwendet.

Durch die Abbildung der verschiedenen ZWH-Typen und ihrer durch die Direktvermarktung entstehenden Kosten kann untersucht werden, wie sich die Zusatzeinnahmen durch die Inanspruchnahme der Marktprämie auf sie und die Anlagenbetreiber verteilen. Aussagen über die Entwicklung der Marktstruktur sind somit auch bei den statischen Simulationen zumindest indirekt möglich, indem die Erlössituationen und gezahlten Boni miteinander verglichen werden. An dieser Stelle sei nochmal darauf hingewiesen, dass die in AMIRIS modellierten Agenten (ZWH und AB) eine Population von individuellen Direktvermarktern

bzw. Anlagenbetreibern der Realität darstellen. Die in dieser Untersuchung getroffenen Aussagen zu den ZWH- und AB-Typen lassen keinen Rückschluss auf den Erfolg oder Misserfolg einzelner Händler oder Anlagenbetreiber in der Realität zu. Vielmehr geht es um generelle Aussagen darüber, wie verschiedene Einflussfaktoren wie bspw. die Kapitalausstattung, die Prognosegüte, die Portfoliozusammenstellung etc. den wirtschaftlichen Erfolg grundsätzlich beeinflussen. Durch die der Modellierung vorausgegangene ausführliche Akteursanalyse soll es ermöglicht werden, ein repräsentatives Bild der Marktverhältnisse bei der Direktvermarktung über die Marktprämie in Deutschland geben zu können.

6.1.2.1 Auswirkungen auf Zwischenhändler

Eigenkapitalentwicklung

Als erstes Ergebnis der statischen Simulationsläufe findet sich in Abbildung 6-2 und Abbildung 6-3 eine Übersicht über die Entwicklung des Eigenkapitals der ZWH in den beiden Läufen ManP „alt“ und ManP „neu“. Gut zu erkennen ist, dass bei der „alten“ ManP keiner der ZWH-Typen in die Insolvenz geht, also sein Eigenkapital auf null sinken würde. Der Erfolg der Händler fällt jedoch durchaus unterschiedlich aus. Besonders erfolgreich scheinen die ZWH 2, 4 und 9 zu sein, die ihr Eigenkapital von 2012 bis 2020 von 15 auf 250 Mio. € (ZWH2 - internationale EVU), von 15 auf 159 Mio. € (ZWH4 - Stadtwerk Pionier) bzw. von 3 auf 182 Mio. € (ZWH9 - Neugründung mit Erfahrung) steigern können. Dies lässt sich vor allem mit den hohen initialen DV-Kapazitäten aus Windenergieanlagen der drei ZWH erklären (37 %, 21 % bzw. 19 % bei onshore und 20 %, 20 % und 20 % bei offshore), die sie bereits zu Beginn der Einführung der Marktprämie 2012 in ihrem Portfolio zusammengetragen haben. Auch ZWH1 (große EVU) kann sein Eigenkapital bis Anfang 2020 auf 167 Mio.€ steigern, startet aber auch bereits 2012 mit 100 Mio. €. Die restlichen ZWH bewegen sich mit ihrem Eigenkapital Anfang 2020 zwischen 11 und 71 Mio. €.

Deutlich schlechter entwickelt sich das Eigenkapital bei der abgesenkten „neuen“ ManP. Den höchsten Wert erzielt ZWH Typ 1 mit 130 Mio. € am Ende des Simulationszeitraumes. Im Vergleich zu den zuvor sehr erfolgreichen ZWH2, 4 und 9 trifft ihn die Absenkung der ManP nicht so hart, da er sich große Anteile an den offshore Anlagen sichern kann (initial 2012 40 %). Bei den offshore Anlagen wirkt sich die Absenkung der ManP nichts so stark aus wie bei den onshore Anlagen, da bei ihnen davon ausgegangen wird, dass in dieser VK die großen Leistungen erst noch gebaut werden. Deshalb werden so gut wie alle offshore Anlagen von vornherein mit Fernsteuerungstechnik ausgestattet und erhalten entsprechend der Annahme aus Tabelle 6-3 die erhöhte ManP. Die mit der „alten“ ManP zuvor noch so erfolgreichen ZWH2, 4 und 9 kommen mit der „neuen“ ManP nur noch auf ein Eigenkapital von maximal 88 Mio. € (ZWH2) bzw. 64 Mio. € (ZWH4 und 9), da ihre größten Anteile im Portfolio durch onshore WAB abgedeckt wird. Auch der ZWH7 (Grünstromhändler für Geschäftskunden) ist wie ZWH1 nicht so stark von der Absenkung der ManP betroffen, da er

vor allem feste Biomasseanlagen (FBA) und Biogas (BGA) im Portfolio hat, deren ManP durch die MaPrV 2012 nicht abgesenkt wurde. Kritisch hingegen wird es ab dem Jahr 2016 für die ZWH3 (große Stadtwerke), 5 (kleine Stadtwerke), 6 (Grünstromhändler für Endkunden (HH)) und 10 (Neugründung ohne Erfahrung), die dann einen sinkenden Eigenkapitalstock hinnehmen müssen und wie ZWH3 Anfang 2020 nur noch auf 10 Mio. € kommen - Startwert 2012 waren 15 Mio. €. Am stärksten trifft die Absenkung der ManP ZWH5 (kleine Stadtwerke); dieser Typ muss spätestens Anfang 2019 nach den Modellrechnungen mit der Insolvenz rechnen. Zwar hat er 2018 noch einen Eigenkapitalstock von knapp 2 Mio. €, falls er aber durch Abrechnungsverzögerungen mit dem Netzbereiber in Vorleistung gehen muss, um seine AB auszubezahlen, wird es für ihn schon früher kritisch.

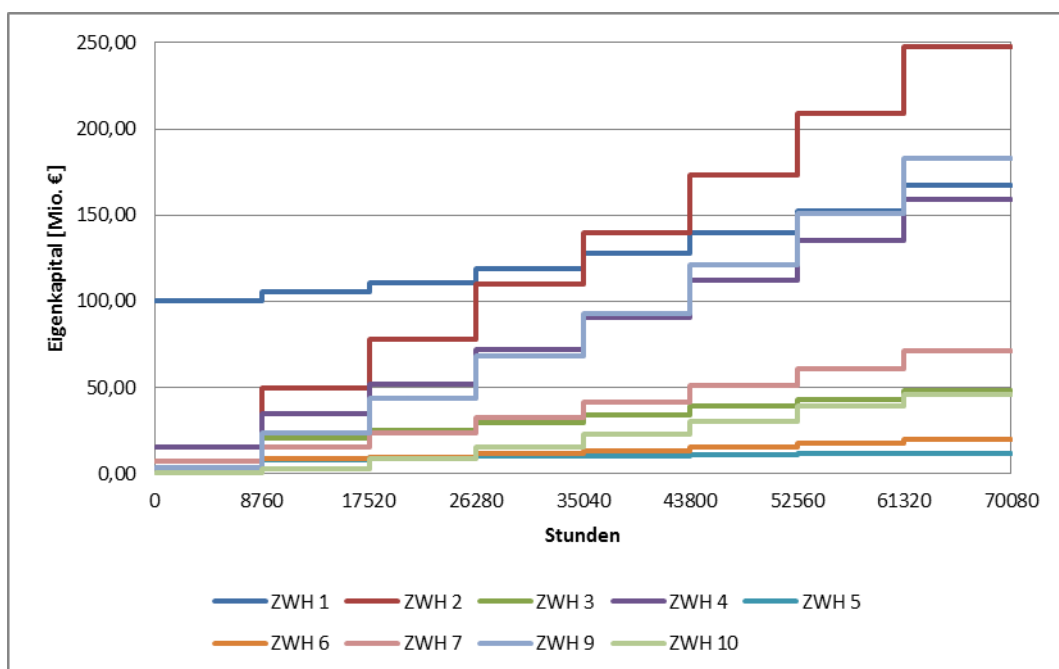


Abbildung 6-2: Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf ManP „alt“.

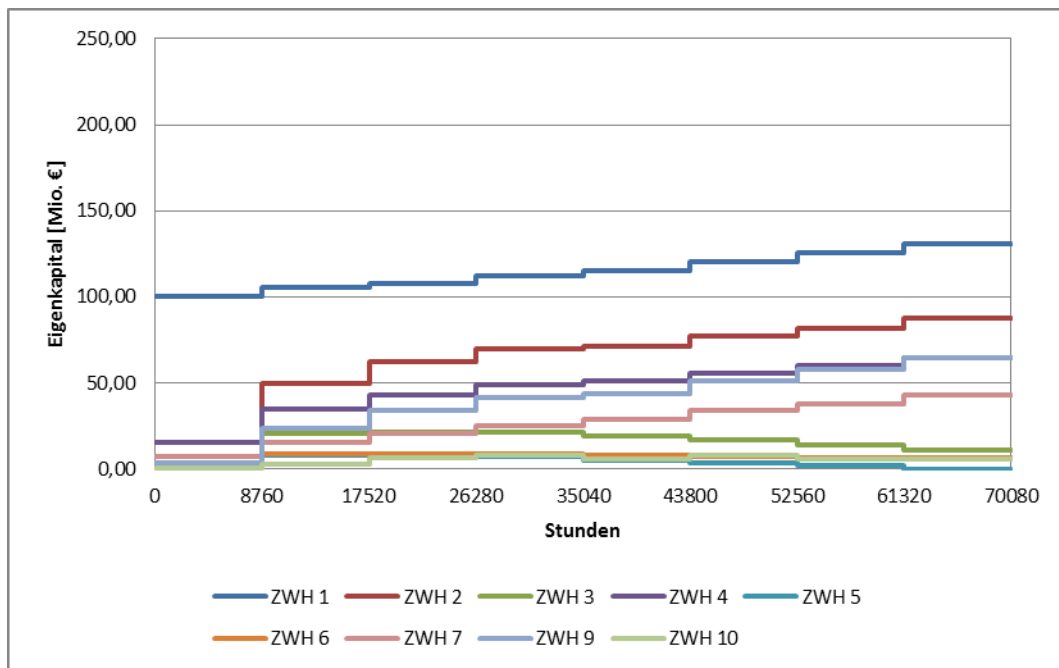


Abbildung 6-3: Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der neun an der DV über die Marktprämie beteiligten ZWH bei Lauf ManP „neu“.

Gesamtergebnis

Ein genaueres Bild über die Entwicklung des wirtschaftlichen Erfolgs der verschiedenen ZWH-Typen gibt ein Blick auf die Gesamtergebnisse der neun ZWH, die ab 2012 die Marktprämie zur DV nutzen. Im Gesamtergebnis sind alle Einnahmen und Ausgaben pro Bilanzperiode kumuliert, die direkt und indirekt mit der Vermarktungsaktivität in Verbindung stehen, d.h.:

- Einnahmen über die Vermarktung an der Börse
- Einnahmen über die Marktprämie (gleitende Prämie + ManP)
- Einnahmen über den Ausgleichsenergiemarkt
- Auszahlungen an die Anlagenbetreiber
- Ausgaben über den Ausgleichsenergiemarkt
- Ausgaben für fixe und variable Geschäftskosten

Der Vergleich der Gesamtergebnisse der Läufe ManP „alt“ und ManP „neu“ sind in Abbildung 6-4 und Abbildung 6-5 zu sehen. Bei der „alten“ ManP machen alle ZWH noch Gewinne über den gesamten Simulationszeitraum. Die größte Gewinnspanne ergibt sich in jedem Jahr zwischen ZWH2 und ZWH5. Sie erreicht ihr Maximum im Jahr 2019, wenn ZWH2 bis zu 41,5 Mio. € und ZWH5 nur 650 T€ Gewinn erzielt. Ganz anders und für viele ZWH-Typen sehr kritisch sieht das Bild jedoch bei der abgesenkten „neuen“ ManP aus. Wie in Abbildung 6-5 zu sehen, machen bereits 2014 die ZWH-Typen 3, 5 und 6 leichte Verluste von bis zu ca. 650 T€. Auch ZWH 10 muss ab 2015 mit deutlichen Verlusten von über 2 Mio. € rechnen. Interessant ist vor allem wieder die Entwicklung von ZWH5. Nachdem dieser Typ Ende 2018 Bank-

rott gegangen ist und seinen Bonus für das Jahr 2019 auf 0,0 €/MWh absenken muss (siehe rechte Grafik in Abbildung 6-6) kann er sich im Laufe des Jahres wieder erholen. Über das Jahr 2019 macht er einen Gewinn i.H.v. 1,7 Mio. € und könnte ab 2020 theoretisch wieder in den Markt einsteigen. Dieses Ergebnis kommt dadurch zustande, dass der ZWH5 - obwohl er bereits Ende 2018 insolvent ist - bei den statischen Simulationen seine Anteile an den DV-Kapazitäten nicht an seine Wettbewerber verlieren kann. Seine Bonuszahlung wird bei einer zwischenzeitlichen Insolvenz im Modell auf 0,0 €/MWh gesetzt. Vom Netzbetreiber erhält er aber weiterhin für seine DV-Mengen die Managementprämie und kann sich somit wieder ein kleines Finanzpolster anlegen, mit dem er ab 2020 theoretisch wieder in den Markt einsteigen könnte. Anders verhält sich dieser Prozess bei den dynamischen Simulationsläufen, wenn die ZWH im direkten Wettbewerb zueinander stehen (vgl. Kapitel 6.2.2). In den statischen Läufen können Aussagen über die Wettbewerbsposition in Markt nur indirekt über die Entwicklung der Bonuszahlungen der ZWH abgeschätzt werden. Abbildung 6-6 gibt hier eine Übersicht über die Entwicklung der Bonuszahlungen der ZWH für Anlagenbetreiber fluktuierender EE-Technologien. Im Vergleich der beiden Läufe mit unterschiedlicher Höhe der ManP kann man deutlich Unterschiede erkennen¹¹². Die Bonuszahlungen sind bei der „neuen“ ManP im Schnitt aller ZWH ungefähr 1,2 €/MWh niedriger als bei der „alten“ ManP.

¹¹² In Anhang in Abbildung 7-1 und Abbildung 7-2 findet sich eine detaillierte Übersicht der Bonushöhen aller ZWH für fluktuierende als auch regelbare EE-Technologien.

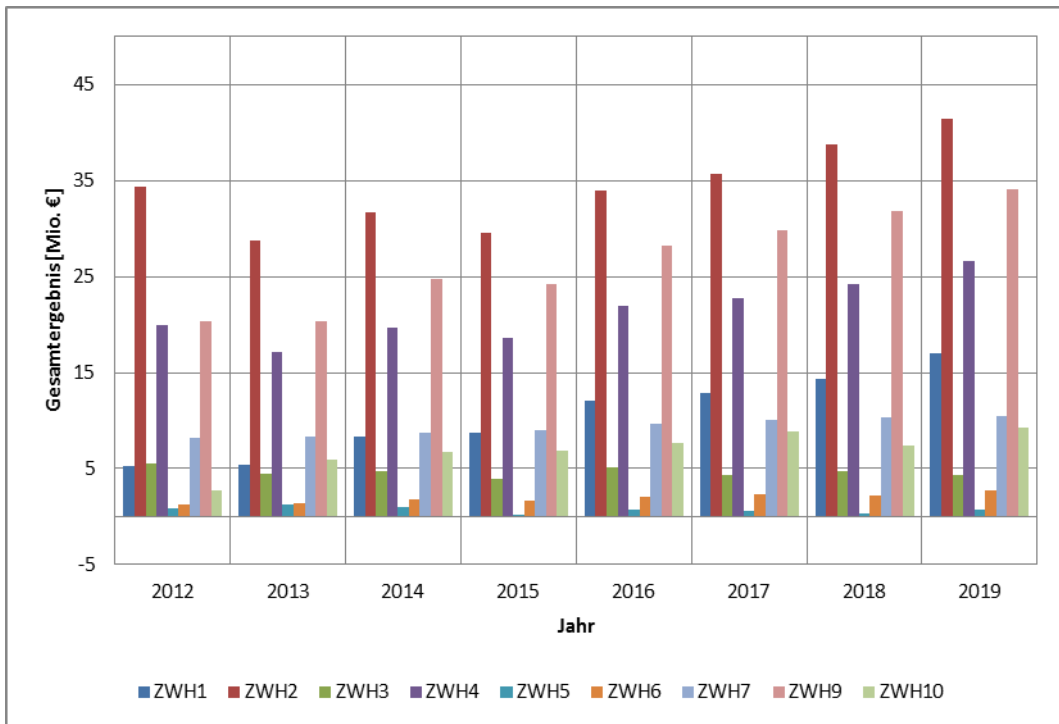


Abbildung 6-4: Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der neuen an der DV über die Marktprämie beteiligten ZWH bei Lauf ManP „alt“.

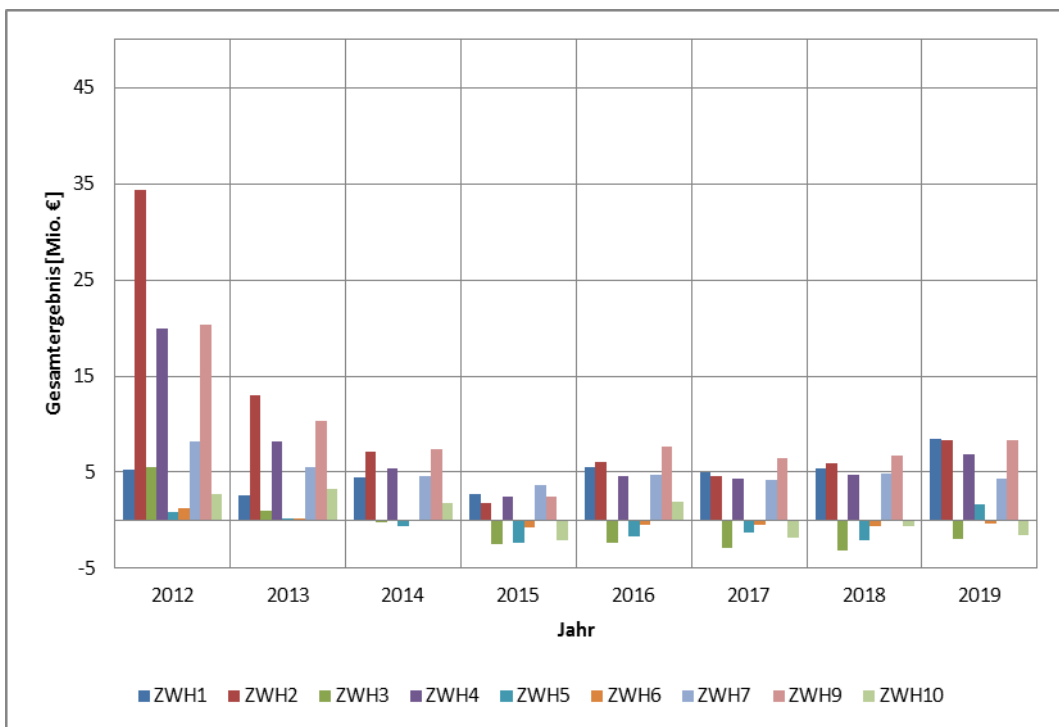


Abbildung 6-5: Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der neuen an der DV über die Marktprämie beteiligten ZWH bei Lauf ManP „neu“.

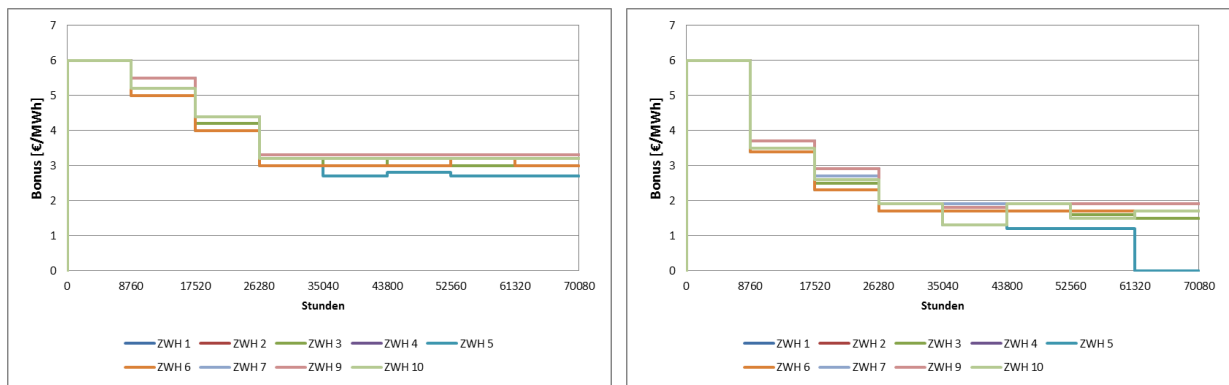


Abbildung 6-6: Entwicklung der Bonushöhe für fluktuierende EE-Technologien von 2012-2019 / links: Lauf ManP "alt", rechts: Lauf ManP "neu".

Über die Entwicklung der Bonushöhen lässt sich bereits bei den statischen Simulationen abschätzen, ob die erfolgreichsten ZWH 2, 4 und 9 ihre hohen Marktanteile auch über die Zeit verteidigen können oder an die Konkurrenz verlieren.

Zunächst lässt sich allgemein feststellen, dass aufgrund der gesetzlich vorgesehen Degression der Managementprämie alle ZWH-Typ ihre Tarife in beiden Läufen bis zum Jahr 2015 kontinuierlich absenken müssen. Bei der „alten“ ManP können die ZWH 1, 2, 4, 7 und 9 anschließend ihren Bonus für fluktuierende EE-Technologien bis zum Jahr 2020 bei 3,3 €/MWh halten. ZWH 3, 6 und 10 müssen in der Periode 2015-2020 bis auf 3,0 €/MWh herunter gehen. ZWH 5 kann mit der Konkurrenz nicht mithalten und muss seine Bonuszahlung zwischenzeitlich sogar auf 2,7 €/MWh absenken. Dieser Sachverhalt lässt darauf hindeuten, dass der ZWH 5 bei direktem Wettbewerb (siehe hierzu Kapitel 6.2.2) seine ursprünglich unter Vertrag stehenden AB an die Konkurrenz verlieren wird.

Ausgleichsenergiekosten

Ein entscheidender Erfolgsfaktor bei der Direktvermarktung von EE-Strom sind die Kosten der Fahrplanerfüllung oder auch des Profilservices'. Hierfür sind vor allem die Möglichkeiten relevant, die dem ZWH zur Verfügung stehen, um die Ist- von der Solleinspeisung der Day Ahead-Prognose auszugleichen. In der Realität wird hier von den Händlern zunehmend auf den Intraday-Handel zurückgegriffen, der im Modell noch nicht abgebildet ist. Alle ZWH sind deshalb für den Ausgleich auf die Ausgleichsenergiepreise (AE-Preise) angewiesen, die sie selber nicht beeinflussen können, sondern von den Übertragungsnetzbetreibern bei einem nicht ausgeglichenen Leistungssaldo in Rechnung gestellt bekommen¹¹³. Die Ausgleichsenergiepreise ergeben sich wiederum aus den Regelenenergiepreisen, deren Entwicklung in der Zukunft nur schwer abschätzbar ist¹¹⁴. Deshalb wurden in AMIRIS drei verschiedene AE-

¹¹³ Hier ist anzumerken, dass die AE-Zahlungen sowohl positiv als auch negativ sein können, je nachdem, ob der ZWH zu einen über- oder unterspeisten Bilanzkreis beigetragen hat. Man kann also selbst bei einer Abweichung von der prognostizierten Einspeisung Gewinn machen.

¹¹⁴ Durch die steigenden fluktuierenden EE-Anteile und den dadurch erwarteten Anstieg der Regelenenergie im System wird ein Anstieg der Preise vorhergesagt. Durch die Öffnung des Regelenenergiemarktes und die sich

Preisszenarien implementiert: a) die Fortschreibung der bisherigen AE-Preise von 2011 auf gleichem Preisniveau, b) eine Halbierung des Abstandes zur Gleichverteilung der Dichtefunktion der AE-Preise sowie c) eine Reduktion des Abstandes zur Gleichverteilung um ein Viertel (vgl. Kapitel 4.4.3). Bei den statischen Läufen wurde das Histogramm der Preis von 2011 als Basis für die Ausgleichsenergiekosten in AMIRIS verwendet. Um die Ergebnisse der beiden Läufe zur Managementprämie („alt“ und „neu“) vergleichbar zu halten, wird bei den Simulationen in beiden Fällen die gleiche Zufallszahlenfolge („Random Seed“) verwendet. Durch dieses Vorgehen können die Ergebnisse zu jeder Zeit reproduziert werden. Eine Sensitivitätsanalyse des Einflusses möglicher Entwicklungen im Vergleich zu AE-Preisszenario a) wird bei den dynamischen Läufen in Kapitel 6.2.3 durchgeführt.

Setzt man die kumulierten Jahresendwerte der ZWH, wie in Abbildung 6-7 zu sehen, ins Verhältnis zum Gesamtergebnis des Jahres, zeigt sich der große Einfluss dieser Größe auf den wirtschaftlichen Erfolg der ZWH (vgl. Abbildung 6-4 und 6-5). Absolut betrachtet zahlt beispielsweise der ZWH-Typ 2 aufgrund seines großen Portfolios und trotz seiner guten Leistungsprognosequalität bis zu 40 Mio. € im Jahr 2019 auf dem Ausgleichsenergiemarkt. Setzt man die absoluten AE-Zahlungen ins Verhältnis zu den gehandelten fluktuierenden Strommengen, erhält man die durchschnittlichen jährlichen spezifischen AE-Kosten in €/MWh. Abbildung 6-8 macht dabei deutlich, wie groß der Einfluss der Leistungsprognosegüte in AMIRIS ist. ZWH mit einer guten Prognosequalität ($mRMSE = 0,15$ und ein Erwartungswert der Leistungsprognose von $0,05$) haben im Durchschnitt über den Simulationszeitraum AE-Kosten i.H.v. $1,75$ €/MWh. Die geringfügigen Unterschieden zwischen den ZWH1, 2, 4, 6, 7 und 9 ergeben sich durch den Portfolioeffekt, der sich aus unterschiedlich großen EE-Leistungen im Portfolio der ZWH und damit angenommener räumlicher Verteilung der EE-Anlagen ergibt. ZWH3 und 10 mit mittlerer Leistungsprognosequalität ($mRMSE = 0,20$ und ein Erwartungswert der Leistungsprognose von $0,10$) zahlen im Schnitt $3,7$ bis $4,1$ €/MWh, ZWH 5 mit der schlechtesten Qualität ($mRMSE$ des Fehler = $0,25$ und ein Erwartungswert der Leistungsprognose von $0,15$) sogar $5,4$ €/MWh und damit nur etwas weniger als der Benchmark-Wert für den Profilservice der ÜNB aus der Kostenprognose für 2011 i.H.v $5,8$ €/MWh, die für die ursprüngliche Parametrisierung der ManP im EEG 2012 herangezogen wurde (vgl. Rostankowski et al. 2012). Für die Absenkung der „neuen“ ManP wurde der Benchmark-Wert jedoch aktualisiert und lag für die Kostenprognose des EEG-Kontos 2012 nur noch bei $2,5$ €/MWh. Somit würden auch die ZWH-Typen in AMIRIS mit mittlerer Prognosequalität bereits über dem Benchmark liegen. Dass die Absenkung der ManP in der MaPrV 2012 auf Basis dieses Wertes schon bis zum Jahr 2015 festgeschrieben wurde, wurde u.a. auch deswegen kritisiert, da die Ausgleichsenergie- bzw. Profilservicekosten von Jahr zu Jahr stark schwanken können. Grund hierfür ist, wie bereits erwähnt, die unvorhersehbare Entwicklung

dadurch ergebende stärker wettbewerbliche Anbieterstruktur werden fallende Preise erwartet. Welcher Effekt überwiegt, kann derzeit noch nicht realistisch abgeschätzt werden.

des NRV-Mengensaldos und der Arbeitspreisgebote für Regelernergie, die die Ausgleichsenergiepreise in den nächsten Jahren bestimmen werden. Die AE-Preise werden vom ÜNB berechnet, so dass die AE-Kosten der ZWH nur über ihre eigene Leistungsprognosegüte und die Teilnahme am Intraday-Markt beeinflusst werden können. Dieser Markt wird in AMIRIS jedoch noch nicht explizit modelliert.

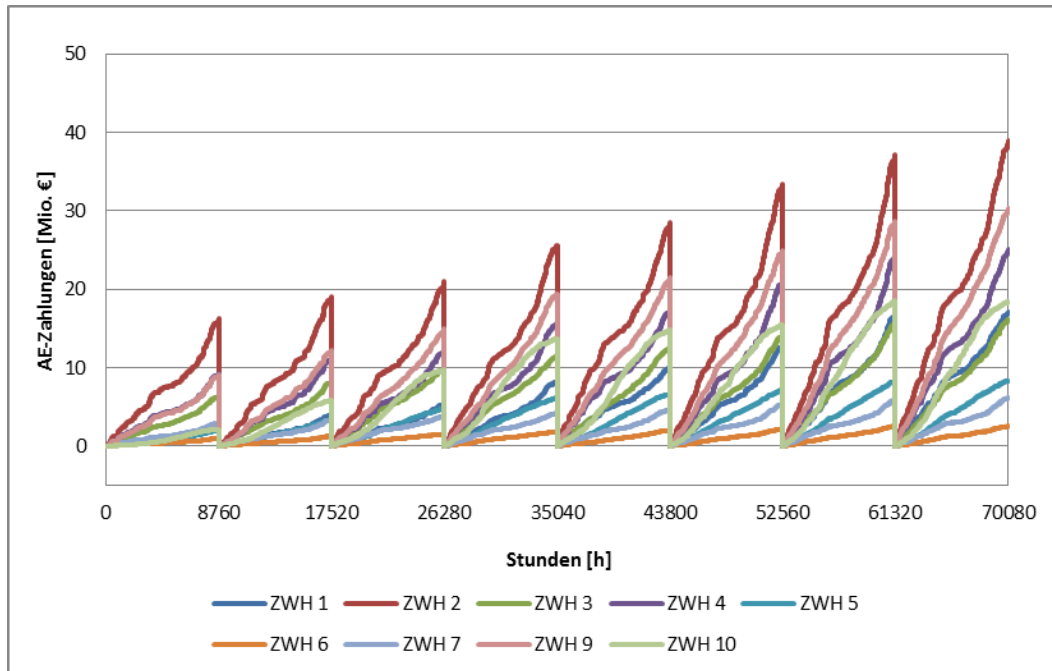


Abbildung 6-7: Ausgleichsenergiezahlungen über die Zeit der Simulation der ZWH.

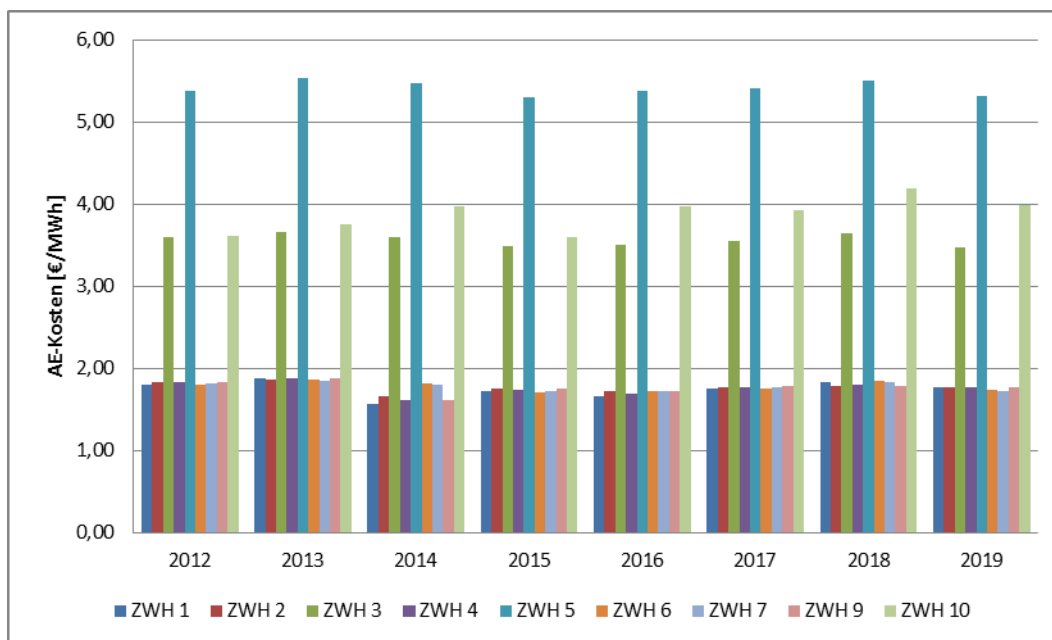


Abbildung 6-8: Spezifische Ausgleichsenergiekosten der ZWH pro Jahr.

Dadurch wird noch einmal deutlich, wie unterschiedlich die AE-Kosten in den Bilanzen der ZWH ins Gewicht fallen können. Die Entwicklung der AE-Kosten ist jedoch stark vom Zufall

geprägt, da in der Realität kaum sicher abgeschätzt werden kann, ob man als Händler zum Ausgleich des Bilanzkreissaldos beiträgt oder nicht, und ob man nun selber eine zu hohe oder zu niedrige Leistungsprognose erstellt hat. In Zukunft müssen deshalb Läufe mit unterschiedlichen „Random Seeds“ der Zufallszahl durchgeführt werden, deren Ergebnisse dann gemittelt werden.

Einnahmenposten

Geht man bei der Analyse der Auswirkungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen bei der Direktvermarktung der ZWH über die Marktprämie weiter ins Detail, lohnt sich ein Blick auf die Einnahmenposten der Händler.

Wie schon bei den AE-Zahlungen können auch bei der Vermarktung über die Strombörse die Zahlungsströme positiv oder negativ sein. Negative Zahlungsströme treten bei der Day-Ahead Vermarktung an der Strombörse auf, wenn die zu vermarktenden Strommengen zu negativen Börsenpreisen verkauft werden müssen. Wie schon in Kapitel 4.4.1.2 beschrieben, gehen wir beim Day-Ahead Spotmarkt in AMIRIS in Zukunft von häufiger auftretenden extrem niedrigen und sogar negativen Börsenpreisen aus. Die grundlegende Annahme hierfür ist, dass - wie derzeit beim Investitionsstau im konventionellen Kraftwerkspark zu beobachten - auch bis 2020 nicht ausreichend flexible Kapazitäten (GuD und GT) zugebaut werden, um die stetig steigenden Anteile der fluktuierenden EE-Stromerzeugung in Deutschland auszugleichen. Beispielhaft für die Folgen dieser angenommenen Entwicklung seien die stündlich aufgelösten Ein- bzw. Auszahlungen des ZWH2 an der Börse über den Simulationszeitraum in Abbildung 6-9 dargestellt.

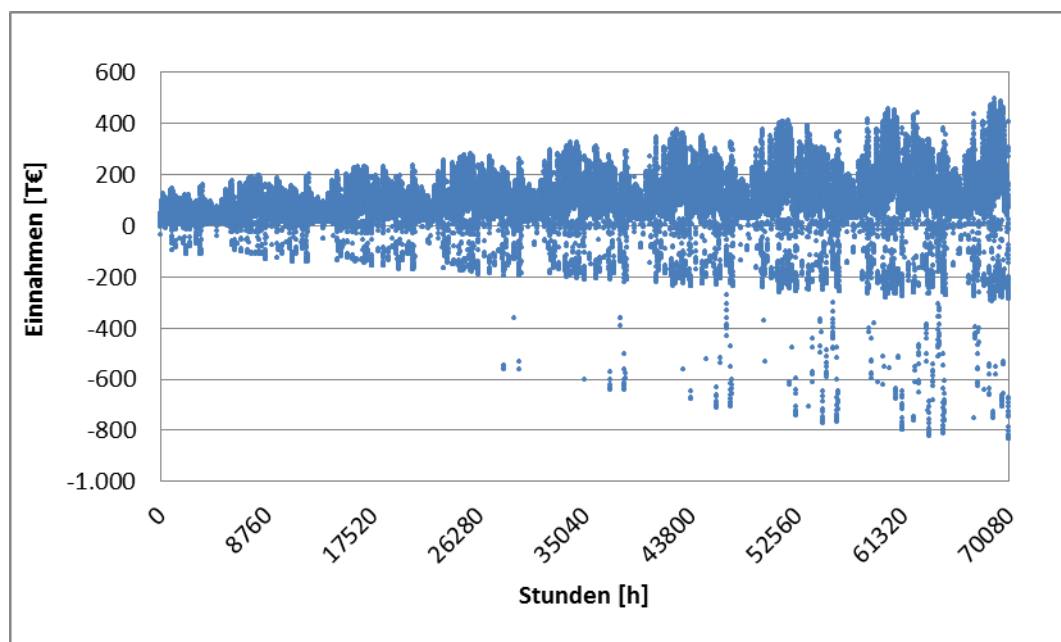
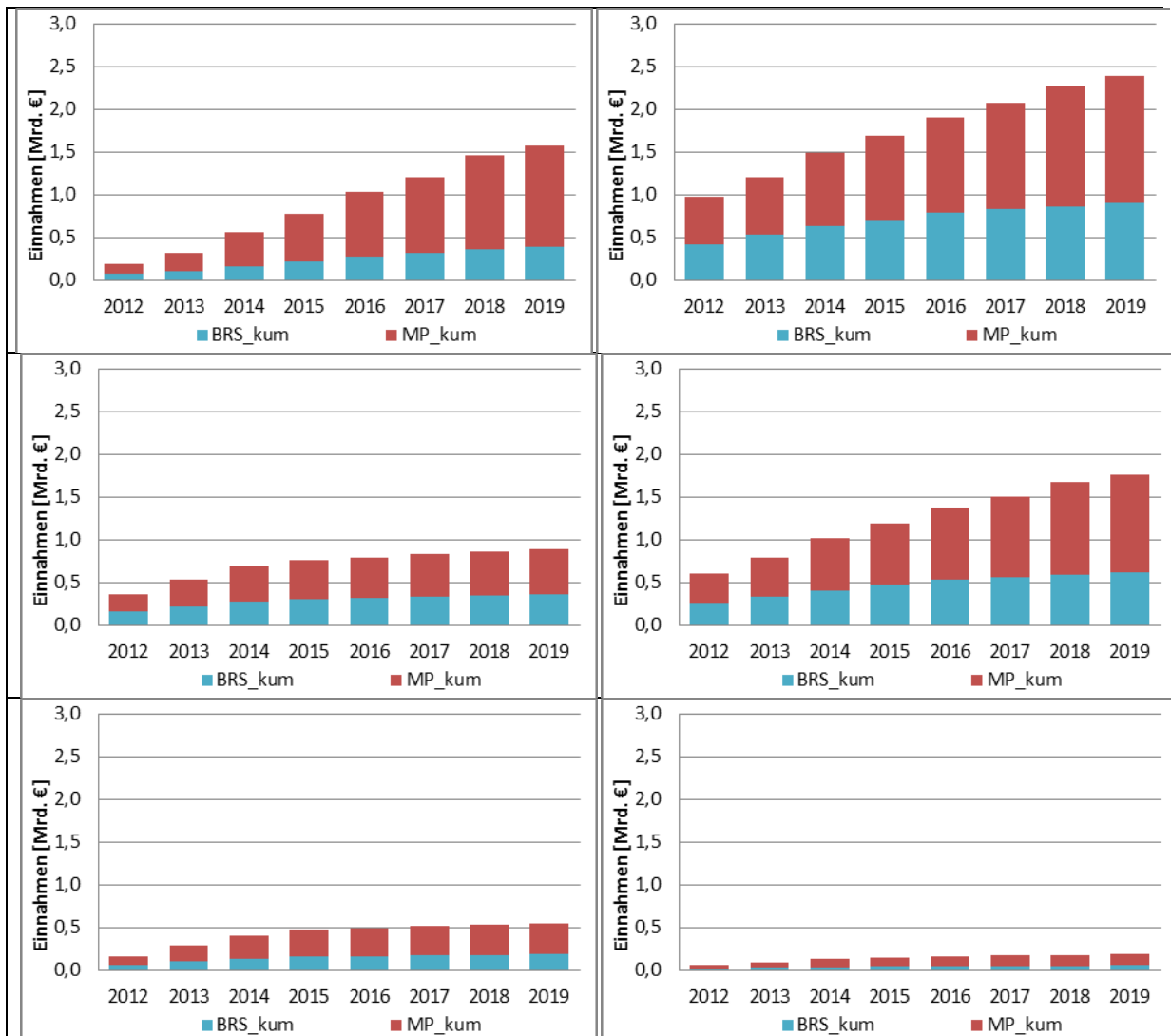


Abbildung 6-9: Stündlich aufgelöste Einnahmen des ZWH2 am Day-Ahead Spotmarkt von 2012-2020.

Im weit überwiegenden Teil der Stunden kann der ZWH2 sein gesamtes Portfolio am Day-Ahead Spotmarkt platzieren und den EE-Strom zu positiven Preisen verkaufen. Ab 2015

treten aber immer häufiger Stunden mit negativen Strompreisen auf. Sollte der ZWH2 zu diesem Zeitpunkt - und wie bei den beiden Vergleichsläufen in diesem Kapitel eingestellt - nicht die Möglichkeit haben, die EE-Anlagen abzuregeln, muss er immer häufiger mit deutlichen Verlusten bei der Day-Ahead-Vermarktung rechnen. Eine Analyse der Situation mit Abregelungsmöglichkeit der Anlagen wird in Kapitel 6.1.4 durchgeführt.

Weiter wird die Aufteilung der Einnahmen aus den Börsenerlösen und der Einnahmen über die Marktprämie verglichen. Abbildung 6-10 gibt hierzu einen Überblick über die jährlich kumulierten Werte beider Einnahmenposten aller ZWH Typen von 2012 bis 2020. Dargestellt sind hier nur die Ergebnisse des Laufs ManP „neu“, da die Ergebnisse sich zwischen den beiden Läufen bei dieser Betrachtung nur minimal unterscheiden. Die Absenkung der Managementprämie von ein paar €/MWh spielt bei der Betrachtung der kumulierten Einnahmenposten so gut wie keine Rolle.



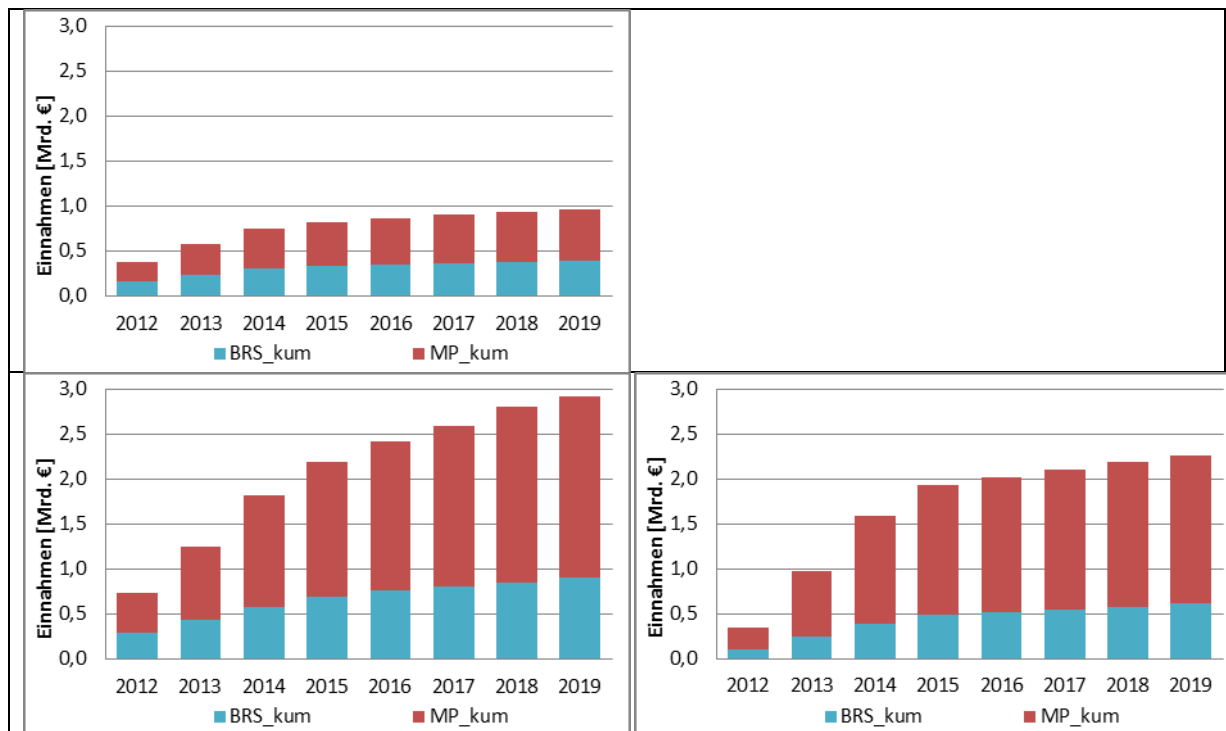
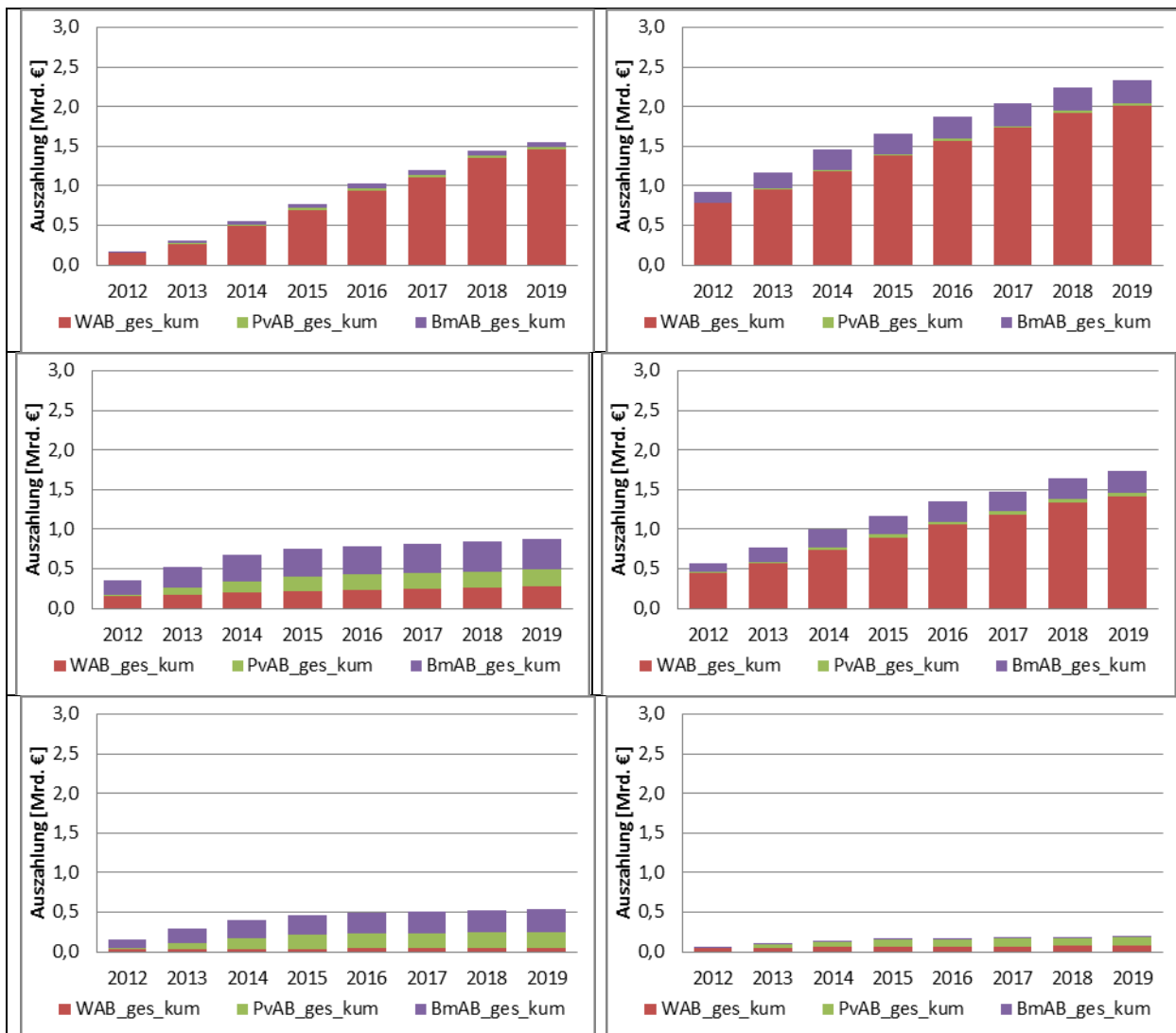


Abbildung 6-10: Jährlich kumulierte Einnahmen aller ZWH über die Börsenerlöse und die Marktprämie beim Lauf ManP „neu“ (ZWH1-10 (ohne 8): gelesen von links nach rechts und oben nach unten).

Über das Verhältnis der Einnahmenposten zueinander kann man auf die Marktnähe des EE-Anlagenportfolios der ZWH-Typen schließen. Beispielsweise liegt das Verhältnis von Börsenerlösen zu Einnahmen über die Marktprämie von ZWH1 bei ca. 1:2; bei ZWH 7 nahezu bei 1:1. Folglich hat der ZWH Typ 1 weit mehr marktferne Technologien in seinem Portfolio als ZWH 7. Dies wird auch durch einen Blick auf die initialen DV-Kapazitätsanteile der ZWH aus Tabelle 6-4 deutlich. ZWH1 konzentriert sich vor allem auf die offshore-Windanlagenbetreiber, während ZWH 7 große Anteile an den festen Biomasseanlagen besitzt, die mit ihren EEG-Einspeisevergütungssätzen teilweise schon unter heutigen Bedingungen wettbewerbsfähig sind. Wichtig in diesem Zusammenhang ist es, außerdem anzumerken, dass sich von der absoluten Höhe der Einnahmenposten der ZWH nicht zwangsläufig auf die Größe des Portfolios der ZWH schließen lässt. Hier spielt wiederum die Marktnähe bzw. -ferne der Technologien des Portfolios eine entscheidende Rolle. Zu sehen ist das am Vergleich der Einnahmen des ZWH2 und des ZWH9. Obwohl der ZWH2 ein leistungs- und mengenmäßig größeres Portfolio vermarktet als ZWH9, sind die Gesamteinnahmen des Letztgenannten deutlich größer und übersteigen ab dem Jahr 2017 die 2,5 Mrd. € Marke und erreichen 2019 sogar knapp 3,0 Mrd. €. Zu erklären ist das mit den hohen Anteilen an PV-Anlagen im Portfolio des ZWH 9, deren Direktvermarktungsmengen erst etwas später - ab 2014 - größere Umfänge annehmen.

Auszahlungsposten

Abschließend zu den Analysen der Auswirkungen auf die ZWH werden die Auszahlungen an die EE-Technologiengruppen betrachtet. Hierdurch lässt sich einsehen, welche Zusammensetzung des Portfolios ausschlaggebend für den Erfolg der ZWH ist. Abbildung 6-11 zeigt die jährlich kumulierten Auszahlungen an die WAB, PvAB und BmAB im Lauf-MP „neu“. Wie schon in den beiden vorherigen Abschnitten spielt bei der Betrachtung der absoluten Auszahlungen der Vergleich über die Höhe der Managementprämie („alt“ und „neu“) nur eine untergeordnete Rolle und wird an dieser Stelle nicht weiter betrachtet. Interessanter ist die Frage, ob sich aus der Zusammensetzung der Auszahlungspositionen Rückschlüsse über vorteilhafte und weniger vorteilhafte Portfoliozusammenstellungen ziehen lassen.



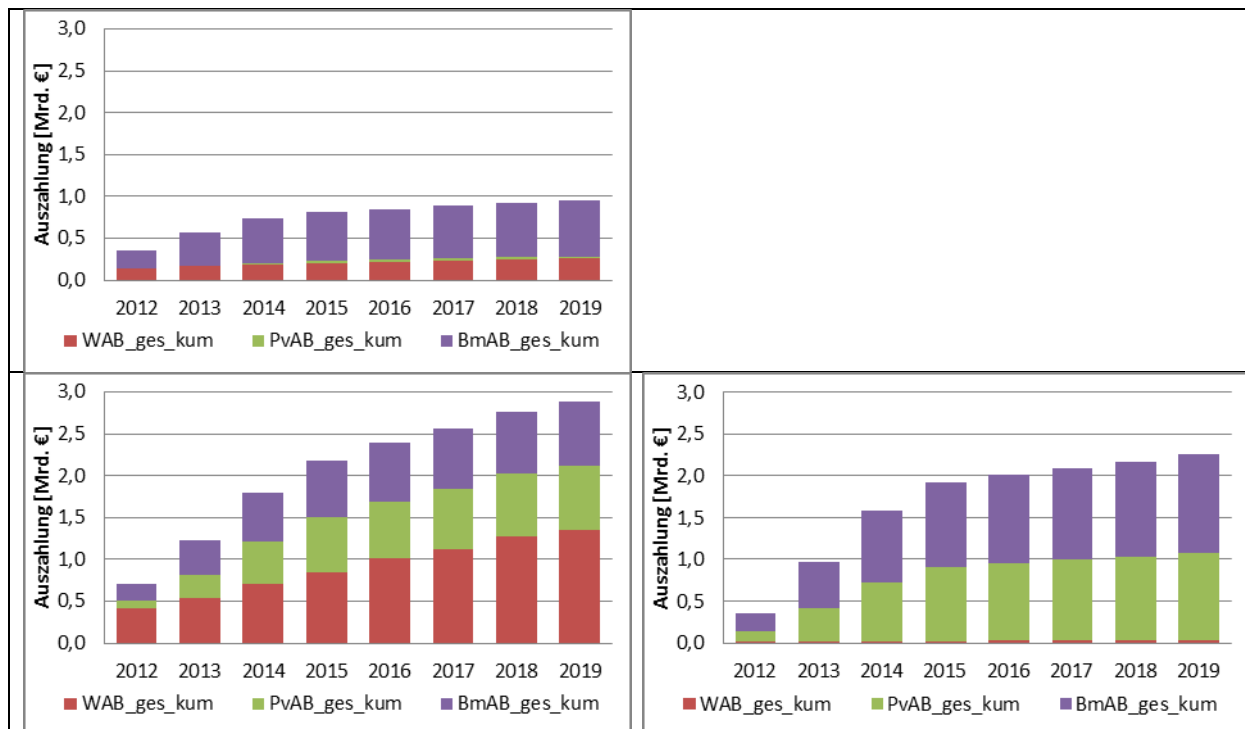


Abbildung 6-11: Jährlich kumulierte Auszahlung der ZWH an die WAB, PvAB und BmAB beim Lauf-ManP „neu“ (ZWH1-10 (ohne 8): gelesen von rechts nach links und von oben nach unten).

Ruft man sich aus den ersten beiden Abschnitten dieses Kapitels ins Gedächtnis, dass die ZWH1, 2, 4 und 9 die erfolgreichsten Ergebnisse bei der Direktvermarktung über die Marktprämie aufzuweisen haben, fällt auch bei der Betrachtung der Grafiken in Abbildung 6-11 auf, dass diese ZWH auffällig große Anteile ihrer Auszahlungen an die WAB leisten. Alle vier ZWH Typen haben sich bei der Einführung der Marktprämie frühzeitig bemüht, Verträge mit WAB zu schließen. Mit Ausnahme von ZWH9 haben sich alle sogar fast ausschließlich auf die WAB konzentriert. Ob dies der entscheidende Wettbewerbsvorteil ist, kann jedoch erst durch weitere Analysen unter Berücksichtigung der Vermarktungsmöglichkeiten über den Regenergiemarkt bestimmt werden (siehe Kapitel 6.1.3).

6.1.2.2 Auswirkungen auf Anlagenbetreiber

Bei den Auswirkungen der Direktvermarktung über die Marktprämie auf die EE-Anlagenbetreiber werden die drei schon zuvor betrachteten Läufe miteinander verglichen, denn im Vergleich zu den ZWH generieren die AB natürlich auch beim fiktiven EEG-Lauf, also der reinen Vermarktung über die Netzbetreiber nach dem Ausgleichsmechanismus des EEG, Einnahmen.

Wie schon bei den Analysen zu den ZWH kommt es bei der Betrachtung absoluter Einnahmengrößen nicht auf einen Vergleich zwischen den Läufen EEG, ManP „alt“ und ManP „neu“ an, da sich die Werte, absolut gesehen, kaum unterscheiden. Dies liegt daran, dass die zusätzlichen Verdienstmöglichkeiten durch die Bonuszahlung bei den AB im Verhältnis zu

den EEG-Einspeisevergütungssätzen relativ niedrig sind¹¹⁵. Spezifische Unterschiede - also z.B. Werte in €/MWh - werden jedoch vergleichend angegeben.

6.1.2.2.1 *Einnahmensituation WAB*

Als erstes werden die Einnahmen der WAB der Läufe EEG und ManP „neu“ miteinander verglichen. Abbildung 6-12 zeigt die jährlich kumulierten Einnahmen der vier verschiedenen WAB-Klassen (VK1: Grundvergütung, VK2: erhöhte Anfangsvergütung - niedriger Durchschnitt, VK3: erhöhte Anfangsvergütung - hoher Durchschnitt, VK4: Offshore) des Laufs ManP „neu“. Vergleicht man die Einnahmen zwischen den onshore und offshore WAB wird deutlich, wie sich das Verhältnis des Einnahmenvolumens dieser beiden Technologien über den Simulationszeitraum verschiebt. Die Gesamteinnahmen der onshore Klassen WAB1, 2 und 3 belaufen sich im Jahr 2012 auf zusammen 4,45 Mrd. €, die der offshore Klasse WAB4 auf 700 Mio. €. Im Jahr 2020 beanspruchen die drei onshore Klassen zusammen 6,15 Mrd. €. Das ist sogar ein bisschen weniger, als 2020 die WAB4 Klasse mit 6,2 Mrd. € erhält. Die installierten Leistungen der EEG geförderten onshore WKA belaufen sich Anfang des Jahres 2020 auf 34,7 GW, während die offshore WKA 10 GW erreichen. Für die installierten Leistungen der vier Klassen und die spezifischen Einnahmen - sprich die EEG-Einspeisevergütungssätze - wird auf Tabelle 4-21 in Kapitel 4.5.2.2.1 verwiesen.

Sowohl die Einnahmen der WAB1 und 4 steigen über die Jahre kontinuierlich an; von 250 Mio. € auf 1,9 Mrd. € bei den WAB der VK1 und, wie bereits erwähnt, von 700 Mio. € auf 6,2 Mrd. € bei den WAB der VK4. Bei den WAB2 und 3 sinken die gesamten Einnahmen bis 2020. Außerdem vollzieht sich ein Wechsel in der Reihenfolge der Höhe der gesamten Einnahmen der Klassen: Haben zum Start der Simulation die WAB3 noch Einnahmen i.H.v. von 2,4 Mrd. € und die WAB2 „nur“ 1,8 Mrd. € übersteigen zu Beginn des Jahres 2016 die Einnahmen der VK2 die der VK3 und erreichen Ende 2019 knapp 2,3 Mrd. € bei den WAB2 und knapp 2,0 Mrd. € bei den WAB3. Zu erklären ist dieser Verlauf durch den Wechsel verschiedener WKA in andere Vergütungsklassen über den Simulationszeitraum. Die Änderungen der installierten Leistung der VK können in Tabelle 4-21 in Kapitel 4.5.2.2.1 eingesehen werden. Grund der unterschiedlichen Entwicklung ist das „Zurückfallen“ immer mehr WKA von der erhöhten Anfangsvergütung in die niedrigere Grundvergütung über den Zeitverlauf.

¹¹⁵ Bei den WAB und den BmAB der VK1 ist im Vergleich zu den PvAB und den BGA der BmAB dieses Verhältnis noch am größten und kann, wie man später sieht, bis zu 5 % betragen.

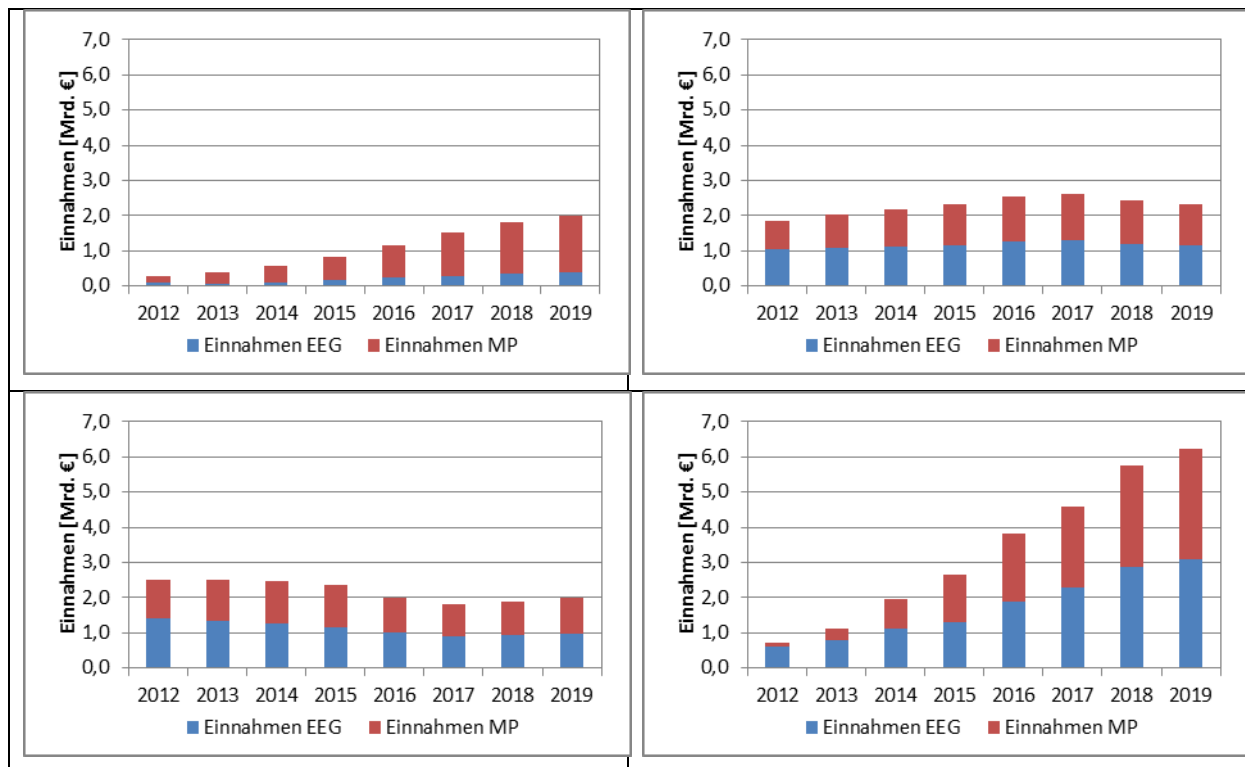


Abbildung 6-12: Jährlich kumulierte Einnahmen der WAB-Klassen im Lauf ManP „neu“ (WAB1-4: gelesen von rechts nach links und von oben nach unten).

Interessant wird nun der Vergleich der Mehreinnahmen durch die Einführung des Marktprämienmodells im Jahr 2012. Schaut man sich als Erstes die Mehreinnahmen durch die „alte“ ManP im Vergleich zum fiktiven System einer reinen EEG-Einspeisevergütung an, sieht man in Abbildung 6-13, welche WAB Klassen am meisten von der Einführung der Direktvermarktung profitieren. Analog zur Entwicklung in vorheriger Abbildung steigen die Mehreinnahmen in der ursprünglichen Konfiguration der Marktprämie aus dem EEG 2012 der WAB1 von 15 Mio. € auf 84 Mio. € und die der WAB4 von 3,3 Mio. € auf 56 Mio. €. Die Mehreinnahmen der WAB3-Klasse nehmen kontinuierlich von 2012 bis Ende 2019 ab: von 67 Mio. € auf 35 Mio. €. Nach einem kleinen Anstieg im Jahr 2013 fallen die Mehreinnahmen der VK2 - von einem kleinen Plateau i.H.v. knapp 50 Mio. € zur Mitte der Simulation abgesehen - bis zum Ende des Jahres 2019 auf 44 Mio. €. Zu beachten ist hierbei, dass sich die Mehreinnahmen natürlich nur unter denjenigen WAB aufteilen, die in die Direktvermarktung gewechselt sind.

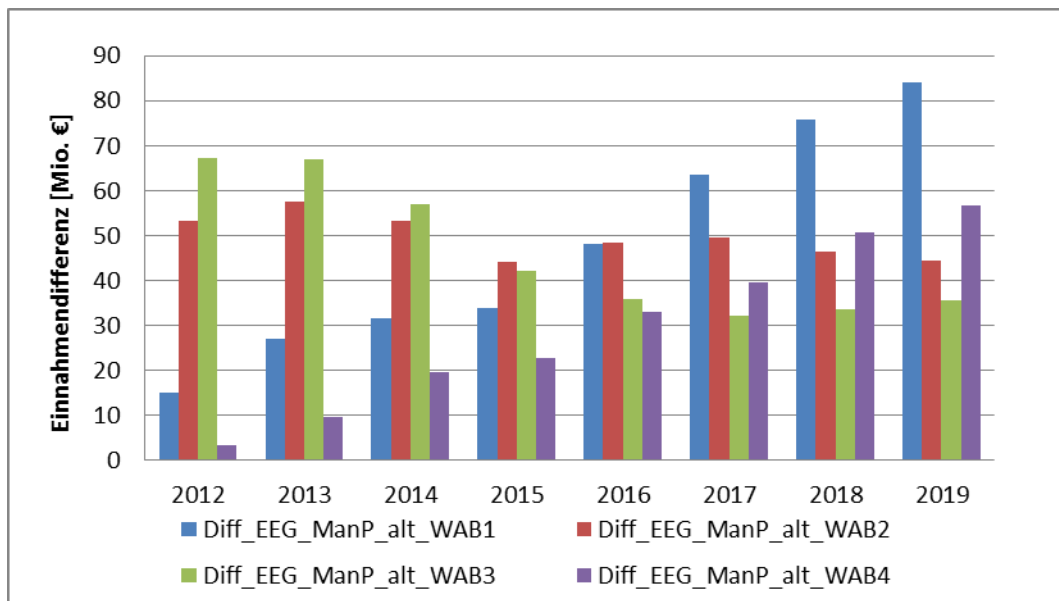


Abbildung 6-13: Jährlich kumulierte Mehreinnahmen der WAB im Vergleich EEG versus ManP "alt".

Diese absoluten Einnahmenposten sind aber ohne die dahinter liegenden Strommengen nicht besonders aussagekräftig. Deshalb werfen wir als Nächstes einen Blick auf die relativen Mehreinnahmen der WAB. Hierbei zeigt Abbildung 6-14 die Mehreinnahmen der einzelnen VK pro erzeugter MWh als Durchschnitt über den Simulationszeitraum derjenigen WAB, die in die Direktvermarktung über die Marktprämie gewechselt sind.

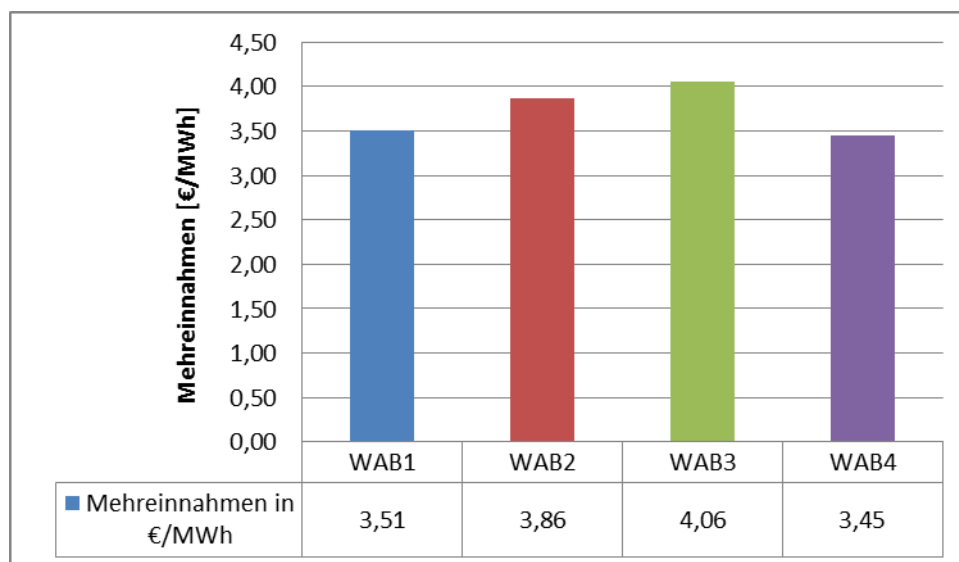


Abbildung 6-14: Spezifische Mehreinnahmen der WAB über den Simulationszeitraum durch Teilnahme an der Marktprämie - Lauf ManP "alt".

Die leichten Unterschiede kommen dadurch zustande, dass die ZWH-Typen sich bei ihrer initialen Akquise auf unterschiedliche Anlagenklassen konzentriert haben. Da die WAB in den statischen Läufen nicht ihren Vertragspartner wechseln können, sind sie von der Bonuszah-

lung des jeweiligen ZWH abhängig, der sie zu Beginn der Simulation unter Vertrag genommen hat.

Setzt man nun diese Zahlen ins Verhältnis zu den durchschnittlichen EEG-Einspeisevergütungssätzen der verschiedenen VK der gesamten Simulationszeit, kann man erkennen, welche WAB-Klasse prozentual am stärksten von der Einführung der Marktprämie profitiert. Abbildung 6-15 gibt hierzu eine Übersicht. Die WAB der VK 1, die sich für die Direktvermarktung über die Marktprämie entscheiden, können im Durchschnitt ihre Einkünfte um 5,72 % bis zum Jahr 2020 steigern, die der VK 2 um 4,56 %, die der VK3 um 4,46 % und die offshore Betreiber um 1,84 %. Die onshore AB profitieren also wesentlich stärker durch die Marktprämie als die offshore AB.

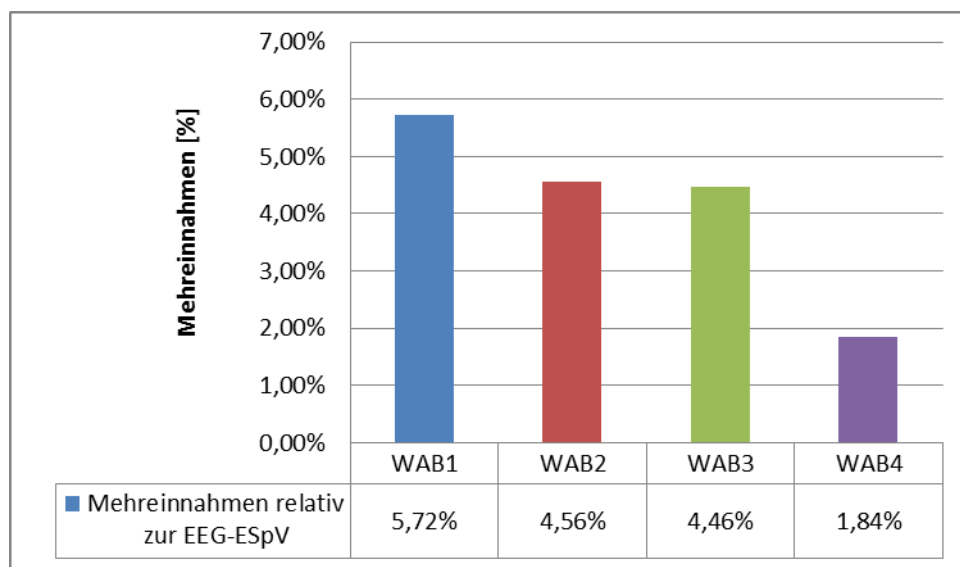


Abbildung 6-15: Mehreinnahmen der WAB durch Teilnahme an der Marktprämie im Verhältnis zur EEG Einspeisevergütung - Lauf ManP "alt".

In Anbetracht dieser zusätzlichen Erlöspotentiale lässt sich gut verstehen, warum ein Jahr nach Einführung der Marktprämie bereits ca. 80 % der in Deutschland installierten onshore WKA in die Direktvermarktung gewechselt sind (vgl. ÜNB 2012). Bedenkt man zusätzlich die zu erwartende Erlössituation bei den ZWH durch die „alte“ ManP, lässt sich gut nachvollziehen, warum sich die Politik von der Absenkung der Managementprämie ein großes Einsparpotential versprochen hat.

Auch bei den WAB entstehen durch die notwendige Absenkung der Bonuszahlungen durch die ZWH Rückgänge in den Einnahmen. Die Differenz zwischen den Einnahmen bei „alter“ und „neuer“ ManP zeigt Abbildung 6-16:

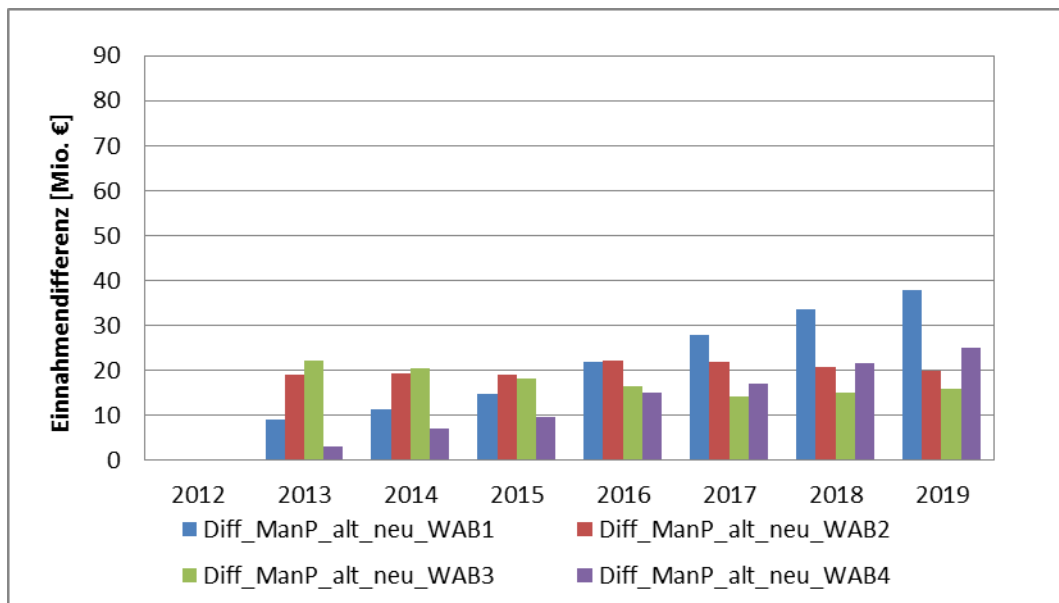


Abbildung 6-16: Differenz der jährlich kumulierten Mehreinnahmen der WAB im Vergleich ManP „alt“ versus ManP "neu".

Von der Absenkung der Managementprämie sind nicht alle WAB-Klassen gleichermaßen betroffen. Im Vergleich mit den Einnahmen im Falle der „alten“ ManP (vgl. Abbildung 6-13) müssen die WAB der VK1 und VK4 knapp 42 % Verluste hinnehmen, während sich die Mindereinnahmen bei den WAB2 auf 35 % und den WAB3 auf nur 33 % belaufen. Der Unterschied ist folgendermaßen zu erklären:

Die ZWH in AMIRIS unterscheiden - wie auch der Gesetzgeber durch die gleiche Höhe der Managementprämie - noch nicht zwischen einem on- und offshore Bonus, sondern nur zwischen einem Bonus für fluktuierende und regelbare EE. Wie bereits im vorherigen Kapitel 6.1.2.1 zur Einnahmesituation der ZWH infolge der Absenkung der ManP beschrieben, wirkt sich die MaPrV von 2012 jedoch durchaus unterschiedlich auf das Ergebnis der Bilanzperioden der ZWH aus. Das hat mit den Annahmen über die Fernsteuerbarkeit der WKA und den unterschiedlichen Portfolios der ZWH zu tun. Die ZWH, die größere Anteile an offshore Anlagen unter Vertrag haben, sind im Vergleich zu den restlichen ZWH von der Reduktion der Prämie nicht so stark betroffen, da bei den offshore WKA von einem sehr hohen Anteil (fast 100%) an fernsteuerbaren Anlagen ausgegangen werden kann, und diese ZWH somit auch höhere Erträge durch die höhere Managementprämie für fernsteuerbare Anlagen erhalten.

Die spezifischen Mehreinnahmen zwischen dem Lauf EEG und Lauf ManP „neu“ reduzieren sich, wie in Abbildung 6-17 zu erkennen, deshalb auch im gleichen Maße wie die absoluten Einnahmen im Vergleich zum Lauf ManP „alt“ (WAB1: 42 %, WAB2: 35 %, WAB3: 33 % und WAB4: 42 %).

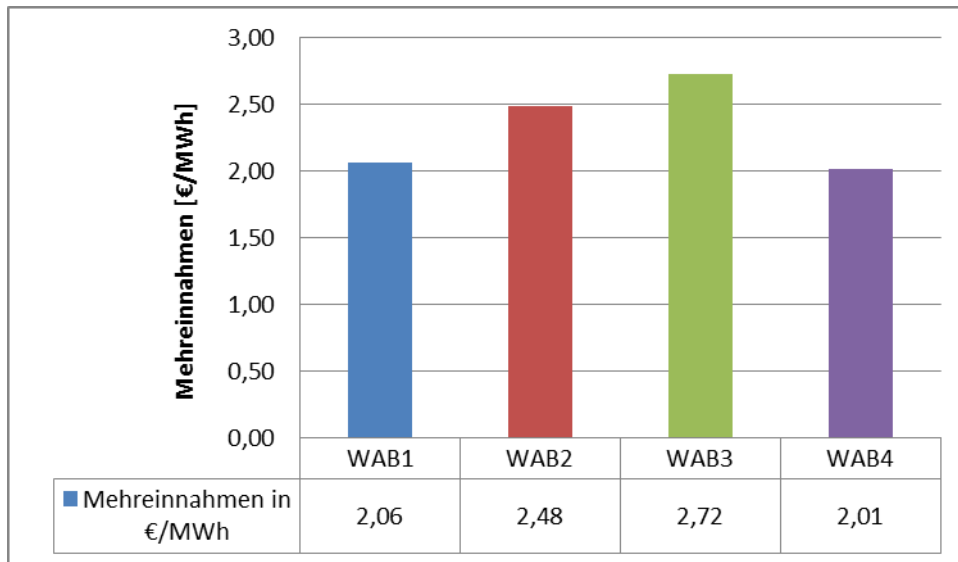


Abbildung 6-17: Spezifische Mehreinnahmen der WAB über den Simulationszeitraum durch Teilnahme an der Marktprämie - Lauf ManP "neu".

Bezogen auf die durchschnittliche EEG-Einspeisevergütungshöhe reduzieren sich die potenziellen Mehrverdienstmöglichkeiten durch die Direktvermarktung auf 3,35 % bei der WAB Klasse 1, auf 2,93 % beim WAB2, 2,99 % beim WAB2 und nur noch 1,1 % bei den offshore WAB (VK4). Selbst mit abgesenkter Managementprämie profitieren, wie schon zuvor, die WAB aus der Grundvergütungskategorie am stärksten von der Einführung der Direktvermarktung über die Marktprämie (siehe Abbildung 6-18).

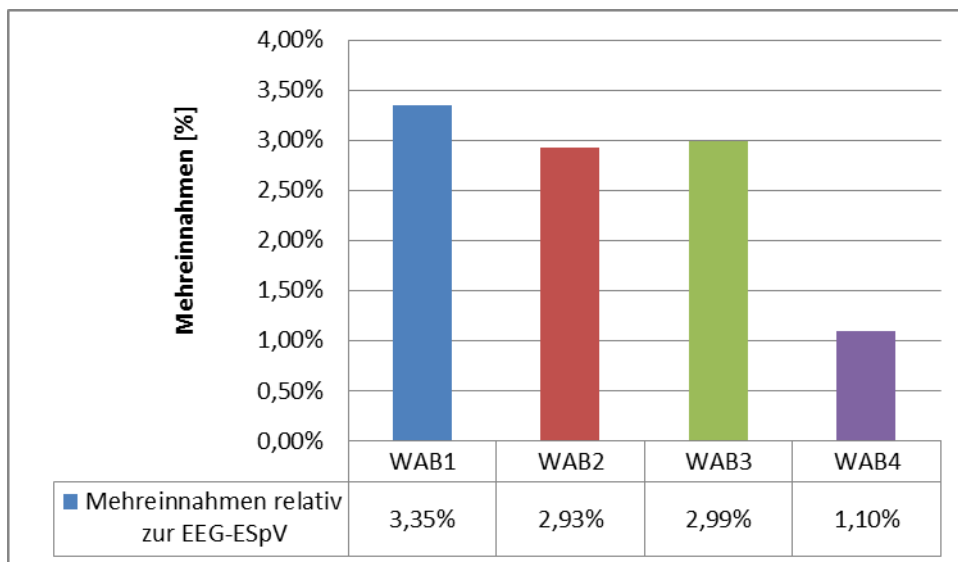


Abbildung 6-18: Mehreinnahmen der WAB durch Teilnahme an der Marktprämie im Verhältnis zur EEG-Einspeisevergütung - Lauf ManP "neu".

Da die Parametrisierung „alte“ ManP in der Realität nur eine Gültigkeit von einem Jahr (2012) hatte, konzentrieren wir uns im weiteren Verlauf der vorliegenden Untersuchung bei den Analysen der Anlagenbetreiber deshalb nur noch auf einen Vergleich der Situationen bei „neuer“ ManP und einem fiktiven reinen EEG-Einspeisevergütungssystem.

6.1.2.2.2 Einnahmensituation PvAB

Analog zu den Analysen der WAB lassen sich die Untersuchungen für die Vergütungsklassen der PvAB durchführen.

Schaut man sich auch hier als erstes die Einnahmen der PvAB in den Läufen EEG und ManP „neu“ an, sieht man in Abbildung 6-19 die jährlich kumulierten Einnahmen der vier verschiedenen PvAB-Klassen (VK1: Dachanlagen < 30 kW, ab 2012 < 10kW, VK2: Dachanlagen: 30-1000kW, ab 2012 10-1000 kW, VK3: > 1000 kW, VK4: Konversions- und Freiflächenanlagen). Bei den PvAB der VK1 ist klar zu erkennen, dass sämtliche Einnahmen über die EEG-Einspeisevergütung erfolgen, da hier keine Anlagen in die DV wechseln. An der Entwicklung des Verhältnisses der Einnahmen EEG zu Einnahmen MP lässt sich auch die Wechselbereitschaft der jeweiligen PV-Klassen in die DV erkennen - so wie sie in dieser Untersuchung bei AMIRIS eingestellt wurden. So wechseln, wie im Kapitel zur Parametrisierung dieser Läufe beschrieben, nur 40% der Anlagen von der VK2 bis 2015 in die DV, bei den PvAB der VK4 sind 2015 jedoch bereits 100 % in der Vermarktung über die Marktprämie. Die im Verhältnis zu den anderen Klassen sehr geringen Einnahmen der VK3 lassen sich mit der niedrigen installierten Leistung bis 2020 erklären. Für die installierten Leistungen der vier Klassen und die spezifischen Einnahmen - sprich die EEG-Einspeisevergütungssätze - wird an dieser Stelle auf Tabelle 4-22 in Kapitel 4.5.2.2.2 verwiesen.

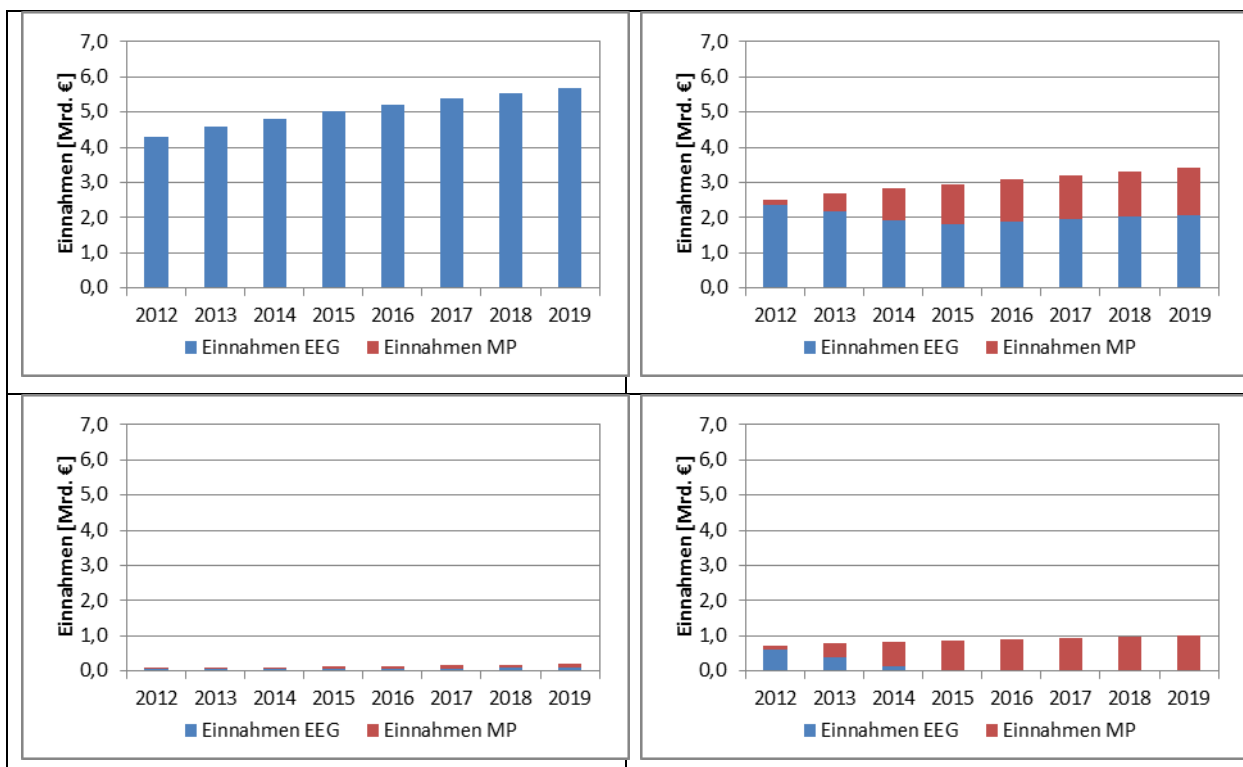


Abbildung 6-19: Jährlich kumulierte Einnahmen der PvAB Klassen im Lauf ManP „neu“ (PvAB1-4: gelesen von rechts nach links und von oben nach unten).

Interessant an dieser Stelle ist die Betrachtung des gesamten Einnahmenvolumens aller PvAB über den Simulationszeitraum. Einerseits steigen bei den PV-Anlagen der VK1-4 von 2012 bis

2020 die jährlichen Einnahmen von 7,51Mrd. € auf 10,3 Mrd. €, was immerhin einer Steigerung von 27% entspricht. Betrachtet man aber gleichzeitig den Anstieg der installierten Leistung im gleichen Zeitraum von 27 auf 53 GW - eine Steigerung von ca. 50 % - erkennt man den starken Einfluss der im EEG vorgesehenen Degression der Vergütungssätze. Ein Anstieg der Leistung um 50 % hat nur Kostensteigerungen von 27 % zur Folge.

Als nächsten Schritt wollen wir uns nun die Potenziale der PV zu Mehreinnahmen infolge der Einführung der Marktprämie genauer anschauen. Abbildung 6-20 zeigt die im Vergleich zur Windkraft doch eher bescheidenen zusätzlichen Verdienstmöglichkeiten bei den PvAB. Da keine Anlage der VK1 in die DV über die Marktprämie wechselt, ergeben sich entsprechend auch keine Mehreinnahmen. Auch die Entwicklung der Einnahmendifferenz bei den PvAB der VK 3 zeigt sich nur moderat von 235 T€ in Jahr 2012 auf 1,37 Mio. € am Ende der Simulation. Die AB der VK2 und 4 können zumindest eine durchschnittliche Steigerung ihrer Gesamteinnahmen von knapp unter 3 Mio. € im Jahr 2012 auf gut 9 Mio. € am Ende des Jahres 2019 verbuchen.

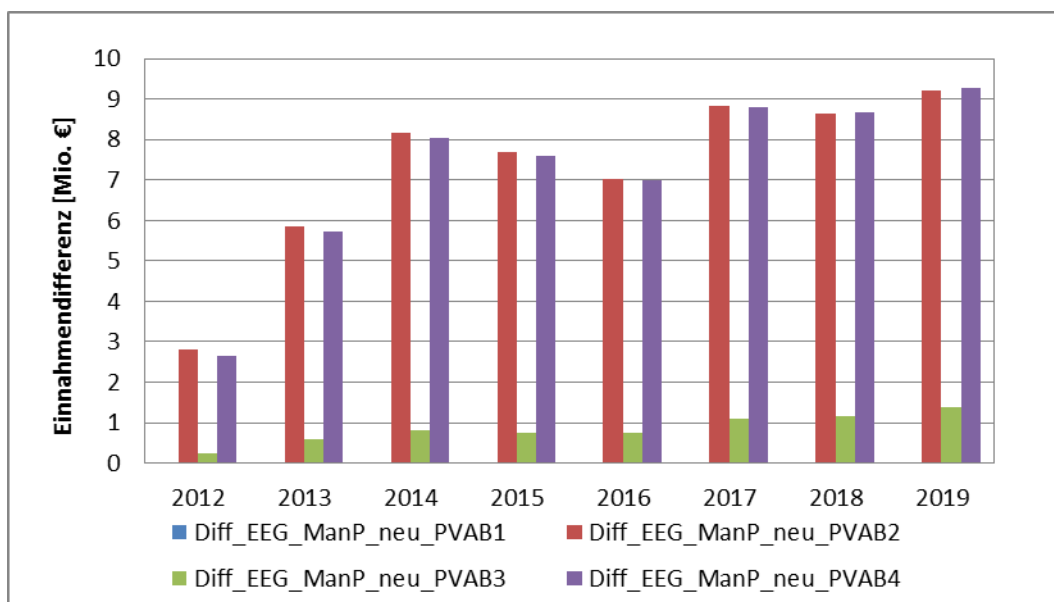


Abbildung 6-20: Jährlich kumulierte Mehreinnahmen der PvAB im Vergleich EEG versus ManP "neu".

Aussagekräftiger bleibt jedoch der Blick auf die spezifischen Mehrverdienstmöglichkeiten. Wie in Abbildung 6-21 zu sehen ist, sind die Mehreinnahmen in €/MWh als Schnitt über die acht Jahre bei allen drei an der DV teilnehmenden PV-Klassen annähernd gleich und liegen bei knapp unter bzw. knapp über der Marke von 2 €/MWh. Das liegt auf dem Niveau der WAB Klassen 1 und 4; nur die WAB der VK2 und 3 verdienen mit 2,48 bzw. 2,72 €/MWh deutlich besser.

Wesentlich schlechter als bei den WAB zeigen sich die Werte der spezifischen Mehreinnahmen bezogen auf die EEG-Einspeisevergütungssätze. Den höchsten Satz erreichen noch die

PvAB3 mit 1,16 % an potentiellen Mehreinnahmen pro Jahr bis 2020. Die PvAB der VK2 und 4 erreichen nur 0,72 % bzw. 0,95 %. Diese niedrigen Werte sind u.a. auch ein Grund

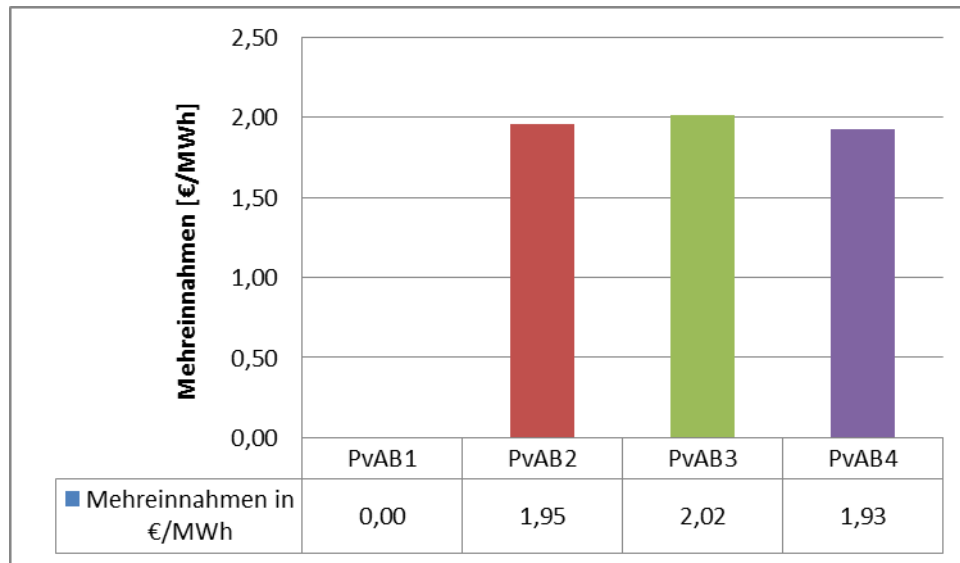


Abbildung 6-21: Spezifische Mehreinnahmen der PvAB über den Simulationszeitraum durch Teilnahme an der Marktprämie - Lauf ManP "neu".

dafür, dass die Wechselbereitschaft von der EEG-Einspeisevergütung in die Direktvermarktung bei den PV Anlagen im Vergleich zur Windkraft so niedrig ist. Die Anreizwirkung durch Mehrverdienstmöglichkeiten ist relativ gering.

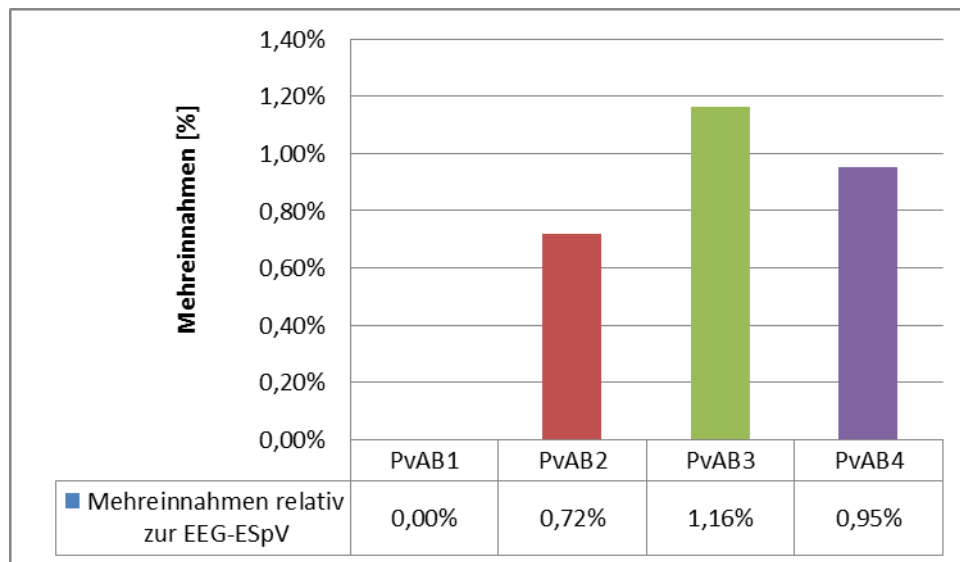


Abbildung 6-22: Mehreinnahmen der PvAB durch Teilnahme an der Marktprämie im Verhältnis zur EEG-Einspeisevergütung - Lauf ManP "neu".

6.1.2.2.3 Einnahmensituation BmAB

Als letzte Technologiegruppe wenden wir uns in diesem Kapitel den BmAB zu. In Abbildung 6-23 ist die Entwicklung der Gesamteinnahmen aus EEG-Einspeisevergütung und Vermark-

tung über die Marktprämie dargestellt. Bei allen Klassen ist bis 2020 ein moderater Anstieg zu beobachten. Durch den nur leichten Anstieg der installierten Leistung bei den BmAB der VK1 (1-20 MW Heizkraft mit FBS) steigt das Einnahmenvolumen lediglich von knapp 1,7 Mrd. € zu Beginn der Simulation auf ca. 2,1 Mrd. € im Jahr 2019. Die Anlagen der VK2 (innovative Technologien, z.B. Holzvergasung) bleiben alle bei der EEG-Einspeisevergütung und erzielen lediglich Gesamteinnahmen im Jahr 2019 i.H.v. 580 Mio. €. Die größten Einnahmeanteile halten die Biogasanlagen bis 350 kW (VK3) mit steigenden Gesamteinnahmen pro Jahr von 3,2 Mrd. € zu Beginn bis auf 3,8 Mrd. € am Ende des Untersuchungszeitraums. Ähnlich hohe Direktvermarktungsanteile wie die BmAB der VK1 haben die Anlagenbetreiber der VK4 (Biogasanlagen > 350 kW). Ihre Einnahmen befinden sich über den gesamten Zeitraum jedoch auf wesentlich niedrigerem Niveau und steigen von anfänglich 300 Mio. €/a auf gut 670 Mio. € im Jahr 2019. Zusammengefasst ergibt sich ein Einnahmenvolumen in der Größenordnung von 5,2 Mrd. € im Jahr 2012 und 7,2 Mrd. € am Ende des Simulationshorizonts.

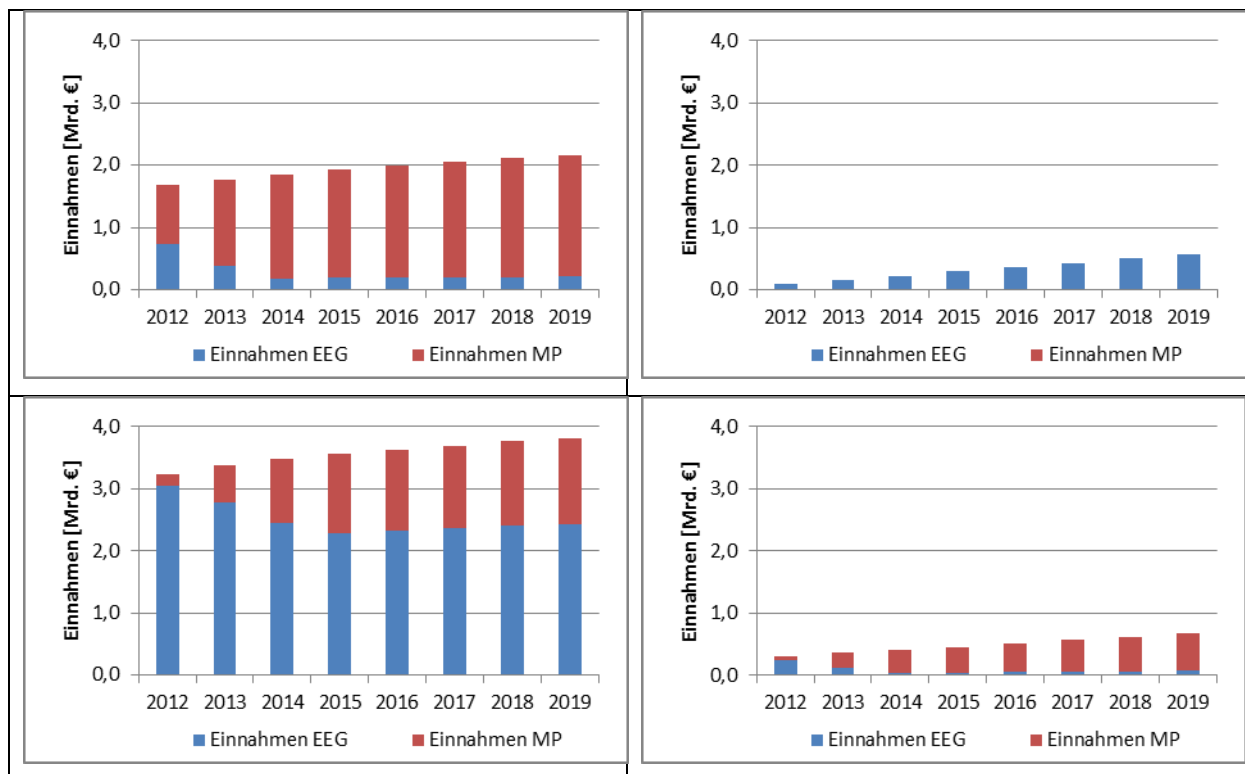


Abbildung 6-23: Jährlich kumulierte Einnahmen der BmAB-Klassen im Lauf ManP „neu“ (BmAB1-4: gelesen von rechts nach links und von oben nach unten).

Durch die schon sehr hohen Anteile der Anlagen der VK1 in der Direktvermarktung bei der Einführung der Marktprämie im Januar 2012 erhalten diese AB auch die größten Zusatzeinnahmen durch die Direktvermarktung. Im Vergleich zu den Biogasanlagenbetreibern (VK3 und VK4), deren Einnahmendifferenz zur reinen EEG-Einspeisevergütung sich über die nächsten acht Jahre im Bereich von ca. 6,5 Mio. € bei der VK3 bzw. 2,5 Mio. € bei der VK4

bewegt, fließen deutlich größere Geldmengen von den ZWH zu den AB der VK1. Sie steigen von knapp 15 Mio. € im Jahr 2012 auf über 22 Mio. € im Jahr 2014 und landen schließlich auf einem Plateau von ca. 17 Mio. €/a über den Rest der Simulationszeit (siehe Abbildung 6-24).

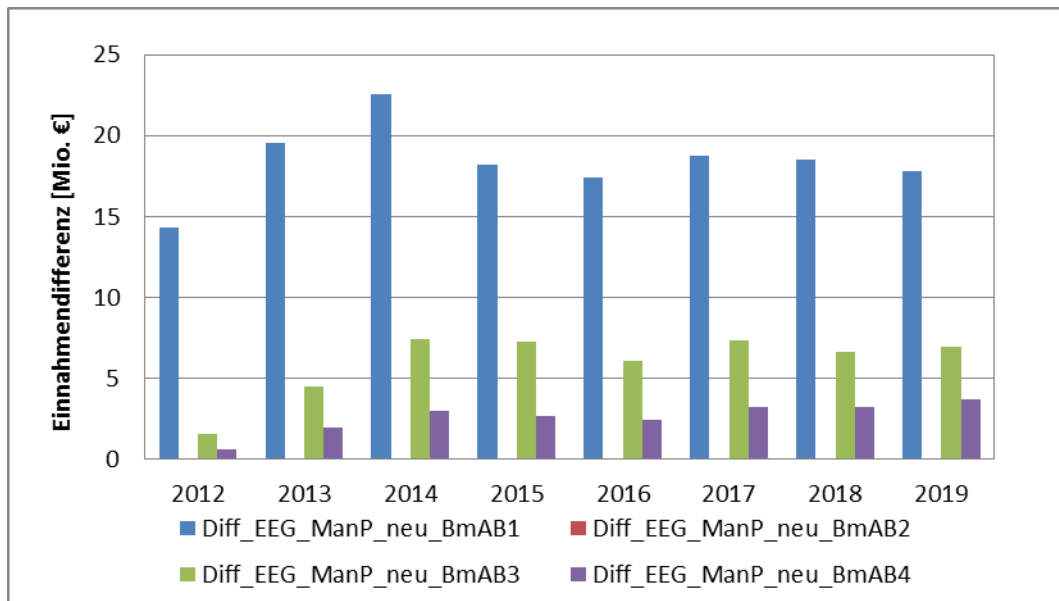


Abbildung 6-24: Jährlich kumulierte Mehreinnahmen der BmAB im Vergleich EEG versus ManP "neu".

Auch bei den spezifischen Mehreinnahmen zeigt sich, wie in Abbildung 6-25 zu sehen ist, dass diese BmAB mit 1,1 €/MWh die höchsten Werte erreichen. Aber auch die Biogasanlagen stehen mit 1,0 €/MWh nicht wesentlich schlechter da.

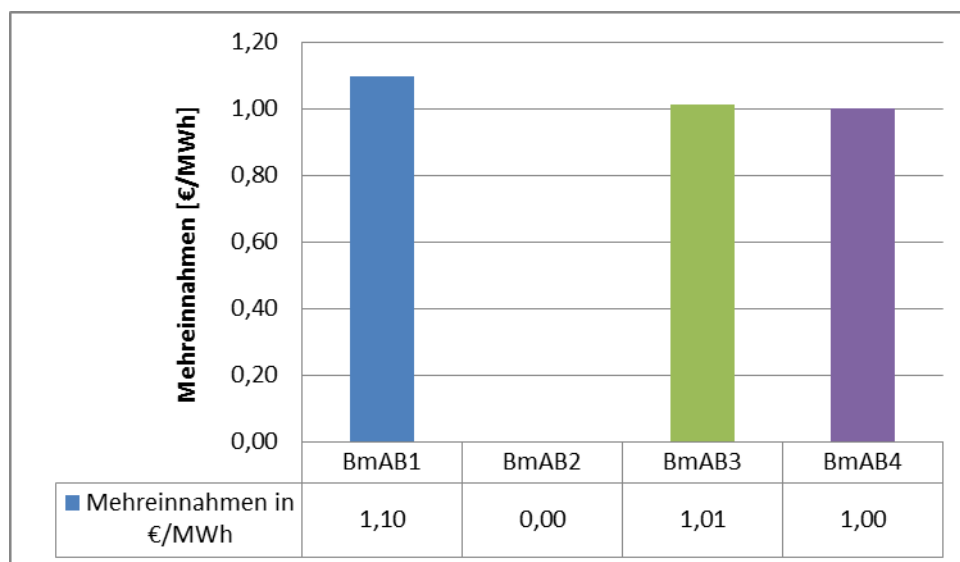


Abbildung 6-25: Spezifische Mehreinnahmen der BmAB über den Simulationszeitraum durch Teilnahme an der Marktprämie - Lauf ManP "neu".

Deutlicher wird jedoch der Unterschied, wenn man die potentiellen Mehrerlösmöglichkeiten auf die durchschnittliche EEG-Einspeisevergütungshöhe des Simulationszeitraums bezieht. Hier liegen, wie in Abbildung 6-26 zu erkennen, die Renditen mit 1,12 % im Vergleich zu den BGA mit 0,57 % (VK3) bzw. 0,64 % (VK4) fast doppelt so hoch. Die potentiellen Verdienst-

möglichkeiten durch den Wechsel in die DV bewegen sich damit in einem ähnlichen Bereich wie die der PvAB. Klar höhere Renditen erwirtschaften jedoch die WAB mit bis zu über 3 % im Schnitt bei der VK1 und knapp unter 3 % bei den VK2 und 3. Dieses unterschiedliche Potenzial an Mehrerlösmöglichkeiten erklärt auch, warum sich gerade bei den PvAB und BmAB der Wechsel in die DV wesentlich langsamer vollzieht als bei den WAB (vgl. Abbildung 6-1).

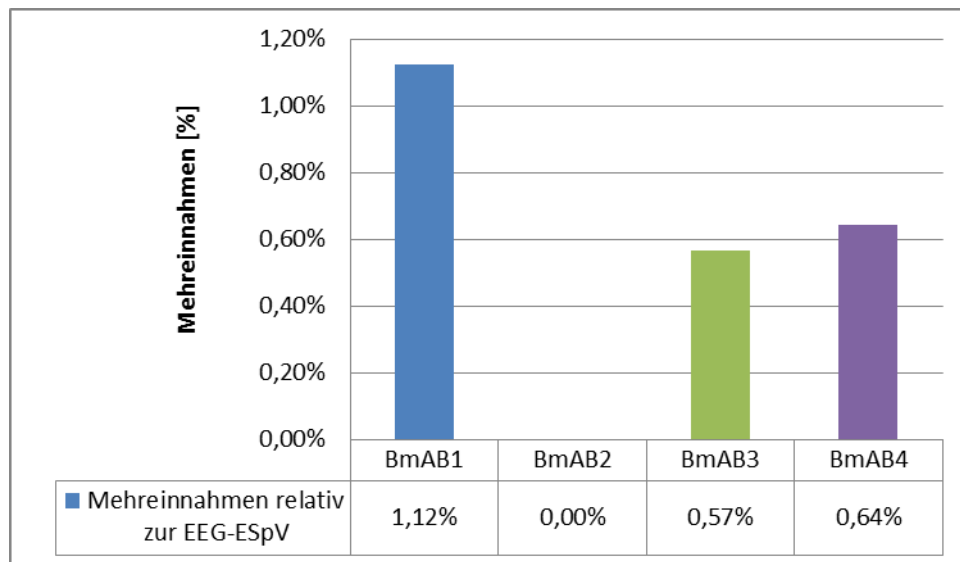


Abbildung 6-26: Mehreinnahmen der BmAB durch Teilnahme an der Marktprämie im Verhältnis zur EEG-Einspeisevergütung - Lauf ManP "neu".

Besonders im Vergleich zu den dargebotsabhängigen EE-Technologien bieten sich die Biomasseanlagen für eine Marktintegration an, um zukünftig die EE-Stromerzeugung besser an den Strombedarf anzupassen, da sie technisch potenziell regelbar sind. Jedoch sind durch die bisherige Anreizstruktur des EEG diese Anlagen auf möglichst hohe Volllaststunden ausgelegt worden, da allein die erzeugten Strommengen vergütet wurden. Die Umstellung auf eine flexible Erzeugung soll bei den BGA durch die Flexibilitätsprämie im EEG 2012 ermöglicht werden. So kann für die Aufstockung der Leistung und für die Umrüstung des Gas- und ggf. Neuinstallation eines Wärmespeichers eine Investitionsprämie beim Gesetzgeber beantragt werden. Diese Prämie gilt jedoch nicht für Biomasseanlagen, die FBS einsetzen, wie es bei den meisten Biomasseheizkraftwerken der Fall ist. In den hier vorgestellten Läufen wird implizit eine gewisse Flexibilisierung dieser Anlagen über den Zeitverlauf angenommen (vgl. Kapitel 6.1.1.2). Ob allein durch eine einfache Umstellung der Betriebsweise auf einen Tag-Nacht-Zyklus deutliche Mehreinnahmen generiert werden können, wird in Kapitel 6.1.4 untersucht.

6.1.2.3 Zusammenfassung

Die Akteure, die am stärksten von der Einführung der Marktprämie profitieren, sind auf Seiten der Vermarkter die ZWH 2, 4 und 9. Hier handelt es sich um ZWH, die sich frühzeitig um die vertragliche Bindung von WAB gekümmert haben und über eine hohe Prognosegüte verfügen. Ob der Erfolg dieser ZWH auch langfristig Bestand hat, bleibt an dieser Stelle nach den ersten Simulationsläufen (ManP „alt“ und ManP „neu“) noch offen. Erst nach der Berücksichtigung der zusätzlichen Erlöspotenziale bei einer Vermarktung über den Regelenenergiemarkt können abschließende Urteile gefällt werden (siehe Kapitel 6.1.3).

Auf Anlagenbetreiberseite sind die Mehrverdienstmöglichkeiten durch die DV über die Marktprämie bei den WAB am größten (Bonus im Vergleich zur EEG Vergütung). Aus rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist die DV für die BmAB - noch hinter den PvAB - am unattraktivsten.

Die Gesamteinnahmesituation der ZWH aus den Modellläufen muss jedoch noch mit gewisser Vorsicht betrachtet werden. Sie hängt in der Realität entscheidend von den Ausgleichsenergiekosten ab, die die Händler für den Profilservice aufbringen müssen. Je nachdem, ob der Händler durch seine Einspeisung zum Bilanzausgleich des Netzregelverbundes beigetragen oder das Defizit sogar erhöht hat, erhält er AE-Zahlungen bzw. muss diese leisten¹¹⁶. Die Leistungsprognosequalität spielt deshalb eine zentrale Rolle bei der wirtschaftlichen Entwicklung der ZWH. Auf Betreiberseite ist die Höhe der gezahlten Boni durch die ZWH eine sensible Größe hinsichtlich der Einnahmesituation.

Bei der Ausgestaltung der „alten“ Managementprämie können eine Überförderung und Mitnahmeeffekte sowohl bei den ZWH als auch der WAB festgestellt werden. Durch die Absenkung der Managementprämie nach MaPrV 2012 kommen aber vor allem kleinere ZWH mit hohen AE-Kosten und kleinen Portfoliogrößen ab 2015 zunehmend in wirtschaftliche Schwierigkeiten. Mittelfristig kann deshalb von einer Konzentration im Markt auf Seiten der Händler ausgegangen werden.

Weitere Analysen sollten in Zukunft jedoch unterschiedliche Preisszenarien beim AE-Markt, sowie Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten berücksichtigen. Außerdem sollten die Analysen bis auf Ebene der AB-Typen (Privat Personen, Landwirte, EVU etc.) ausgeweitet werden.

6.1.3 Entwicklung bei Nutzung des Regelenenergiemarktes

Eine im Vorfeld zur Marktintegration der EE verheißungsvoll diskutierte weitere Vermarktungsmöglichkeit für EE-Strom betraf die Märkte für Regelenenergie (RE). Diese waren bereits in der Vergangenheit für konventionelle Kraftwerke neben der herkömmlichen Vermarktung

¹¹⁶ Für die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise konnte der ab dem 01.12.2012 geltende Mechanismus nicht mehr im Modell berücksichtigt werden.

des Stroms auf den Spot- und Terminmärkten oder über langfristige Lieferverträge eine weitere lukrative Verdienstmöglichkeit. Jedoch bestehen in Abhängigkeit der zeitlichen Fristen zur Leistungsbereitstellung auf dem Primär-, Sekundär- und Minutenreservemarkt teilweise sehr strikte technische Anforderungen an eine Teilnahme, für die eine Präqualifikation der Betreiber von Stromerzeugungsanlagen bei den ÜNB nötig ist.

Wie in Kapitel 4.4.2 beschrieben, wurde für die Modellierung in AMIRIS nur der Minutenreservemarkt für negative Leistung als potenzieller weiterer Vermarktungsweg für EE-Anlagen identifiziert. Diese Vermarktungsmöglichkeit trifft jedoch nur für gut regelbare Anlagen zu, so dass bis heute durch die Bundesnetzagentur keine Windkraft- oder PV-Anlagen zur Teilnahme an den Regelenergiemärkten zugelassen werden. Bleiben zusätzliche Erlösmöglichkeiten also nur für Biomasseanlagen übrig. In den letzten Jahren wurden die Zulassungsvoraussetzungen zur Teilnahme vor allem für kleine Anlagen gesenkt, so dass inzwischen auch das Zusammenlegen und zentrale Steuern von mehreren kleinen Anlagen („Poolen“) möglich ist, um die Mindestlosgröße von 5 MW zu erreichen.

Je kleiner jedoch die Leistung und je größer die Anzahl der Anlagen in einem möglichen Biomasseanlagenpool für die negative Minutenreserve ist, desto aufwendiger und teurer wird für den Direktvermarkter (ZWH in AMIRIS) auch die Akquisition, Präqualifikation, Koordination und Abrechnung der AB. Auf Basis von Interviewaussagen aus Branchenkreisen wurde für die Entwicklung von AMIRIS entschieden, dass nur BGA ab einer Größe von 350 kW (BmAB der VK4) dem ZWH für eine Vermarktung auf dem Regelenergiemarkt zur Verfügung stehen. Da nach dem EEG 2012 die Vermarktung von EE-Kapazitäten auf den Regelenergiemärkten die Direktvermarktung der Anlagen voraussetzt, können in AMIRIS von den ZWH zusätzlich nur die Biomasseanlagen mit FBS aus der VK1 am Regelenergiemarkt teilnehmen.

Bei den in diesem Kapitel beschriebenen Ergebnissen werden zwei Simulationsläufe miteinander verglichen¹¹⁷:

- 1) Eine Simulation mit der „neuen“ Managementprämie, wie sie durch die MaPrV im Jahr 2012 eingeführt wurde → ManP „neu“ (Referenzlauf)
- 2) Eine Simulation mit der „neuen“ Managementprämie und zusätzlicher Teilnahme am Regelenergiemarkt für negative Minutenreserve → ManP „neu“ RE

Im Folgenden wird analysiert, wie sich das zusätzliche Erlöspotential auf die Marktstruktur der ZWH und die Einnahmesituation der BmAB auswirkt. Profitieren von den zusätzlichen Erlöschancen können dabei natürlich nur die ZWH in AMIRIS, die auch AB aus den oben genannten VK im Portfolio haben (vgl. auch Tabelle 7-4 im Anhang). Hier dargestellt sind nur Läufe mit der „high-risk“ Bietstrategie (Median plus Standardabweichung), da sich diese Strategie in Testläufen als die profitablere herausgestellt hat. Die Modellierung der negati-

¹¹⁷ Bei der Entwicklung des Eigenkapitalstocks wird auch das Ergebnis des Laufs ManP „alt“ herangezogen.

ven Minutenreserve über das Regressionsmodell und der Ablauf der „Auktionen“ in AMIRIS werden in den Kapiteln 4.4.2.2 und 4.5.1.5 beschrieben.

Eigenkapitalentwicklung ZWH

Zunächst betrachten wir wieder die Entwicklung des Eigenkapitals bei den ZWH beim Lauf ManP „neu“ mit nun zusätzlicher Vermarktungsmöglichkeit auf dem Regelenergiemarkt für negative Minutenreserve. Wie in Abbildung 6-27 und Abbildung 6-28 zu sehen, verbessert sich das Eigenkapital aller ZWH-Typen durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt enorm im Vergleich zum Lauf ManP „neu“. Sämtliche ZWH - mit Ausnahme von ZWH 6 - können bis Anfang 2020 stetig ihr Eigenkapital steigern. Die ZWH, die relativ viel BmAB in ihrem Portfolio unter Vertrag haben - ZWH3, 5, 7 und 10 -, können sogar im Vergleich zur „alten“ ManP ihr Eigenkapital steigern. Auch ist mit RE-Vermarktung der ZWH Typ 7 nun erfolgreicher als der zuvor erfolgreichste ZWH2. Ebenso kann ZWH9 jetzt mit ZWH2 gleichziehen. Im Vergleich zu den beiden Läufen ohne RE (ManP „alt“ und ManP „neu“) ergibt sich ein wesentlich heterogeneres Bild bei der Entwicklung des Eigenkapitals bis zum Jahr 2020. Der Regelenergiemarkt scheint sich somit von der heutigen Nische zu einer wichtigen zusätzlichen Einnahmequelle im Wettbewerb um Marktpositionen bei der Direktvermarktung von EE-Strom zu entwickeln. Gerade die „kleineren“ Akteure können im Falle einer frühzeitigen Bindung von BmAB der VK1 und 4 ihre schlechte Ausgangsposition bei der Vermarktung von Windkraftanlagen mehr als kompensieren. Hat die Analyse ohne Regelenergiemarkt des vorherigen Kapitels 6.1.2 noch ergeben, dass die ZWH2, 4 und 9 mit hohem Anteil an onshore Windenergie im Portfolio klare Profiteure von der Einführung des Marktprämienmodells sind, dreht sich nun das Bild mit Regelenergiemarkt klar zu Gunsten der ZWH, die sich auf die Vermarktung von Biomasseanlagen konzentrieren.

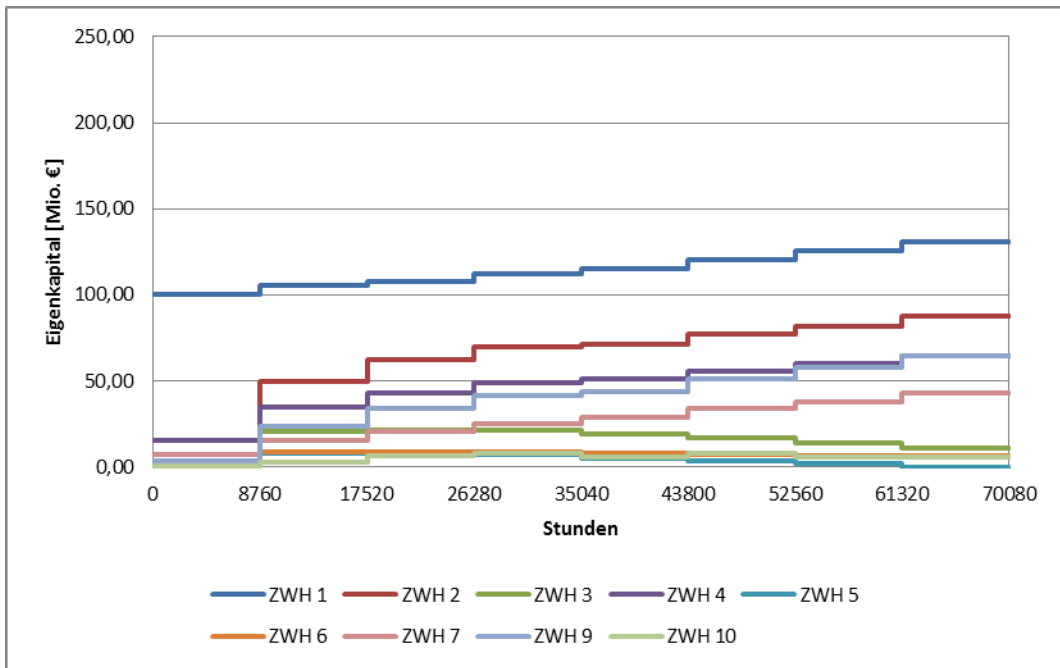


Abbildung 6-27: Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf-ManP „neu“.

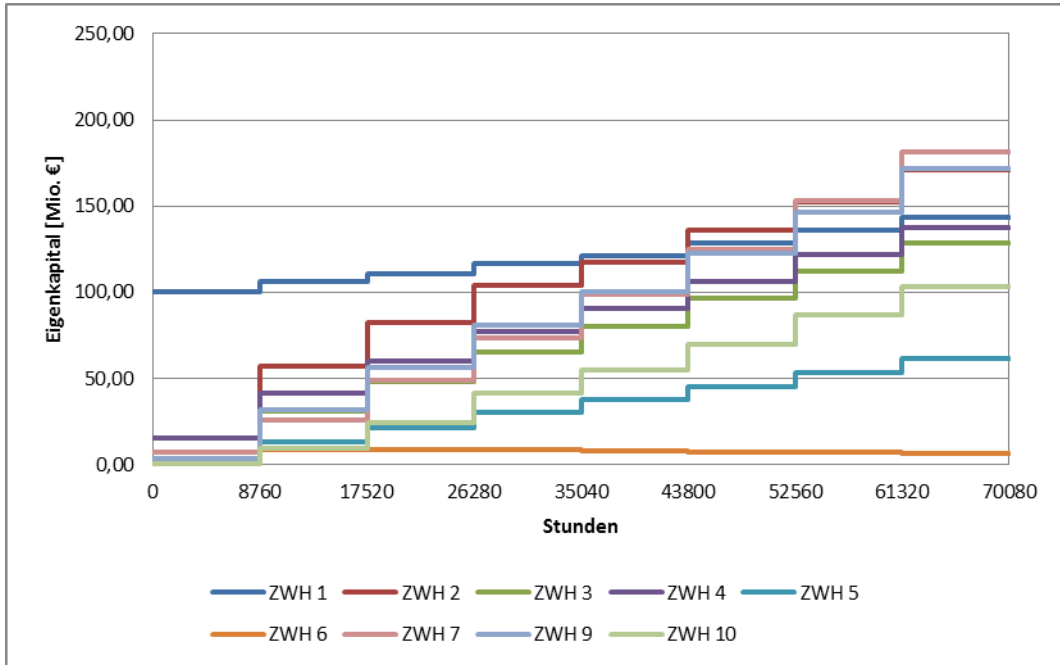


Abbildung 6-28: Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf-ManP „neu“ RE.

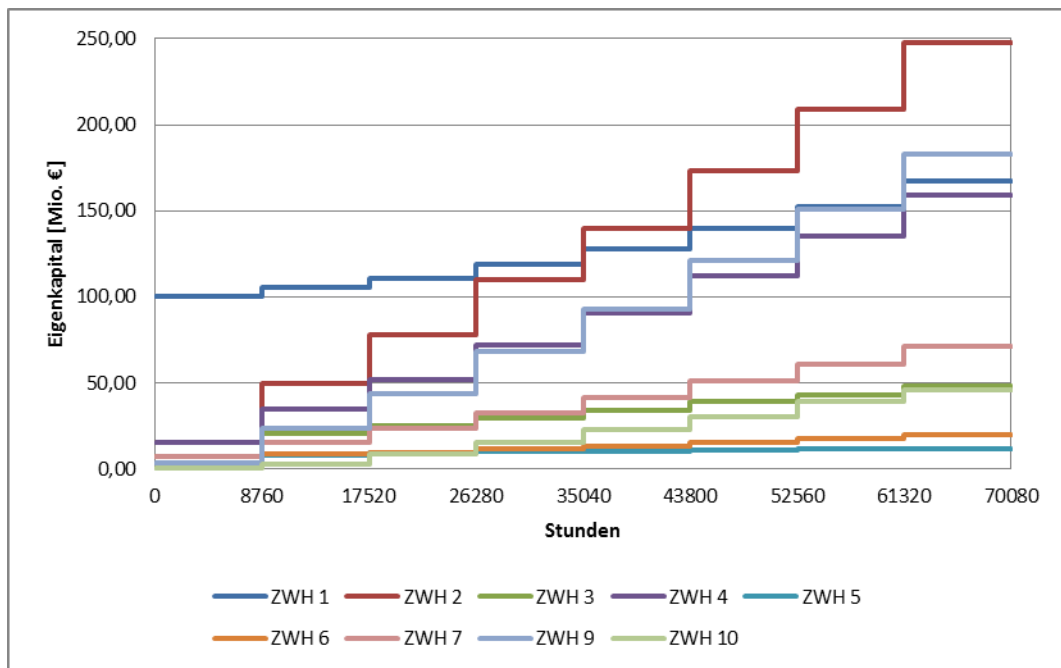


Abbildung 6-29: Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf ManP „alt“.

Gesamtergebnis ZWH

Die aus der Eigenkapitalentwicklung ableitbare Annahme, dass sich der DV-Markt mit zusätzlicher Vermarktungsmöglichkeit auf dem Regelenergiemarkt für negative Minutenreserve zu einer heterogeneren Struktur entwickeln könnte, bestätigt auch ein Blick auf die jährlichen Gesamtergebnisse der ZWH bei Lauf ManP „neu“ RE in Abbildung 6-30. Die ZWH-Typen 2, 3, 4, 7, 9 und 10 verdienen jetzt alle relativ gut in der Größenordnung von 15 bis 30 Mio. € pro Jahr. Auch die zuvor chancenlosen kleinen Stadtwerke (ZWH5) können mit den großen EVU (ZWH1) mithalten und über den gesamten Simulationszeitraum Erträge von über 5 Mio. € pro Jahr erwirtschaften. Lediglich der ZWH6 hat weiterhin mit diesem Geschäftsmodell der Vermarktung über die Marktpremie Schwierigkeiten und muss ab dem Jahr 2015 bis 2020 leichte Verluste hinnehmen.

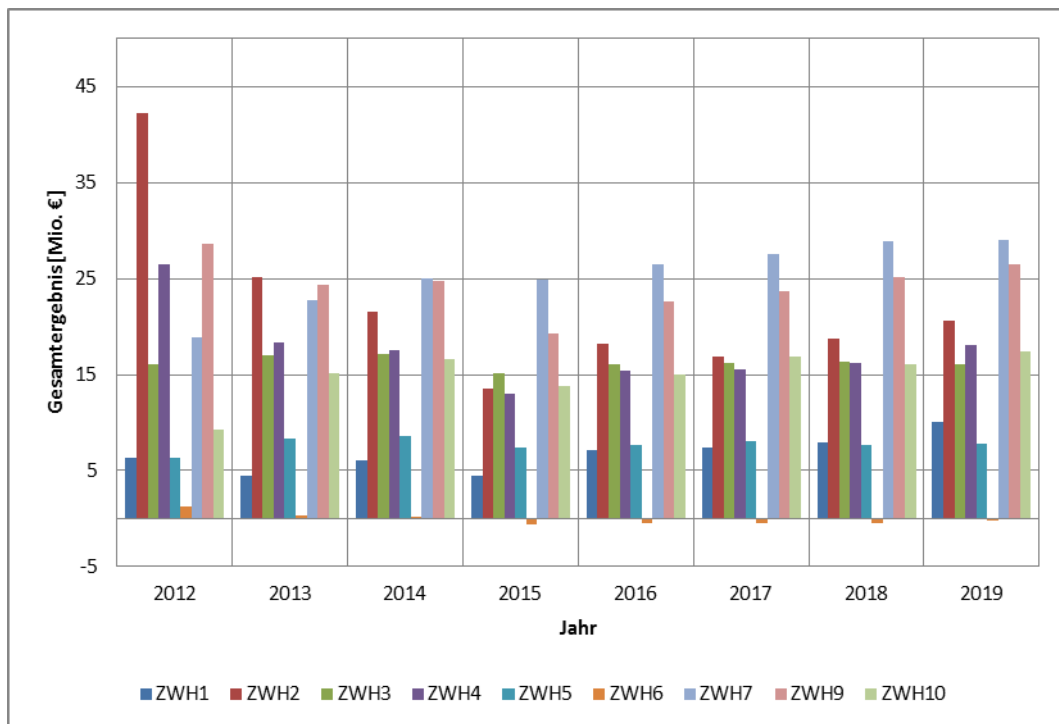


Abbildung 6-30: Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der neun an der DV über die Marktprämie beteiligten Zwischenhändler bei Lauf ManP „neu“ RE.

Die Erlöse, die die ZWH auf dem Regelenergiemarkt erzielen, werden paritätisch zwischen den ZWH und den AB aufgeteilt. In AMIRIS fließen beim ZWH die Mehreinnahmen aus den Erlösen der RE-Auktionen in das Gesamtergebnis der Bilanzperiode ein. Da auf Grundlage des Gesamtergebnisses sowohl der Bonus für regelbare EE-Anlagen als auch der für fluktuierende EE-Anlagen angepasst werden, ergibt sich eine interessante Entwicklung bei den Bonuszahlungen. Vergleich man, wie in Abbildung 6-31 zu sehen, die Bonushöhen für fluktuierende EE-Anlagenbetreiber, erkennt man deutlich geringere Schwankungen der Boni bei Lauf ManP „neu“ RE. Auch das durchschnittliche Niveau der Bonuszahlungen ist höher als im Referenzlauf. Somit scheinen selbst die Anlagenbetreiber, deren Kapazitäten gar nicht auf dem Markt für negative Minutenreserve geboten werden dürfen, von der zusätzlichen Vermarktungsmöglichkeit zu profitieren. Ob die Direktvermarkter auch in der Realität die Einnahmen über den Regelenergiemarkt nutzen, um die Bonuszahlung anderer Anlagenbetreiber querzufinanzieren, kann an dieser Stelle nicht beantwortet werden; die Möglichkeit besteht jedoch auf jeden Fall. Die Auswirkungen der RE-Vermarktung auf die WAB und PvAB ist ein weiterer spannender Untersuchungsaspekt, auf den in dieser Analyse jedoch nicht weiter eingegangen wird. Die Auswirkungen der RE-Vermarktung auf die AB konzentrieren sich vielmehr auf die Biomasseanlagen.

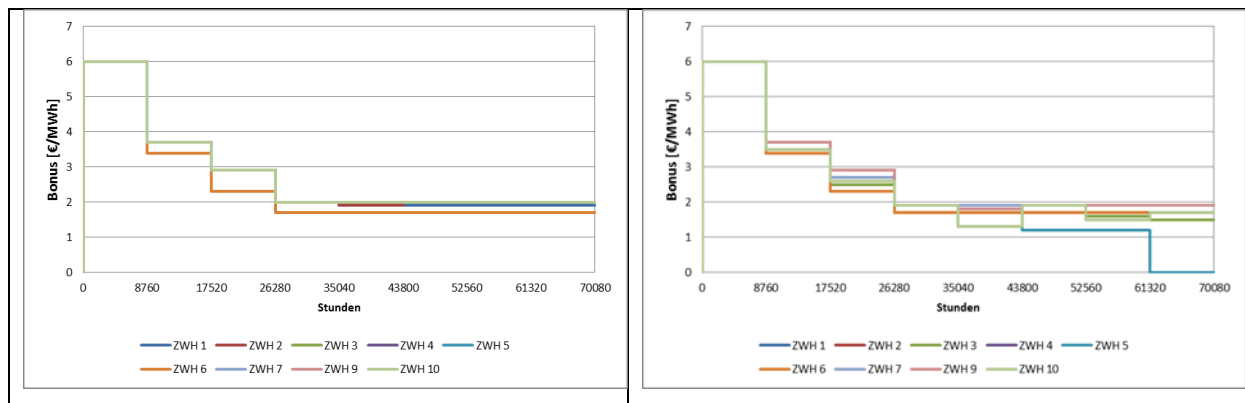


Abbildung 6-31: Entwicklung der Bonushöhe für fluktuierende EE-Technologien von 2012-2020 / links: Lauf ManP „neu“ RE, rechts: Lauf ManP „neu“.

Einnahmen ZWH aus RE-Vermarktung

Verglichen mit den absoluten Erträgen aus der Day-Ahead Börsenvermarktung und der Einnahmen durch die Marktprämie sind die Erlöse aus dem Regelenergiemarkt auf den ersten Blick verschwindend gering. Dies zeigt ein Vergleich der Einnahmen durch RE-Vermarktung aus Abbildung 6-32 mit den Einnahmeposten der ZWH aus Kapitel 6.1.2.1, deren Größenordnung um eine Zehnerpotenz höher liegt. Die Einnahmen aus dem RE-Markt sind im Vergleich zu den aus anderen Einnahmepositionen jedoch Reingewinne¹¹⁸ und können so die Bilanz des ZWH deutlich aufwerten.

¹¹⁸ Zu berücksichtigen wären noch die jährlichen Kosten für die Präqualifikation (siehe Tabelle 4-4 in Kapitel 4.4.2.3.4). Diese scheinen aber im Verhältnis zu den Einnahmepotentialen eher irrelevant. Auch ist unklar, wie diese Kosten in der Realität zwischen AB und ZWH aufgeteilt werden. Sie werden bei diesem Ergebnis deshalb nicht berücksichtigt.

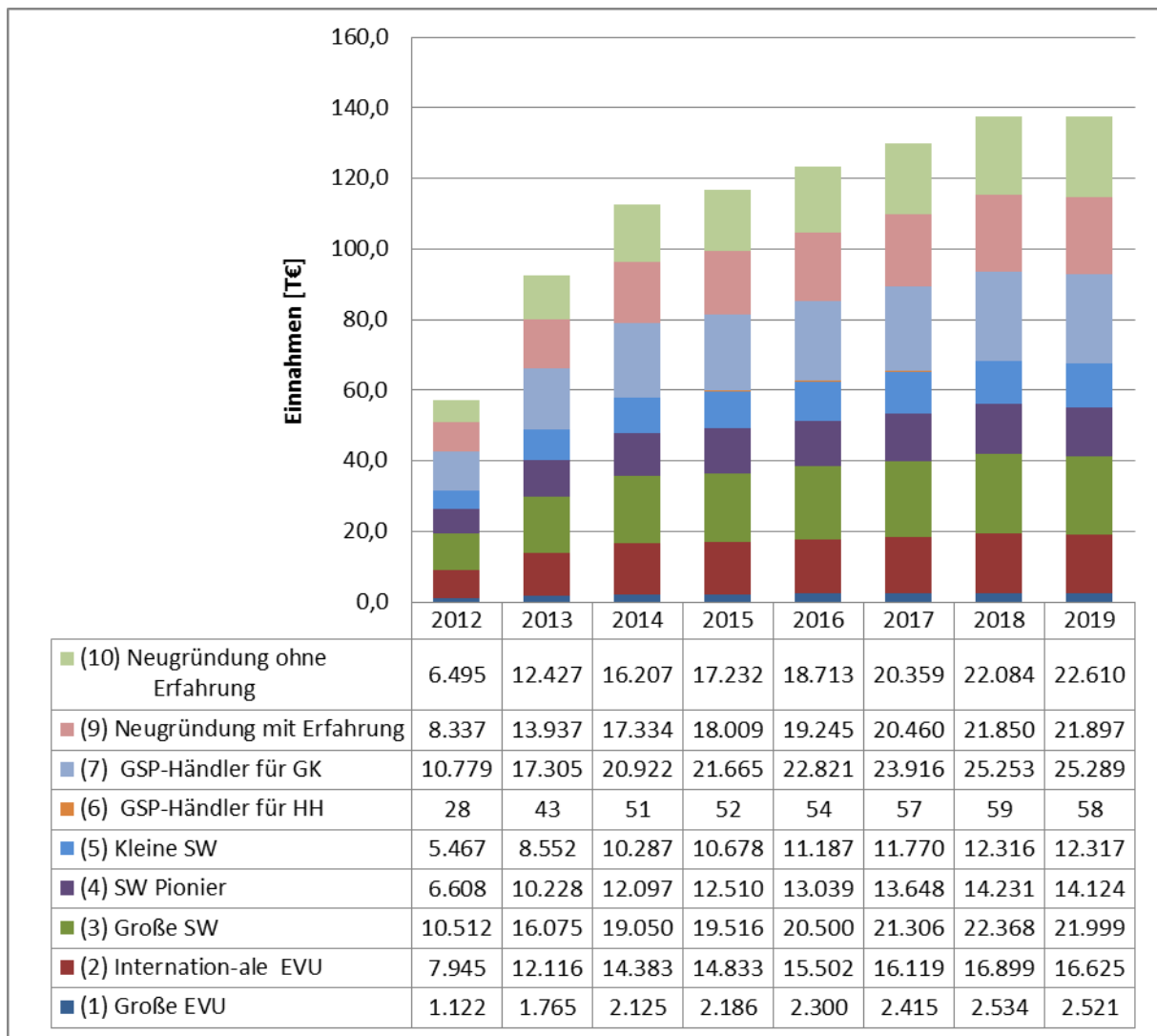


Abbildung 6-32: Mehreinnahmen der ZWH pro Jahr durch die Teilnahme am Regulenergiemarkt für negative Minutenreserve.

Einnahmensituation BmAB

Neben den ZWH profitieren natürlich die Anlagenbetreiber, deren Leistungen auf dem RE-Markt angeboten werden, am stärksten von den zusätzlichen Einnahmepotenzialen dieses Vermarktungsweges. Deshalb konzentrieren wir uns bei der Betrachtung der Einnahmesituation an dieser Stelle auch nur auf die BmAB. Abbildung 6-33 zeigt die Einnahmen über den RE-Markt der vier BmAB Klassen in Lauf ManP „neu“ RE.

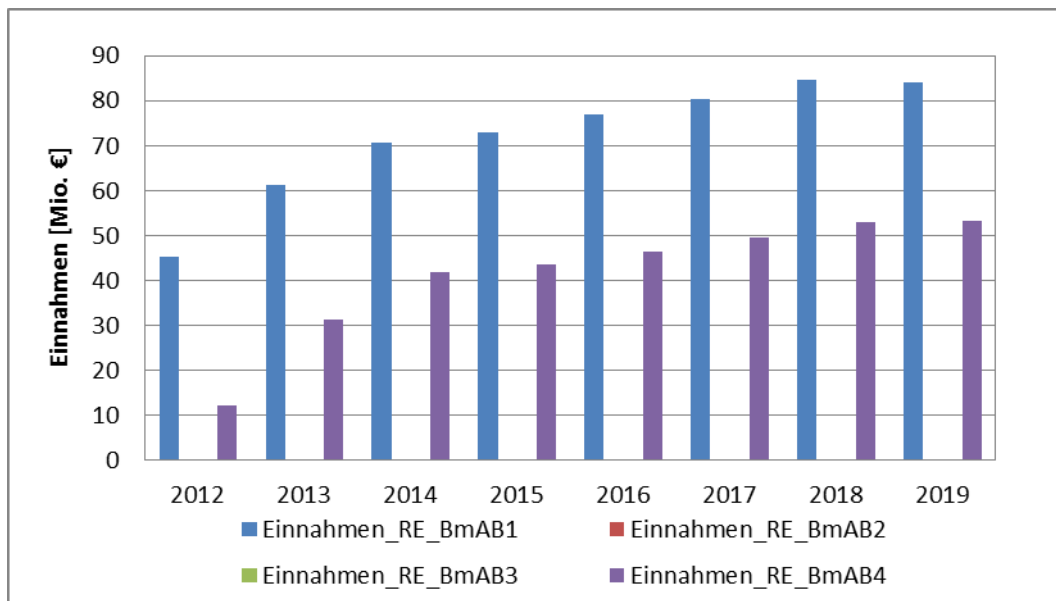


Abbildung 6-33: Jährlich kumulierte RE-Einnahmen der BmAB Klassen im Lauf ManP „neu“ RE (BmAB1-4: gelesen von rechts nach links und von oben nach unten).

Auch an dieser Stelle enthüllt erst ein Blick auf die spezifischen Mehreinnahmen im Vergleich zum Lauf ManP „neu“ die Lukrativität einer Teilnahme am Markt für negative Minutenreserve. Schauen wir uns hierzu nochmal im Vergleich die Mehreinnahmen der BmAB durch die Teilnahme an der Direktvermarktung über die Marktprämie im Vergleich zu einer reinen EEG-Einspeisevergütung an (siehe Abbildung 6-34). Auch hier sind die größten Volumina an die Betreiber der VK1 geflossen. Auch spezifisch haben diese Anlagenbetreiber mit Mehreinnahmen i.H.v. 1,1 €/MWh im Vergleich zu den Betreibern der VK3 und 4 mit 1,0 €/MWh am stärksten profitiert.

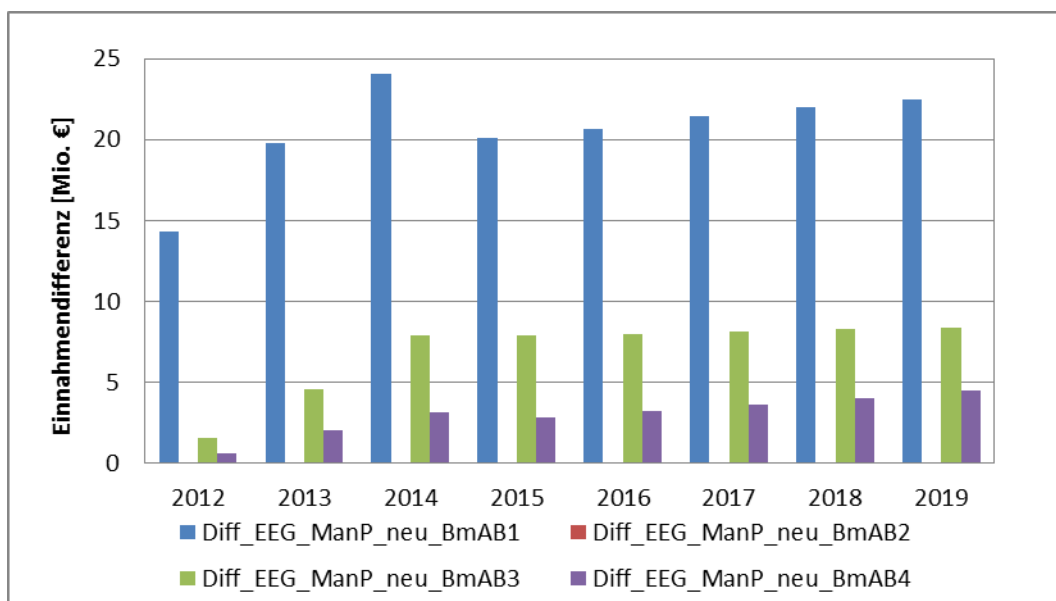


Abbildung 6-34: Jährlich kumulierte Mehreinnahmen der BmAB im Vergleich EEG versus ManP "neu".

Wie die Abbildung 6-35 zeigt, können die BmAB4 ihre spezifischen Mehreinnahmen durch die zusätzliche Teilnahme am RE-Markt im Vergleich zur reinen EEG-Einspeisevergütung

enorm verbessern; und zwar auf 17,16 €/MWh (gemittelt über den gesamten Simulationszeitraum). Auch die BmAB können die Mehreinnahmen auf 5,52 €/MWh steigern. Auffällig ist auch die verhältnismäßig hohe Steigerung der Mehreinnahmen der AB der VK4 im Vergleich zu den AB der VK1. Sie lässt sich mit den Leistungs- und Stromanteilen dieser Anlagenklassen in der DV erklären, ist auf Grund der komplexen Interdependenzen in AMIRIS jedoch nicht trivial. Die BmAB1 haben zu Beginn des Jahres 2012 bereits eine installierte Leistung von 2171 MW, die der BmAB4 nur 223 MW. Die durchschnittlichen EEG-Einspeisevergütungssätze liegen bei 97,02 bzw. 162,64 €/MWh. Beide Betreiber typen starten frühzeitig mit hohen Anteilen in die DV. Die potenziellen spezifischen Mehrerlösmöglichkeiten bezogen auf die EEG-Einspeisevergütung sind bei den BmAB1 bei der Vermarktung über die Marktprämie - ohne Regelenergie - auf Grund des niedrigeren durchschnittlichen Vergütungssatzes deshalb höher (1,12 % bei der VK1 gegenüber 0,64 % der VK4, vgl. Abbildung 6-26). Kommt die Vermarktung über den Regelenergiemarkt hinzu, dreht sich dieses Verhältnis zugunsten der BmAB4, da bei der Vermarktung über den Minutenreservemarkt in AMIRIS ausschließlich die gebotene Leistung vergütet wird (Kapazitätsmarkt). Wie man bereits bei den BmAB4 in Abbildung 6-33 sehen konnte, sind die absoluten Mehreinnahmen auf dem Regelenergiemarkt auch bei relativ geringer Leistung dieser Klasse im Vergleich zu den absoluten Mehreinnahmen aus der reinen Marktprämie nicht unerheblich. Dadurch, dass die VK1 jedoch eine größere Leistung in der DV hat, sind die absoluten Einnahmen aus der RE-Vermarktung folgerichtig auch höher. Bei der Angabe der spezifischen Mehrerlösmöglichkeiten wird die Summe aus Marktprämien- und Regelenergieerlösen jedoch auf die gesamte, in der Direktvermarktung befindliche, Strommenge bezogen. Die Strommengen sind jedoch bei den BmAB4 aufgrund der wesentlich kleineren installierten Leistung deutlich geringer als bei den BmAB1 (134 TWh über den gesamten Simulationszeitraum bei den AB der VK1 gegenüber 20 TWh bei den BmAB4). Dies erklärt den enormen Sprung bei den spezifischen Mehreinnahmen der BmAB4 im Lauf ManP „neu“ RE.

Etwas kontraintuitiv ist die Steigerung der spezifischen Mehreinnahmen der BmAB3 von 1,0 €/MWh im Lauf ohne RE-Markt auf 1,16 €/MWh, obwohl sie selber gar nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen.

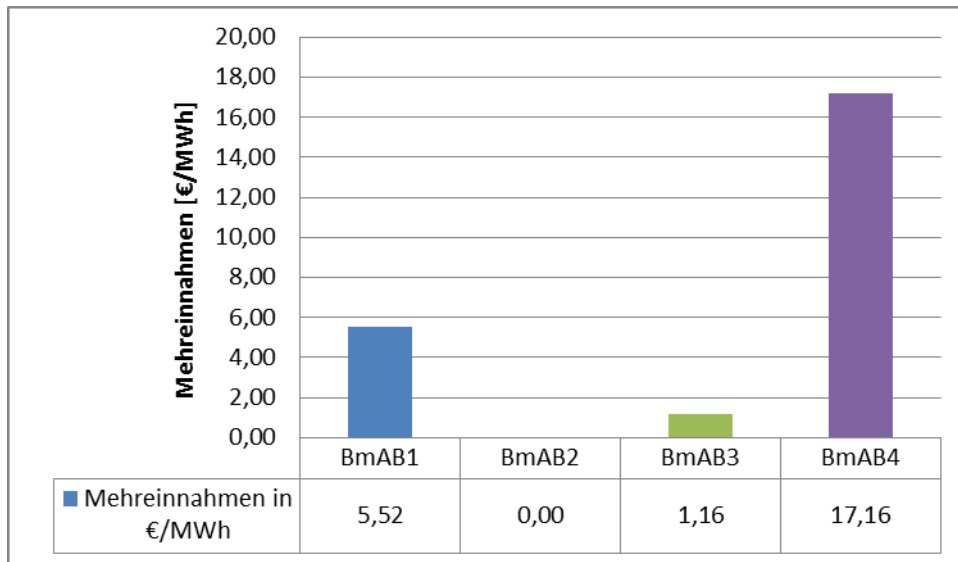


Abbildung 6-35: Spezifische Mehreinnahmen der BmAB über den Simulationszeitraum durch Teilnahme an der Marktprämie und dem RE-Markt im Vergleich Lauf ManP "neu" RE und Lauf EEG.

Zu erklären ist dies mit dem bereits beschriebenen Phänomen, dass die ZWH in AMIRIS ihre Bonuszahlungen in Abhängigkeit des jährlichen Gesamtergebnisses kalkulieren. Durch die Mehreinnahmen der RE-Vermarktung auf Seiten der ZWH können diese für alle BmAB-Klassen den Bonus erhöhen, so dass auch die Anlagenbetreiber der BmAB3 von der Teilnahme am Leistungsmarkt für negative Minutenreserve profitieren. Prozentual betrachtet ergeben sich im Lauf ManP „neu“ RE somit Mehreinnahmepotentiale von 5,56 % bei den BmAB1, 0,65 % bei den BmAB3 und 11,05 % bei den AB der VK4 (siehe Abbildung 6-36).

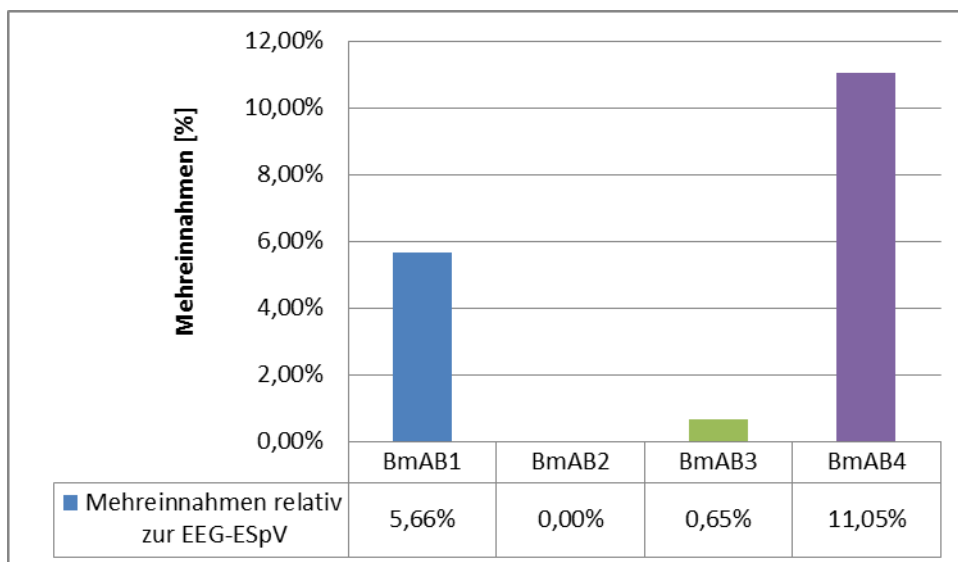


Abbildung 6-36: Mehreinnahmen der BmAB durch Teilnahme an der Marktprämie im Verhältnis zur EEG-Einspeisevergütung - Lauf ManP "neu" RE.

Zusammenfassung

Durch die zusätzlichen Ertragsmöglichkeiten bei einer Vermarktung der BmAB1 und 4 auf dem Markt für negative Minutenreserve ergibt sich im Vergleich zu den Analysen in Kapitel

6.1.2 eine grundsätzlich neue Marktstruktur auf Seiten der ZWH. Von den enormen Ertragssteigerungsmöglichkeiten durch die Teilnahme am RE-Markt können vor allem ZWH mit hohem BM-Anteil profitieren. Im Ergebnis stehen sie so im Vergleich zur „alten“ Managementprämie sogar besser da. Da hiervon vor allem regional verbundene ZWH wie die Stadtwerke (Groß und Klein) und ZWH, die sich auf die Vermarktung eines Biomasseanlagenpools spezialisiert haben, profitieren, könnte sich hierdurch eine wesentlich heterogenere Wettbewerbssituation der ZWH im Markt ergeben.

Die BmAB4 profitieren enorm im Vergleich zur reinen EEG-Vergütung und auch im Vergleich mit den anderen BmAB (sogar gegenüber der VK1). Grund hierfür ist die gerade im Vergleich zur VK1 geringe, gesamt installierte Leistung bis 2020, so dass bei der reinen Vermarktung über die Marktprämie auch verhältnismäßig wenig Strom direktvermarktet wird. Bei der RE-Vermarktung kommt es aber allein auf die Anteile der Leistung in der Direktvermarktung an, die bei den BmAB4 von Beginn an sehr hoch ist. Die Mehrverdienstmöglichkeiten der BmAB4 steigen spezifisch betrachtet im Vergleich zu einer reinen EEG-Einspeisevergütung überproportional an.

Zukünftige Analysen sollten ausdifferenzierte Bietstrategien für den RE-Markt auf Seiten der ZWH berücksichtigen sowie unterschiedliche Szenarien zur Regelenergiepreisentwicklung.

6.1.4 Entwicklung zur Bedarfsorientierung und Abregelung

Ein erhoffter Nebeneffekt der Marktintegration der EE ist auch eine bessere Systemintegration durch eine angepasste Einspeisung der EE nach Preissignalen der Strombörse. In diesem Kapitel werden einerseits die Auswirkungen der Direktvermarktung hinsichtlich einer flexibleren Fahrweise der Biomasseanlagen untersucht (Bedarfsorientierung) als auch andererseits Effekte auf Systemebene untersucht (Abregelung). Auch die Analysen zu möglichen Auswirkungen dieser veränderten Rahmenbedingungen auf der Einnahmesituation der ZWH und AB birgt hoch interessante Ergebnisse, wird im Rahmen der hier vorliegenden Untersuchung jedoch nicht weiter verfolgt. An dieser Stelle ist noch anzumerken, dass eine Abregelung der direktvermarkteten EE-Einspeisung aus zwei Gründen erfolgen kann: a) Eine Abregelung aus ökonomischen Gründen, da ein Vermarktung bei negativen Strompreisen zu Einnahmeverlusten führen kann und b) eine Abregelung auf Grund von Netzengpässen auf der Einspeiseebene. In AMIRIS können bisher nur die Auswirkungen auf Grund ökonomischer Überlegungen der ZWH untersucht werden.

Flexible Einspeisung aus Biomasse

Wie bereits in den Kapitel zur Parametrisierung beschrieben, wird in AMIRIS davon ausgegangen, dass ein Teil der sich in der DV befindlichen Biomasseanlagen Wärme- und/ oder Gasspeicher nachrüstet bzw. zusätzlich Leistung installiert um auf eine bedarfsorientierte Einspeisung umstellen zu können. Hierbei wird in einem ersten Schritt von einem vereinfach-

ten Tag-Nacht-Zyklus ausgegangen (vgl. Kapitel 4.5.2.2.3). Die Biogasanlagenbetreiber können seit dem EEG 2012 die sogenannte Flexibilitätsprämie beantragen, um Investitionszuschüsse für die Umrüstung zu erhalten. Dies gilt jedoch nicht für Anlagen, die FBS einsetzen. Diese meist wärmegeführten Biomasseheizkraftwerke müssen über die Mehreinnahmen einer bedarfsorientierten Einspeisung die Investitions- und Betriebskosten eines entsprechend großen Wärmespeichers vollständig am Strommarkt refinanzieren. Für eine erste vereinfachte Abschätzung, ob dies bei den in AMIRIS vorliegenden Bedingungen am Day-Ahead Spotmarkt bis 2020 möglich ist, werden in Abbildung 6-37 die sich ergebenden, monatlich gemittelten Profilkfaktoren der EE-Anlagen auf Basis stundenscharfer Bemessung der Marktwerte der Anlagen im Lauf ManP „neu“ dargestellt.

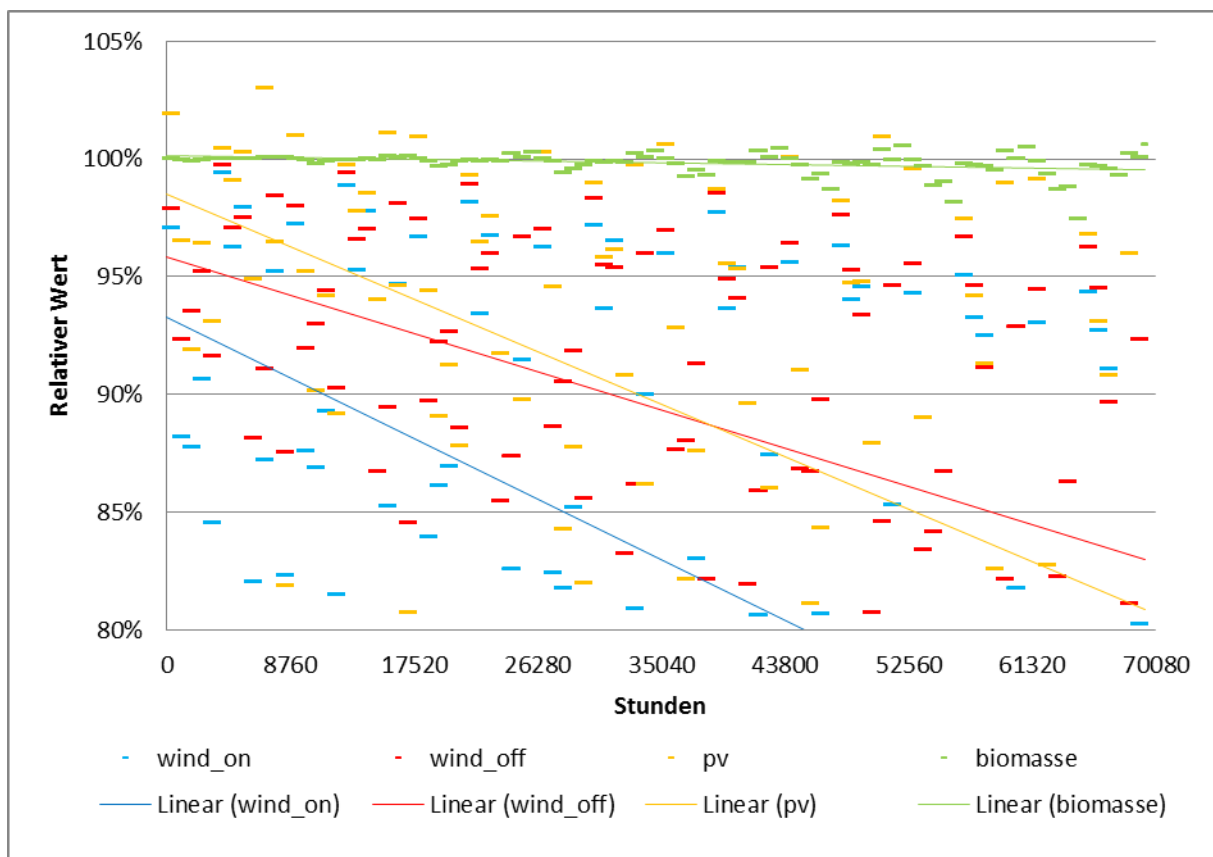


Abbildung 6-37: Entwicklung der relativen Marktwerte der EE-Einspeisung von 2012-2019.

Auffällig ist zunächst einmal der relativ starke Verfall der Marktwerte der fluktuierenden EE-Technologien bis Anfang 2020. Am stärksten betroffen ist die onshore Windkraft, während die offshore Windkraft dem linearen Trend folgend Ende 2019 einen relativen Marktwert von 83 % aufweist. Kann die PV zu Beginn der Simulation durch die vorherrschenden Peak-Preise in den Mittagsstunden in einigen Monaten noch relative Marktwerte von über 100 % erreichen, fällt ihr Wert durch die immer größere installierte Leistung sogar noch unter den Wert der offshore Windanlagen und landet Ende 2019 bei durchschnittlich 81 %. Für die oben skizzierte Fragestellung der Refinanzierbarkeit nötiger Investitionen in Wärmespeicher der BMA der VK1 ist jedoch alleinig der relative Marktwert der Biomasseanlagen entschei-

dend. Auch wenn durch den allgemeinen Trend nicht direkt auf die Marktwerte einzelner Anlagen zurückgeschlossen werden kann, muss man dennoch durchaus überraschend feststellen, dass selbst die relativen Marktwerte der Biomasseanlagen bis 2020 leicht fallen und im Trend bei unter 100 % landen. Ein zunächst unerwartetes Ergebnis, was sich jedoch bei Betrachtung der komplexen Interdependenzen im Strommarkt plausibel erklären lässt. Bei den flexiblen Biomasseanlagen in AMIRIS wurde ein vereinfachter Tag-Nacht-Zyklus angenommen, der in seiner ursprünglichen Überlegung die tendenziell höheren Großhandelspreise am Tag ausnutzen soll. An diesem Punkt kommt jedoch die dargebotsabhängige Einspeisung aus solarer Strahlungsenergie in Spiel. Die PV drückt bis 2020 die Preise zur Mittagszeit so stark, dass auch die Marktwerte der in Tag-Nacht-Fahrweise einspeisenden Biomasse gesenkt werden. Eine Refinanzierung über den Day-Ahead Spotmarkt durch die angenommene vereinfachte flexible Fahrweise der Biomasseanlagen scheint unter diesen Bedingungen nicht sehr wahrscheinlich.

Abgeregelte Strommengen

Durch die Direktvermarktung der EE-Anlagen wird vielfach die Hoffnung geäußert, dass sich durch ein marktkonformes Verhalten der AB bzw. ZWH das Auftreten negativer Strompreise in Zukunft verhindern lässt. Ein zwangsweiser Verkauf bei negativen Strompreisen führt zu Einnahmeverlusten auf Anlagenbetreiberseite. Im liberalisierten Strommarkt trifft der Kraftwerksbetreiber auf Basis seiner kurzfristigen Grenzkosten die Entscheidung, ob er bei gegebenem Börsenpreis einen Deckungsbeitrag erwarten kann oder nicht. Die Grenzkosten stellen damit eine Bewertung nach Opportunität dar, denn wenn der Strompreis unterhalb der Grenzkosten sinkt, ist es für den Anlagenbetreiber rentabler, die Brennstoffkosten¹¹⁹ zu sparen und das Kraftwerk in Zeiten zu betreiben, in denen der Großhandelsstrompreis über seinen Grenzkosten liegt.

Bei den EE-Anlagenbetreibern verhält es sich jedoch anders. Hier werden Opportunitätskosten durch mögliche entgangene Erlöse im Falle einer Abregelung bestimmt. Im Falle der EEG-Einspeisevergütung wären das die entgangenen Erlöse pro MWh in Höhe seines Vergütungssatzes. Da die Differenz zwischen Markterlös und EEG-Vergütungssatz durch das Abrechnungssystem des EEG über die EEG-Umlage kompensiert wird, die Netzbetreiber nach der AusglMechV verpflichtet sind, den eingespeisten EE-Strom am Day-Ahead Markt zu veräußern, gibt es sogar auch bei sehr hohen zu erwartenden negativen Strompreisen keinen Anreiz die Anlagen abzuregeln. Befindet sich die Anlage jedoch in der Direktvermarktung über die Marktprämie, berechnen sich die Opportunitätskosten nach folgender Formel:

$$| \text{neg. Marktpreis} | \geq \text{gleitende Marktprämie} + \text{Managementprämie}$$

¹¹⁹ Vereinfachend und in einer ersten Näherung können die Brennstoffkosten bei den konventionellen Kraftwerken mit den kurzfristigen Grenzkosten gleich gesetzt werden.

Ist der zu erwartende negative Strompreis im Betrag größer als die zu erwartende gleitende Prämie plus Managementprämie würde der AB bzw. ZWH im Fall einer Einspeisung Verluste hinnehmen müssen. Die gleitende Marktprämie gleicht die Differenz zwischen EEG-Einspeisevergütungssatz und dem Börsenerlös des jeweiligen technologiespezifischen deutschlandweiten EE-Einspeiseprofiles aus und wird ex-post am Monatsende als mengenewichteter Monatsmittelwert berechnet. Anhand der Entscheidungsregel sieht man, dass die Abregelungsentscheidung bei den EE-Anlagen in Abhängigkeit des EEG-Vergütungssatzes getroffen werden muss. Da im AMIRIS Modell die AB nach unterschiedlichen Vergütungsklassen differenziert sind, kann somit sehr genau die abgeregelte Strommenge der jeweiligen Klasse berechnet werden. Der ZWH prognostiziert die zu erwartenden Börsenpreise mit Hilfe einer Börsenpreisprognose (siehe hierzu Kapitel 4.5.1.5) und fällt auf Basis dieser mit Unsicherheit behafteten Grundlage die Entscheidung zur Einspeisung oder Abregelung. Die Abbildungen 6-38 bis 6-43 zeigen für alle EE-Technologien und differenziert nach Vergütungsklassen die aufgrund der Vermarktung nach Marktprämie jährlich kumulierten abgeregelten Strommengen bis Ende 2019. Die jeweils zweite Übersichtsgrafik der drei EE-Technologien gibt zusätzlich einen Überblick über das Verhältnis der abgeregelten zur gesamten am Strommarkt verkauften Strommenge der Jahre 2012-2019. Je nach EE-Technologie und Vergütungsklasse resultieren sehr unterschiedliche Ergebnisse bei der Abregelung der Anlagen. Mit der weitaus stärksten Auswirkung dieses Anreizsystems durch die Marktintegration müssen die WAB der VK1 rechnen. Bei ihr werden nach den Modellrechnungen in AMIRIS allein im Jahr 2019 bis zu 450 GWh Strom abgeregelt. Das abgeregelte Gesamtvolumen aller WAB Klassen über den gesamten Simulationszeitraum beläuft sich aber immerhin auf gut 1.700 GWh.

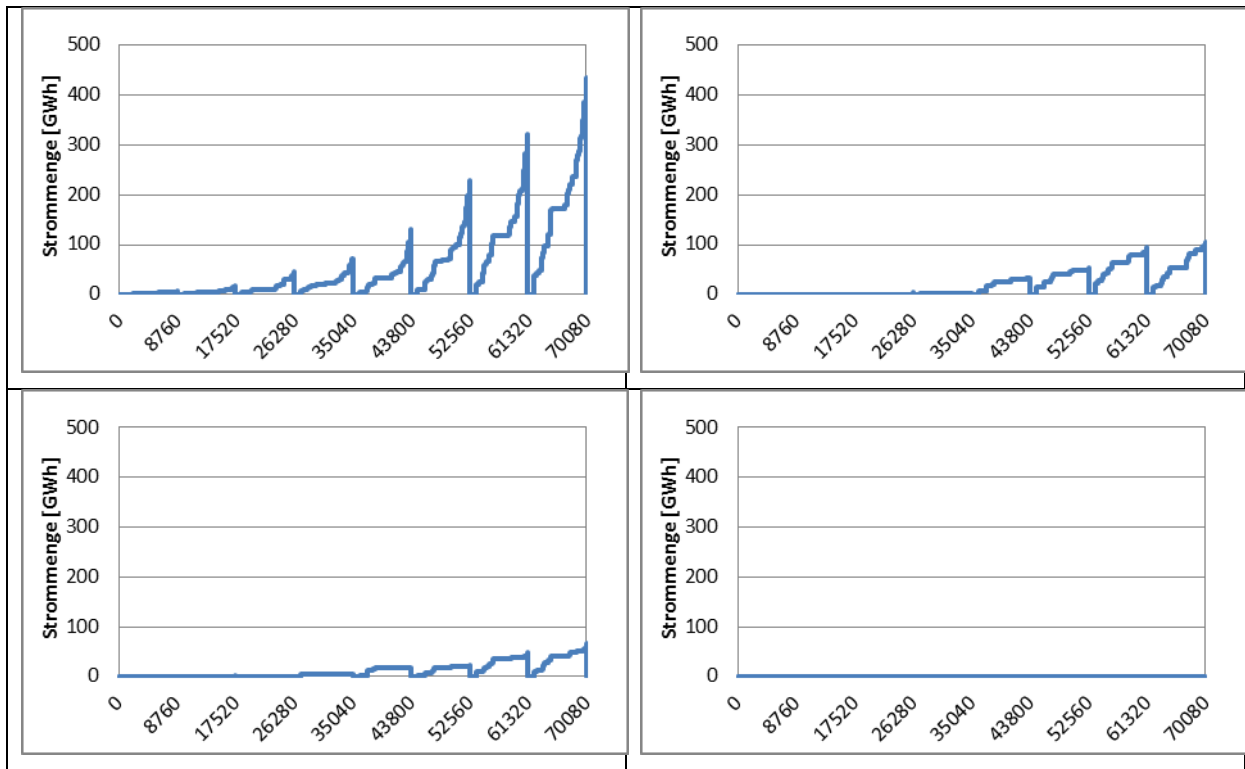


Abbildung 6-38: Abgeregelte Strommengen der WAB beim Lauf ManP "neu" (WAB1-4: gelesen von links nach rechts und oben nach unten).

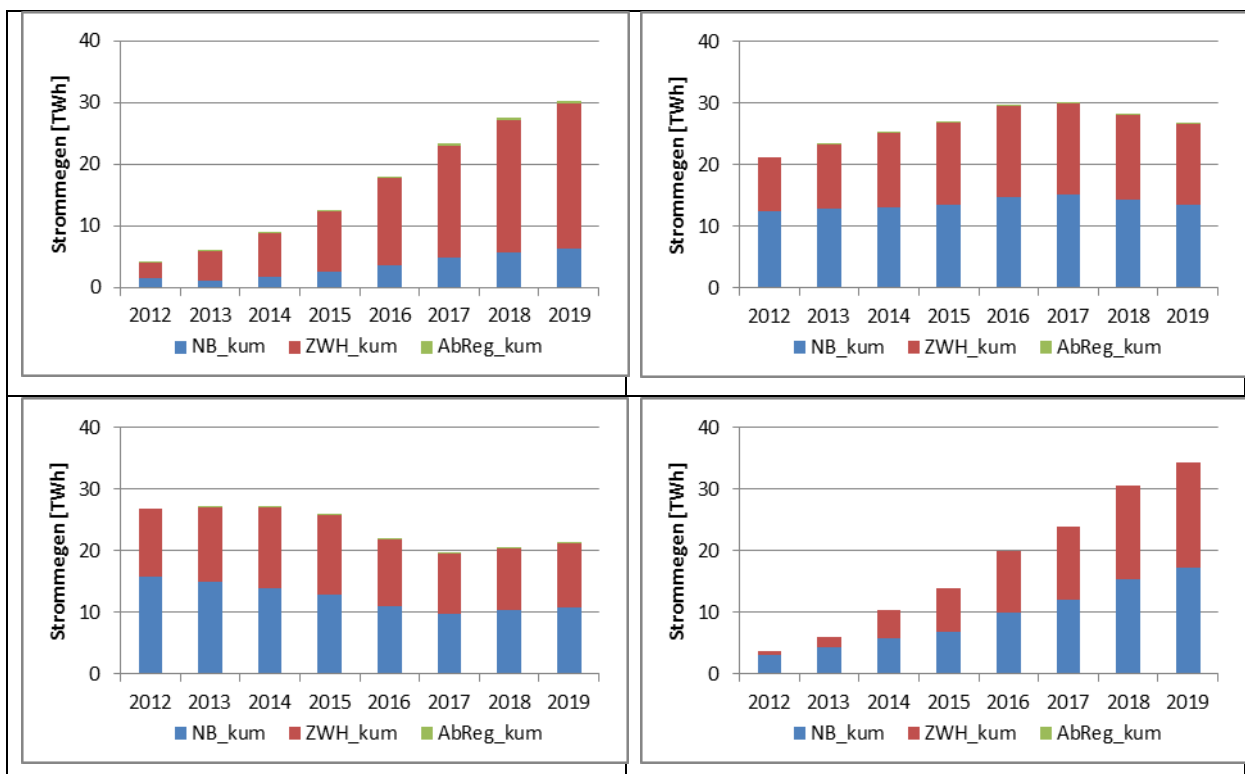


Abbildung 6-39: Erzeugte und abgeregelte Strommengen der WAB beim Lauf ManP "neu" (WAB1-4: gelesen von links nach rechts und oben nach unten).

Wesentlich weniger wird erwartungsgemäß bei den PvAB abgeregelt. Wie man in Abbildung 6-40 erkennt, sind die Anlagen der ersten beiden VK überhaupt nicht davon betroffen. Da sich die Anlagen der VK1 nicht in der DV befinden wäre ein anderes Ergebnis auch nicht nachvollziehbar. Bei den Anlagen der VK3 und 4 könnten am Ende der Simulation lediglich bis zu 7 bzw. 14 GWh abgeregelt werden. Die Mengen fallen im Anbetracht der Gesamtein- speisung aller PV Anlagen der jeweiligen Klasse so gut wie nicht ins Gewicht. Das gesamte abgeregelte Volumen der Strommengen aller PV-Anlagen beträgt bis 2020 gerade einmal 26,8 GWh.

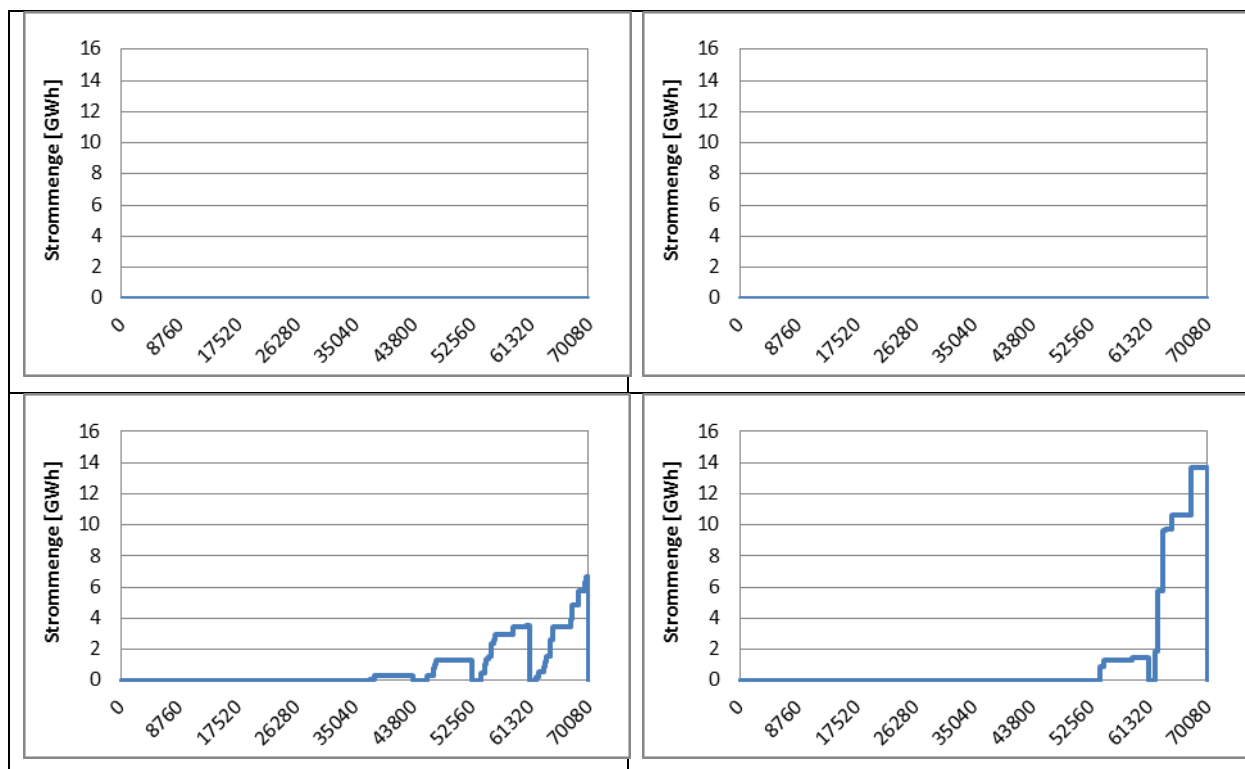


Abbildung 6-40: Abgeregelte Strommengen der PvAB beim Lauf ManP "neu" (PvAB1-4: gelesen von links nach rechts und oben nach unten).

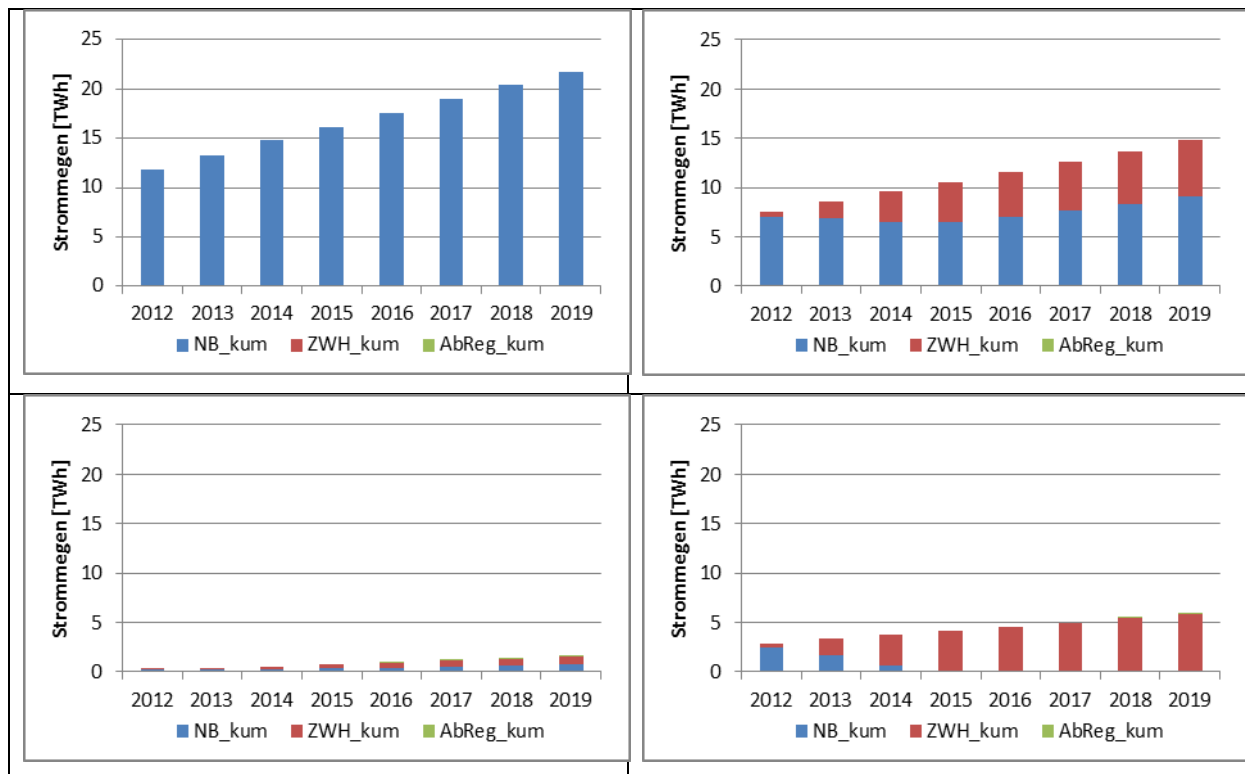


Abbildung 6-41: Erzeugte und abgeregelte Strommengen der PvAB beim Lauf ManP "neu" (PvAB1-4: gelesen von links nach rechts und oben nach unten).

Ähnlich verhält es sich bei den Biomasseanlagen. Außer bei den Anlagen der VK1 werden aufgrund ökonomischer Entscheidungen kaum relevante Mengen bis 2020 abgeregelt. Das abgeregelte Gesamtvolumen bis 2020 beläuft sich auf 200 GWh.

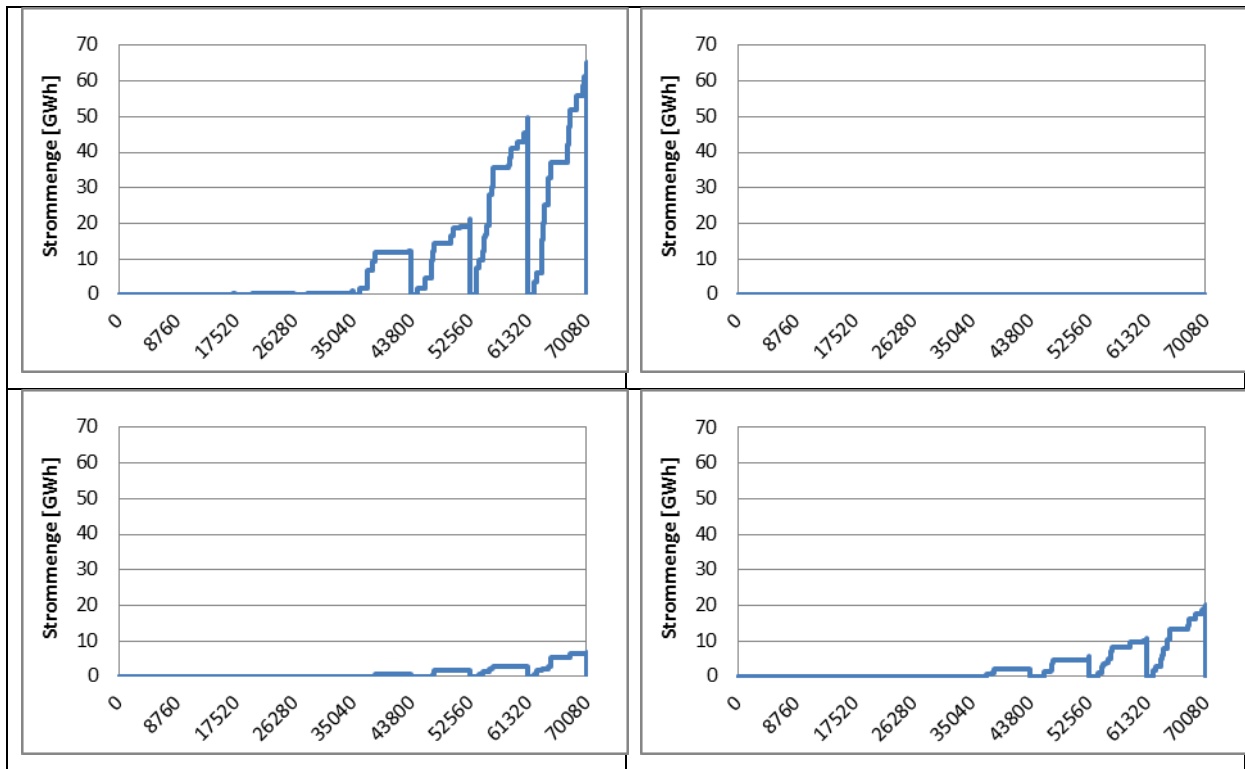


Abbildung 6-42: Abgeregelte Strommengen der BmAB beim Lauf ManP "neu" (BmAB1-4: gelesen von links nach rechts und oben nach unten).

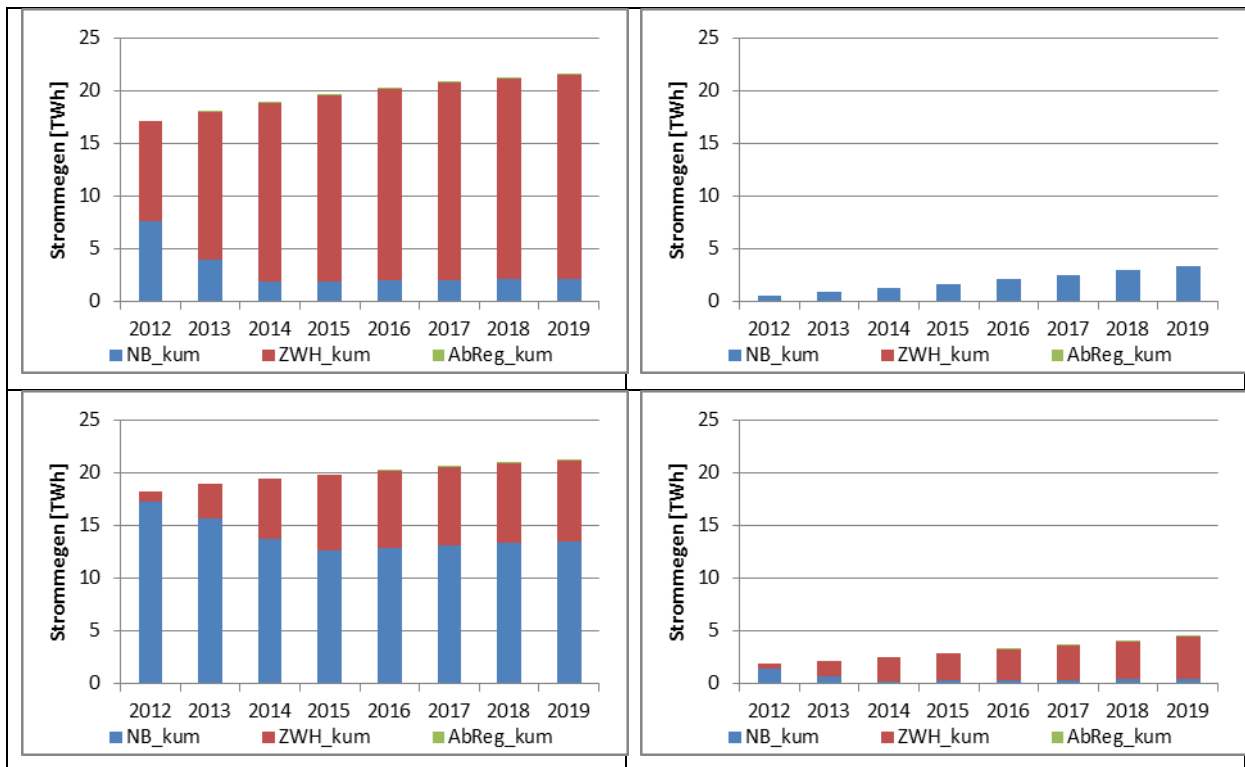


Abbildung 6-43: Erzeugte und abgeregelte Strommengen der BmAB beim Lauf ManP "neu" (BmAB1-4: gelesen von links nach rechts und oben nach unten).

Zusammenfassung

Die mit einem vereinfachten Tag-Nacht-Zyklus flexibel einspeisenden Biomasseanlagen profitieren von der Direktvermarktung über die Marktprämie nicht wie erwartet. Bisherige Analysen zu den Potentialen einer flexiblen Einspeisung scheinen an dieser Stelle nicht die Interdependenzen mit der restlichen EE-Einspeisung zu berücksichtigen. Der weitere anzunehmende Anstieg der installierten PV-Leistung drückt die noch vorhandenen hohen Mittagspreise bis 2020 so stark, dass auch der relative Marktwert der Biomasseanlagen am Ende der Simulationen auf unter 100 % fällt.

Die durch die Marktintegration angereizte freiwillige Abregelung von EE-Anlagen bei negativen Strompreisen wird nach den Ergebnissen der Simulation bis 2020 keine energiewirtschaftlich relevanten Größenordnungen zur Folge haben. Auf Akteursebene sind die Anlagenbetreiber von der Abregelung jedoch sehr unterschiedlich betroffen. Vor allem die WBA der VK1 müssen in Bezug auf ihre gesamten erzeugten Strommengen bis 2020 mit den höchsten abzuregelnden Anteilen rechnen.

Zukünftige Analysen sollten jedoch die Rückkopplung abgeregelter Strommengen auf den Börsenpreis berücksichtigen, so dass die vorhandenen Interdependenzen zwischen abgeregelter EE-Einspeisung und Marktwerten der im Markt verbleibenden Technologien untersucht werden können. Außerdem sollten weitere flexibilisierte Fahrweisen der Biomasseanlagen implementiert werden.

6.1.5 Entwicklung des Fördervolumens

Zur Analyse des Fördervolumens werden im Modell die gesetzlich bedingten Auszahlungen des Netzbetreibers zur EEG-Einspeisevergütung und zur Marktprämie miteinander verglichen.

Da sowohl im Einspeisevergütungssystem als auch bei der Marktprämie nur die Differenzkosten zwischen Vergütungssatz und spezifischem Marktwert - sprich: Day-Ahead Vermarktungswert - der jeweiligen EE-Anlagenklasse das letztendliche notwendige Fördervolumen bestimmen, sollen an dieser Stelle noch einmal die durchschnittlichen Börsenpreise bis 2020 angegeben werden. Denn nur in Bezug auf die Großhandelspreise lassen sich die von den Endverbrauchern zu zahlenden Zusatzkosten vernünftig interpretieren.

Tabelle 6-6: Mittlere Jahresbörsenpreise der Simulationsläufe von AMIRIS

Mittelwert Börsenpreis [€/MWh]	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
EEG-Lauf	48,18	47,20	47,35	48,10	48,46	48,82	48,39	49,42
Marktprämie-Lauf	48,22	47,20	47,29	48,03	48,49	48,73	48,33	49,46

Als erstes vergleichen wir die Kosten des reinen EEG-Laufs mit den entstehenden Förderkosten durch Einführung der Marktprämie nach „alter“ Managementprämie. Abbildung 6-27 stellt die anfallenden Fördervolumina beider Varianten bis Anfang 2020 dar. Zu sehen ist in beiden Läufen ein kontinuierlicher Anstieg des Fördervolumens von ca. 13 Mrd. € im Jahr 2012 bis auf ungefähr 22 Mrd. € im Jahr 2019. Dies scheinen zunächst nicht unerhebliche Größenordnungen zu sein; aussagekräftiger als absolute Werte sind aber auch bei den Fördervolumina die spezifischen Mehrkosten pro erzeugter Strommenge. Berücksichtigt man, dass die EE-Stromzeugung im Modell von 116 TWh auf 210 TWh bis zu Beginn des Jahres 2020 ansteigt, verringert sich die Belastung der Verbraucher sogar von 112 €/MWh auf 105 €/MWh erzeugter EE-Strommenge. Gibt es im gleichen Zeitraum auch bei den Bestimmungen zum privilegierten Letztverbrauch keine weiteren Ausnahmeregelungen, wird demnach auch die EEG-Umlage, die zum größten Teil von allen nicht-privilegierten Letztverbrauchern gezahlt werden muss, bis 2020 entsprechend fallen.

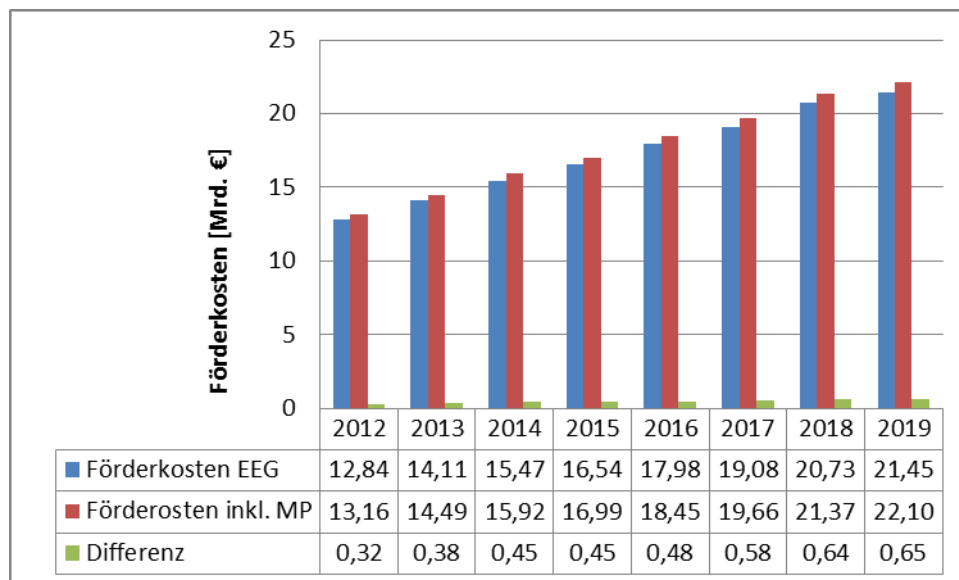


Abbildung 6-44: Vergleich der Kostenvolumina der Fördersysteme EEG-Lauf und ManP "alt".

An dieser Stelle sei nochmal darauf hingewiesen, dass durch die Einführung der Marktprämie die entstehenden Kosten der Vermarktung des EEG-Stroms neu verteilt werden. Tragen bei der AusgIMechV noch die ÜNB die Verantwortung und damit die Kosten zur Vermarktung der EEG-Strommengen auf dem Day-Ahead Markt, übernehmen bei der Direktvermarktung über die Marktprämie diese Pflicht die Direktvermarkter (ZWH in AMIRIS). Die Kosten der Vermarktung nach AusgIMechV wurden im EEG-Konto der ÜNB über die EEG-Umlage verteilt. Wie bereits bei der Analyse zu den ZWH beobachtet werden konnte, sind die Vermarktungskosten entscheidend von den Ausgleichsenergiekosten abhängig, die hauptsächlich von der fluktuierenden EE-Einspeisung verursacht werden. Sinn und Zweck der Einführung der Marktprämie war es u.a., diese Kosten durch den entstehenden Wettbewerb bei den Vermarktern zu senken (vgl. Sensfuß und Ragwitz 2011). Bei der Marktprämie werden diese AE-

Kosten explizit über die Managementprämie abgegolten und damit erstmals quantitativ ausgewiesen. An diesem Punkt zeigt sich auch ein gewisser Trade-Off bei der Entscheidung über das zukünftig sinnvollste Vermarktungssystem der EE. Während durch den Wettbewerb bei den ZWH durchaus von einer Verbesserung der Leistungsprognosen bis 2020 ausgegangen werden kann, steht eine Aufsplittung des EE-Gesamteinspeiseportfolios auf mehrere Vermarkter im Widerspruch zum Portfolio- bzw. Smoothingeffekt bei den fluktuierenden EE.

Um ein etabliertes System weiterzuentwickeln, müssen neue Anreizstrukturen geschaffen werden, damit sich die beteiligten Akteure im Markt überhaupt aus dem Status quo heraus bewegen. Wie die Analysen zur Auswirkung der Einführung der Marktprämie der Kapitel 6.1.2.1 und 6.1.2.2 gezeigt haben, sind auch entsprechende Anreize durch Mehrverdienstmöglichkeiten sowohl bei den ZWH als auch den AB eingeführt worden. Deshalb ist es durchaus nachvollziehbar, dass durch die Einführung der Marktprämie Mehrkosten entstehen. Diese betragen, wie in Abbildung 6-44 zu sehen, laut Modellrechnungen für das Jahr 2012 320 Mio. €. Im Falle der Beibehaltung der „alten“ ManP wären sie bis 2020 auf 650 Mio. € gestiegen.

Nachdem im Lauf des Jahres 2011 neue Benchmarkzahlen zu niedrigeren Vermarktungskosten der ÜNB veröffentlicht wurden, hat sich im Jahr 2012 auch die Politik entschieden, die Managementprämie für fluktuierende Energieträger abzusenken. Dadurch sollte die Belastung der Verbraucher durch die ohnehin in den letzten Jahren gestiegene EEG-Umlage gebremst und eine Überförderung der Akteure bei der DV vermieden werden. In Abbildung 6-45 sind die im Vergleich zum reinen EEG-System anfallenden Mehrkosten durch die „neue“ ManP dargestellt, wie sie mit der statischen Variante von AMIRIS simuliert werden.

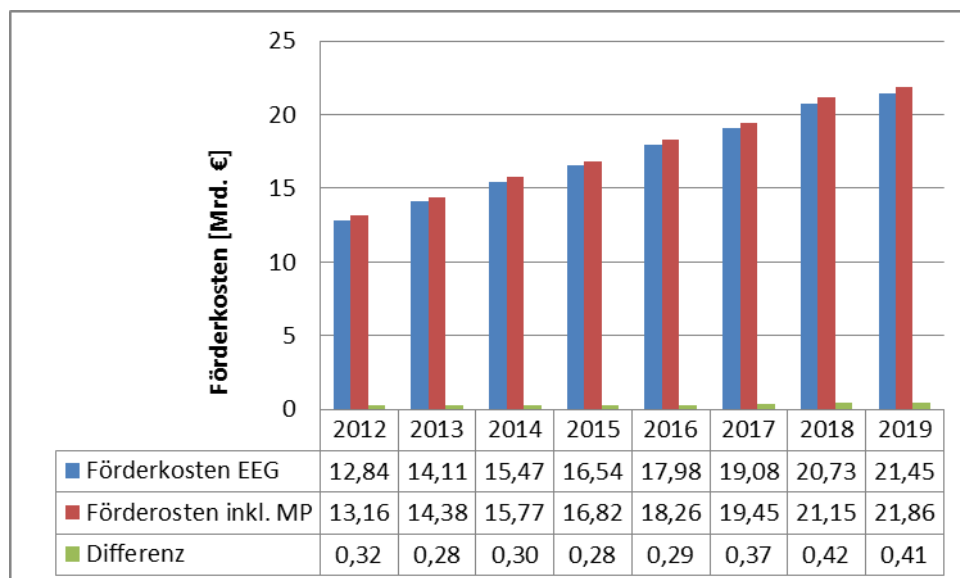


Abbildung 6-45: Vergleich der Kostenvolumina der Fördersysteme EEG-Lauf und ManP "neu".

Zunächst können, wie von der Politik erhofft, im Jahr 2013 die Förderkosten durch die MaPrV um ca. 100 Mio. € gesenkt werden. Im Jahr 2020 können sogar bis zu 240 Mio. € an zusätzlicher Belastung vermieden werden. Dies trifft ziemlich genau die Abschätzung der Bundesregierung, durch die Absenkung die EEG-Umlage in einer Bandbreite zwischen 110 und 210 Mio. € zu entlasten (siehe Bundestags-Drucksache 17/10571). Die gesamte Förderkostendifferenz im Vergleich zum EEG-Lauf steigt bis 2020 dennoch auf rund 410 Mio. €.

Da in den in diesem Kapitel analysierten Läufen jedoch keine veränderte Einspeisung durch die fluktuierenden EE durch die Direktvermarktung angenommen wird (keine Abregelung, keine Speicherung des EE-Stroms), sind eventuelle Steigerungen der Marktwerte der EE-Einspeisung im Zuge der Marktintegration zumindest bei den WAB und PvAB nicht berücksichtigt. Entsprechende mögliche Absenkungen der nötigen Fördervolumina können deshalb an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden.

Zusammenfassung

Erwartungsgemäß wird sich das monetäre Fördervolumen durch die Einführung der Marktprämie im Vergleich zu einem reinen EEG-Einspeisetarif-Szenario ohne Direktvermarktung (Lauf EEG) erhöhen und von Mehrkosten i.H.v. ca. 300 Mio. € 2012 bis 2020 auf 400 Mio. € ansteigen.

Die erhoffte Reduktion des Fördervolumens durch die Absenkung der Managementprämie nach MaPrV 2012 mit einem Gesamtwert von 100-210 Mio. € kann durch die Simulationen bestätigt werden.

Durch die inzwischen stark reduzierten PV-Vergütungssätze kann bei einem angenommenen Zubau der EE-Leistung nach der „Leitstudie 2011“ davon ausgegangen werden, dass die durchschnittlichen EEG-Einspeiseförderungen von 112 €/MWh im Jahr 2012 auf 104 €/MWh Ende 2019 sinken wird.

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

6.2 Dynamische Simulationsläufe

Mit AMIRIS als agentenbasiertem Simulationsmodell besteht darüber hinaus die Möglichkeit, eine Analyse der Auswirkungen auf die Entwicklung der Marktstruktur der an der Marktintegration von EE-Strom beteiligten Akteure vorzunehmen, die auch das Wettbewerbsverhal-

ten berücksichtigt. An dieser Stelle lässt sich damit erstmals von einer Abbildung eines emergenten Verhaltens sprechen, da auf einer höheren Abstraktionsebene eines Systems neue, in keinem Subsystem vordefinierte Eigenschaften entstehen, die sich aus dem autonomen Verhalten der Subsysteme auf einer niedrigeren Abstraktionsebene sowie aus deren Interaktion ergeben (vgl. Kapitel 4.1, Strube 1996).

Hierfür wurde das Modell so erweitert, dass im Wettbewerb der Stromhändler um die Anlagenbetreiber, letztere nun jährlich ihre Vertragskonditionen mit den Zwischenhändlern überprüfen. Bietet ein anderer Zwischenhändler als der, mit dem der Anlagenbetreiber aktuell vertraglich verbunden ist, einen höheren Bonus, so dass die Differenz auch eine spezifische Wechselschwelle überschreitet, wechselt der Anlagenbetreiber in dessen Portfolio (Details zum entsprechenden Verhalten der Agenten s. Kapitel 4.5.1.1 sowie 4.5.2.1). An den Ergebnissen (vgl. folgende Kapitel) lässt sich erkennen, dass dieser Wettbewerb zum Teil mit erheblichen Konsequenzen für die Akteure verknüpft ist.

Zunächst werden in Kapitel 6.2.1 die Unterschiede in der Parametrisierung der dynamischen Modellvariante zu der der statischen Variante (6.1.1) offengelegt. In Kapitel 6.2.2 werden dann die Ergebnisse von Simulationsläufen analysiert, die die Auswirkungen der Absenkung der Managementprämie auf die Einnahmensituation der Akteure zeigen, wobei die Wechselwirkungen des Verhaltens letzterer mit abgebildet werden. Die Sensitivität der Ergebnisse im Hinblick auf die Entwicklung der Preise für Ausgleichsenergiekosten wird in Kapitel 6.2.3 untersucht. In Kapitel 6.2.4 findet schließlich ein Vergleich der Ergebnisse eines dynamischen Simulationslaufs mit Ergebnissen eines Simulationslaufs statt, der unter sonst gleicher Parametrisierung das Wechselverhalten der Anlagenbetreiber nicht mit abbildet.

6.2.1 Parametrisierung des Modells

Für die dynamischen Simulationsläufe wurden zunächst die Kombinationsmöglichkeiten von Anlagenbetreibern und Zwischenhändlern begrenzt, um die Komplexität der Ergebnisse zu reduzieren und sie so für Interpretationen nachvollziehbar zu halten. Die Anlagenbetreiber wurden dabei auf die Windanlagenbetreiber, die Zwischenhändler auf sechs verschiedene Typen begrenzt (Tabelle 6-7, aus der Akteursanalyse waren zehn verschiedene Typen hervorgegangen, vgl. Kapitel 3.5.2.3 sowie Kapitel 4.5.1.6).

Die Zuteilung der direkt vermarkteten Strommengen der Windanlagenbetreiber (Tabelle 6-8) zu den Portfolios der Zwischenhändler für den Ausgangspunkt der Simulationen (Stunde 0, Jahresanfang 2012) erfolgte zur Vereinfachung als einmalige Zuweisung von Anlagenbetreibertypen zu Zwischenhändlertypen. Es wurde also zunächst noch darauf verzichtet, die Strommengen eines einzelnen AB-Typs auf die verschiedenen ZWH-Typen zu verteilen. Zum einen wären die entsprechend zu tätigen Annahmen bis jetzt recht spekulativer Natur, zum

anderen wurde aus Zeitgründen auf die damit verbundene, aufwendige Implementierung in das Modell verzichtet.¹²⁰

So wurde auf der einen Seite der für die Modellierung geschätzte Anteil des jeweiligen ZWH-Typs am gesamten direktvermarkteten Strom aus EEG-Windenergieanlagen (vgl. Kapitel 6.1.1, Tabelle 6-4) einem möglichst ähnlichen Anteil einzelner oder verbundener WAB-Typen am gesamten direktvermarkteten Strom aus Windenergieanlagen gegenübergestellt (Tabelle 6-7 und Tabelle 6-8, vgl. auch die Ergebnisse aus der Akteursanalyse in Kapitel 3.5.1.3). Dabei wurde die Zuteilung allein nach dem Kriterium der Menge vorgenommen, die Typen der Anlagenbetreiber als solche spielten noch keine Rolle. Entsprechende Vertragskonstellationen zwischen WAB- und ZWH-Typen wurden für den Ausgangspunkt der Simulationen eingestellt. Im weiteren Ablauf waren sie dem Wettbewerb ausgesetzt (siehe dazu Kapitel 4.5.1.1, 4.5.1.5 sowie 4.5.2.2.1).

Tabelle 6-7: Zuweisung von DV-Mengen zu ZWH-Typen nach WAB-Typen (für den Ausgangspunkt der Simulationen Anfang 2012; in Klammern sind bei für die dynamischen Simulationen zusammengesetzten ZWH-Typen ebenfalls die Einzelanteile ausgewiesen).

Typ ZWH	Geschätzter Anteil am direktvermarkteten Strom aus EEG-Windenergieanlagen (s. auch Tabelle 6-4)	Anteil am direktvermarkteten Strom aus EEG-Windenergieanlagen nach Zuweisung von WAB-Typen (s. auch Tabelle 6-8)	Typ WAB
(1) Große EVU	5,43 %	10,01 %	(6) Große EVU
(2) Internationales EVU	36,93 %	35,98 %	(1) Privatpersonen + (2) Landwirte
(3) Große Stadtwerke	27 % (Große Stadtwerke / 7,31 % + Stadtwerk Pionier / 20,71 %)	21,09 %	(3) Banken/Fonds
(4) Kleine Stadtwerke	1,27 %	1,83 %	(7) Industrie/Gewerbe
(5) GSP-Händler (mit MP)	9 % (GSP-Händler mit Endkunden / 1,91 % + GSP-Händler mit Geschäftskunden / 6,77 %)	11,41 %	(5) Stadtwerke
(6) Neugründung	20 % (Neugründung mit Erfahrung / 19,22 % + ohne Neugründung ohne Erfahrung / 0,85 %)	19,68 %	(4) Projektierer

Um mit der oben geschilderten Zuweisung von AB- auf ZWH-Typen keine unnötigen strukturellen Benachteiligungen im Wettbewerb entstehen zu lassen, wurde als weitere Festlegung der Schwellenwert x_{\min} (Vertragswechsel) zunächst für alle WAB einheitlich auf 0,7 €/MWh eingestellt, obwohl von größeren Unterschieden ausgegangen werden kann (vgl. Kapitel 3.5.1.3, s. auch Tabelle 4-20). Um diesen Betrag muss ein Angebot eines Zwischenhändlers über dem

¹²⁰ Für die weitere Entwicklung des Modells ist es allerdings vorgesehen, dass die Strommengen der Anlagenbetreiber sich u.a. auch unter Berücksichtigung der Vergütungsklassen so auf die verschiedenen Zwischenhändlertypen verteilen, dass dies (für den Startpunkt der Simulationen) der Realität näher kommt.

Bonus liegen, den der WAB bei seinem aktuellen Vertragspartner erhält, damit ein Wechsel für ihn in Frage kommt. Sensitivitätsanalysen haben dabei ergeben, dass die Höhe dieses Wertes (bis zu 1,00 €/MWh) bei der einheitlichen Einstellung keinen sehr großen Einfluss auf das Marktgeschehen hat¹²¹.

Die Parametrisierungen der nun sechs ZWH-Typen, wie z.B. die Einstellungen zur Prognosequalität, finden sich in Tabelle 6-9. Entsprechende Erläuterungen zu den Werten finden sich in Kapitel 4.5.1.6.

Von den möglichen von den ZWH zu nutzenden Vermarktungspfaden ist bei den dynamischen Läufen nur der Vermarktungspfad 2 (Marktprämie) aktiviert. Die Möglichkeit zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt wird in keinem der dynamischen Simulationsläufe berücksichtigt. Für die Ausgleichsenergiepreise wird (bis auf die entsprechende Sensitivitätsanalyse in Kapitel 6.2.3) das Histogramm der AE-Preise des Jahres 2011 verwendet (vgl. Kapitel 4.4.3).

¹²¹ Dies erklärt sich v.a. mit dem bei kleineren Unterschieden in der Bonushöhe meist greifenden Vertrauenaufschlag, der in Kapitel 4.5.2.1 erläutert wird.

Tabelle 6-8: Verteilung der Strommengen auf die Anlagenbetreiber nach installierter Leistung und Vergütungsklassen (VK).

VK (Anteil an ges. installierter Leistung in %, 2012)	Anteile der Anlagenbetreiber an installierter Leistung der jeweiligen VK						
	(1) Privatpersonen	(2) Landwirte	(3) Banken / Fonds	(4) Projektierer	(5) Stadtwerke	(6) Große EVU	(7) Industrie/ Gewerbe
1 (6,50%)	45,00%	45,00%	keine	10,00%	keine	keine	keine
2 (39,30%)	13,00%	20,00%	22,50%	20,00%	12,50%	10,00%	2,00%
3 (52,00%)	13,00%	20,00%	22,50%	20,00%	12,50%	10,00%	2,00%
4 (2,20%)	keine	keine	25,00%	35,00%	keine	40,00%	keine
Summe	14,79%	21,19%	21,09%	19,68%	11,41%	10,01%	1,83%

Tabelle 6-9: Parametrisierung der ZWH.

Parameter / Typ ZWH	(1) Große EVU	(2) Internationale EVU	(3) Große Stadtwerke	(4) Kleine Stadtwerke	(5) GSP-Händler (mit MP)	(6) Neugründung
Fehler für Preisprognose	0,15	0,15	0,15	0,25	0,2	0,15
Initialer Fehler der Leistungsprognose	0,15	0,15	0,2	0,25	0,15	0,15
Erwartungswert der Zufallsverteilung für die Leistungsprognose (Wert in Abhängigkeit der Prognosequalität zwischen 0,0 (keine AE-Kosten) und 0,15 (sehr hohe AE-Kosten))	0,05	0,05	0,1	0,15	0,05	0,05
Eigenkapitalstock (€)	100.000.000	15.000.000	15.000.000	7.000.000	1.500.000	3.000.000
Suchkostenfaktor [0;1]	0,95	0,95	0,8	0,7	0,7	0,8

6.2.2 Politikanalyse zur Marktprämie

Ebenso wie in Kapitel 6.1.2 sollen bei den in diesem Kapitel beschriebenen Ergebnissen zwei - hier den Wettbewerb der Zwischenhändler berücksichtigende, also dynamische - Simulationenläufe miteinander verglichen werden:

- 4) Eine Simulation mit der „alten“ Managementprämie, wie sie ursprünglich im EEG 2012 vorgesehen war → Lauf ManP „alt“-d
- 5) Eine Simulation mit der „neuen“ Managementprämie, wie sie durch die MaPrV im Jahr 2012 eingeführt wurde → Lauf ManP „neu“-d

Auch an dieser Stelle gilt, dass die in AMIRIS modellierten Agenten (ZWH und AB) Populationen von individuellen Direktvermarktern bzw. Anlagenbetreibern der Realität repräsentieren. Aus den Ergebnissen können keine Rückschlüsse auf einzelne Händler oder Anlagenbetreiber der Realität gezogen werden.

6.2.2.1 Auswirkungen auf Zwischenhändler

Eigenkapitalentwicklung

Für einen ersten Überblick über die Auswirkungen einer derartigen Änderung der Rahmenbedingungen auf die Zwischenhändler bietet sich eine Betrachtung der Entwicklung ihres Eigenkapitals an (vgl. Abbildung 6-46 und Abbildung 6-47, Zuweisung von Stundenwerten zu Jahren s. Tabelle 6-1).

Es ist dabei stark auffallend, dass im Lauf ManP „alt“-d das Eigenkapital fast aller ZWH (bis auf ZWH 4) ein erheblich höheres Niveau erreicht als im Lauf ManP „neu“-d. Besonders erfolgreich im Lauf ManP „alt“-d sind dabei der Typ ZWH 2 (internationale EVU), bei dem das Eigenkapital von 15 Mio. Euro im Jahr 2012 auf knapp 360 Mio. Euro für das Jahr 2019 zunimmt. Auch der Typ ZWH 6 (Neugründung) kann einen sehr steilen Anstieg von 3 Mio. Euro auf 171 Mio. Euro verbuchen. Das Eigenkapital des Typs ZWH 1 (große EVU) steigert sich von 100 Mio. Euro auf knapp 200 Mio. Euro, das des Typs ZWH 3 (große Stadtwerke) von 15 Mio. Euro auf 60,5 Mio. Euro, und der Typ ZWH 5 (GSP-Händler) verbessert sich von 1,5 Mio. Euro 2012 auf etwas über 75 Mio. Euro 2019. Bei all diesen ZWH-Typen ist eine kontinuierliche Zunahme des Eigenkapitals festzustellen. Allein der Typ ZWH 4 (kleine Stadtwerke), der mit 7 Mio. Euro Eigenkapital 2012 startet, verliert im ersten Jahr ca. 300.000 Euro und ist ab 2013 nicht mehr an der Direktvermarktung von Windstrom beteiligt (Abbildung 6-46).

Im Simulationslauf ManP „neu“-d ist der (relative) Erfolg des ZWH 2 hervorstechend. Sein Eigenkapital nimmt von 15 Mio. Euro 2012 auf knapp 200 Mio. Euro für 2019 zu. Auch der ZWH 6 kann einen relativ starken Anstieg von 3 Mio. Euro auf 48 Mio. Euro verbuchen. Das Eigenkapital des ZWH 1 steigert sich immerhin von 100 Mio. Euro auf 120 Mio. Euro, das von

ZWH 5 von 1,5 Mio. Euro auf 25 Mio. Euro. Der ZWH 3 ist im Jahr 2012 noch erfolgreich und steigert sein Eigenkapital für 2013 von 15 Mio. Euro auf ca. 30 Mio. Euro. Danach aber nimmt es bis 2015 zunächst auf 18,3 Mio. Euro und dann für 2016 sogar auf knapp 2 Mio. Euro ab. Ab 2016 ist er nicht mehr an der Direktvermarktung von Windstrom beteiligt, da er seine Vertragspartner an Wettbewerber verliert (vgl. folgende Absätze zur Entwicklung der Bonushöhe). Ein noch schnellerer Ausstieg findet nach zwei Jahren bei dem Typ ZWH 4 statt, dessen Eigenkapital sich von 7 Mio. Euro 2012 auf 4,4 Mio. Euro für 2014 verringert (Abbildung 6-47).

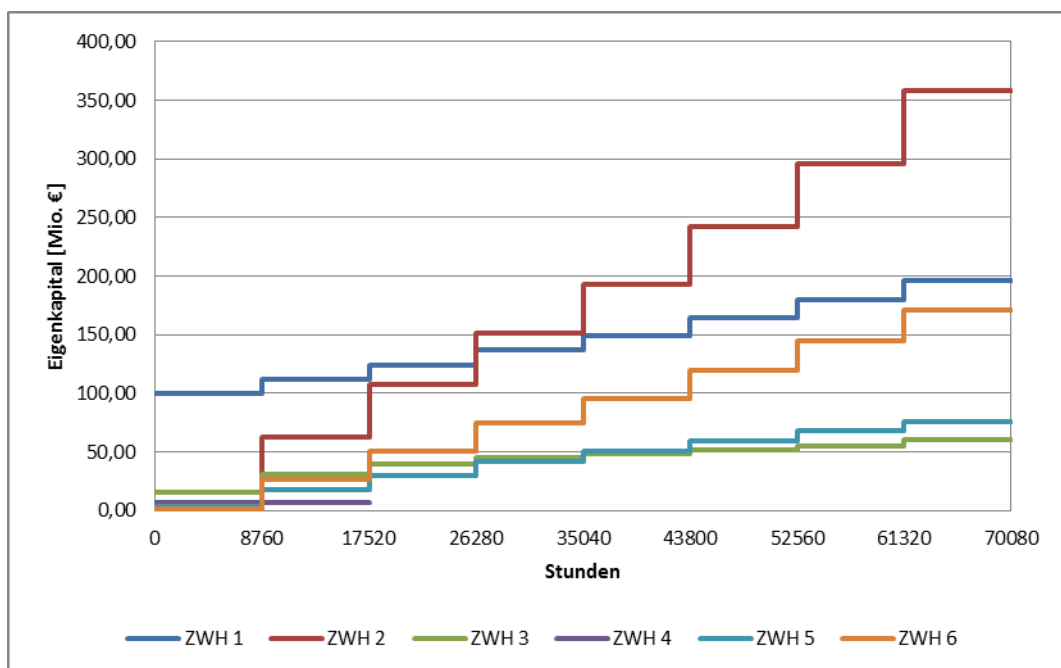


Abbildung 6-46: Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf ManP „alt“-d.

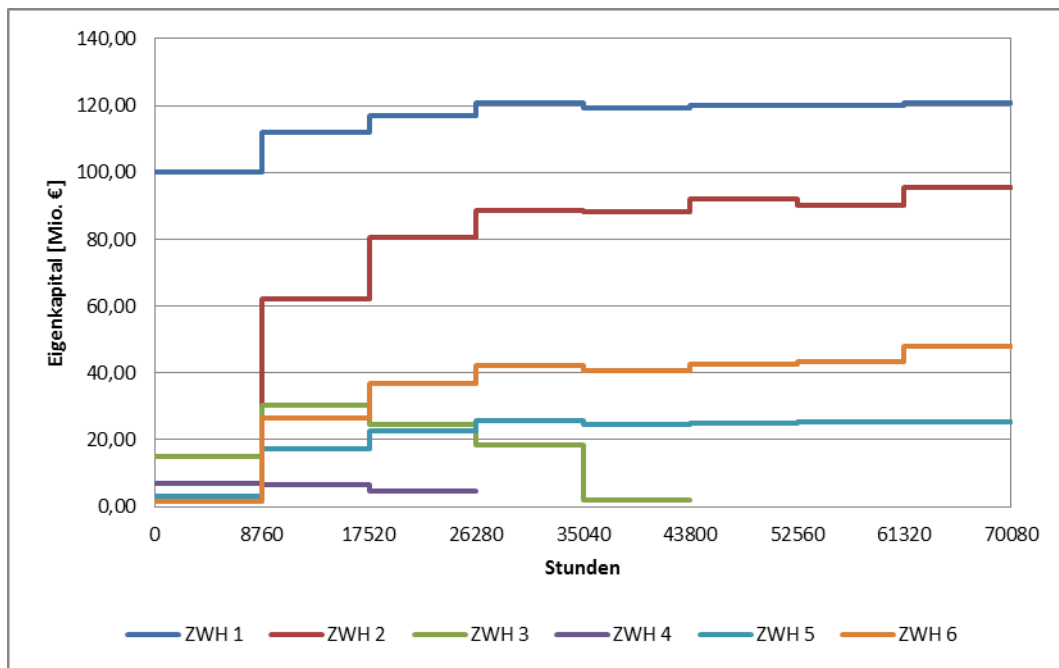


Abbildung 6-47: Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf ManP „neu“-d.

Gesamtergebnis

Der beträchtliche Unterschied in der Eigenkapitalentwicklung der ZWH zwischen den Simulationsläufen ManP „alt“-d und ManP „neu“-d ist ein Ergebnis der entsprechenden Entwicklungen der Gesamtergebnisse in den Bilanzperioden der ZWH (Abbildung 6-48 und Abbildung 6-49, Erläuterungen zur Zusammensetzung des Gesamtergebnisses vgl. Kapitel 6.1.2.1).

In dem Fördersystem mit „alter“ Managementprämie erzielen alle ZWH-Typen (bis auf den ZWH 4) zum Teil deutliche Gewinne über den gesamten Simulationszeitraum. ZWH 2 erreicht dabei 2019 mit 65 Mio. Euro ein Maximum, auch der ZWH 6 behält im Vergleich zu den übrigen ZWH seine sehr gute Position und erzielt 2019 einen Gewinn in Höhe von fast 30 Mio. Euro. ZWH 1 steigert seinen Gewinn 2019 auf ca. 65 Mio. Euro. Dagegen verzeichnen ZWH 3 und ZWH 5 Gewinneinbußen, sie starten 2012 mit 15,2 Mio. Euro (ZWH 3) bzw. 14,2 Mio. Euro (ZWH 5) und können 2019 lediglich noch 3,7 Mio. Euro (ZWH 3) bzw. 8,4 Mio. Euro (ZWH 5) erwirtschaften. Beim ZWH 4 treten schon 2012 Verluste in Höhe von ca. 320.000 Euro auf. Wie im Abschnitt zur Eigenkapitalentwicklung geschrieben, befinden sich nach 2012 keine Windstrommengen mehr im Portfolio des ZWH 4. Die in der Grafik erscheinenden Verluste sind auf die nach wie vor bestehenden Ausgaben für fixe und variable Geschäftskosten zurückzuführen (Abbildung 6-48).

In Abbildung 6-49 ist augenfällig zu erkennen, dass die Absenkung der Managementprämie mit enormen Einbußen auf Seiten der ZWH verbunden ist. Die Ergebnisse des Simulationslaufs ManP „neu“-d zeigen dabei, dass von den Rückgängen sämtliche ZWH betroffen sind. 2015 verzeichnen z.B. alle Verluste. Am stärksten trifft es dabei ZWH 3 mit einem Minus in

Höhe von ca. 16 Mio. Euro im Jahr 2015. In den Folgejahren ist er an der Vermarktung von Windstrom auch nicht mehr beteiligt. Aber auch ZWH 2 und ZWH 6, die im Vergleich zu den übrigen ZWH nach wie vor am erfolgreichsten sind, schließen manches Jahr mit einem Minus ab, z.B. der ZWH 2 2017 mit einem Verlust von 2 Mio. Euro und ZWH 6 2019 mit minus 1,7 Mio. Euro. 2018 ist für diese beiden Typen in der zweiten Hälfte des Simulationszeitraums ein relativ gutes Jahr, der ZWH 2 verbucht einen Gewinn von 5,6 Mio. Euro und ZWH 6 ein Plus von 4,8 Mio. Euro.

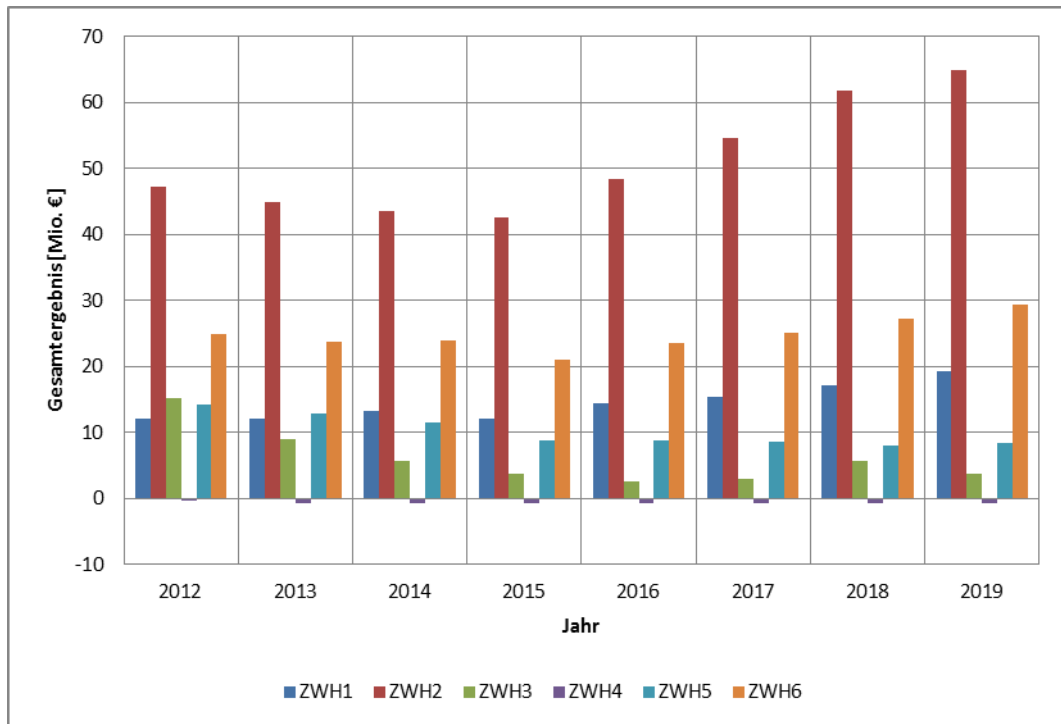


Abbildung 6-48: Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf ManP „alt“-d.

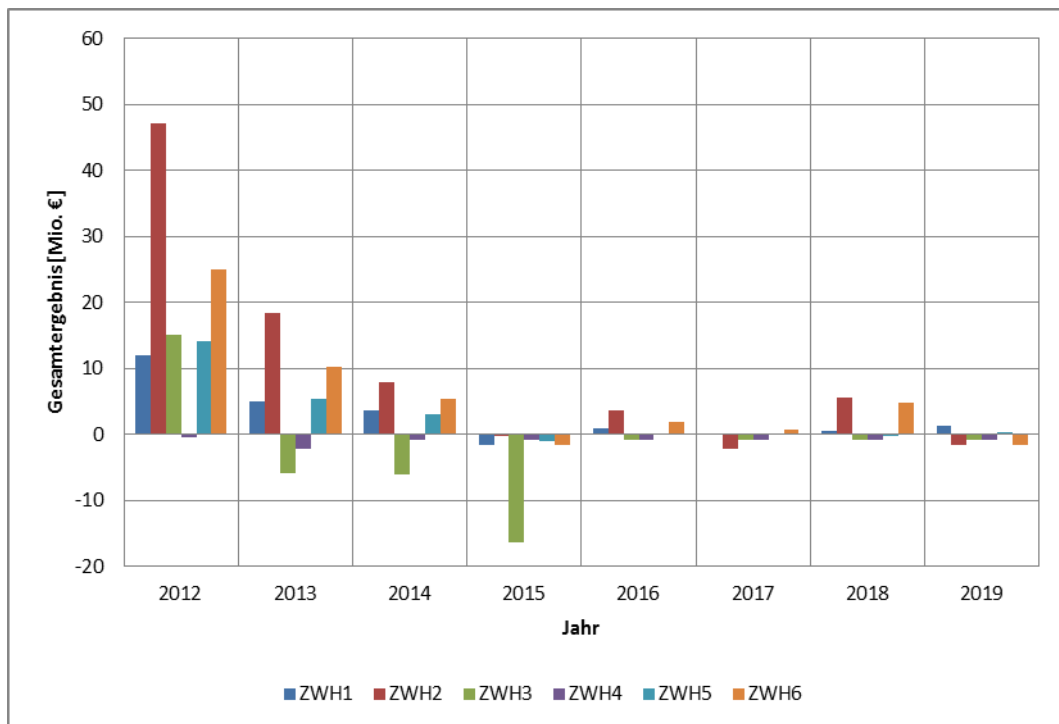


Abbildung 6-49: Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der Zwischenhändler bei Lauf ManP „neu“-d.

Die Absenkung der Managementprämie wird von den ZWH über eine Reduktion der von ihnen ausgezahlten Boni an die Anlagenbetreiber weitergegeben (Abbildung 6-50, vgl. dazu auch Kapitel 4.5.1.5). Im Lauf ManP „alt“-d (in der Abbildung links) starten alle ZWH mit einem Bonus für fluktuierende EE in Höhe von 6,0 €/MWh. 2013 erfolgt eine erste Absenkung auf 5,5 €/MWh, allein der ZWH 4 geht zu dem Zeitpunkt wegen seines schlechten Ergebnisses im Vorjahr schon auf 4,5 €/MWh herunter. Infolge der sich so ergebenden Differenz von 1 €/MWh verliert er den zu dem Zeitpunkt vertraglich an ihn gebundenen AB-Typ 7 an ZWH 3. In Folge der Degression der Managementprämie zur Kompensation von Lerneffekten senken bis 2015 dann fast alle übrigen ZWH die Höhe des von ihnen gezahlten Bonus' auf 3,3 €/MWh. Der ZWH 3 geht wegen seines im Vergleich zu den anderen ZWH geringeren Gesamtergebnisses (vgl. Abbildung 6-48) sogar auf 3,0 €/MWh herunter.

Im Lauf ManP „neu“-d zahlen die ZWH 2012 zunächst ebenfalls noch einen Bonus von 6,0 €/MWh, aber schon 2013, sobald die alternative Rahmenbedingung in Form der Absenkung der Managementprämie greift, senken sie ihren Bonus auf 3,685 €/MWh, wobei auch hier wieder der ZWH 4 wegen seines schlechten Gesamtergebnisses in 2013 eine stärkere Reduktion auf 3,0 €/MWh vornimmt und seinen Vertragspartner damit an ZWH 6 verliert. Ab 2014 senkt auch ZWH 3 seinen Bonus nach seinem vorjährigen Gesamtergebnis von -5,8 Mio. Euro und einer entsprechenden Lebensdauerberechnung (vgl. Kapitel 4.5.1.5) wesentlich stärker als seine Konkurrenten ab. Zum Jahr 2016 verliert er infolgedessen dann auch den an ihn gebundenen Anlagenbetreiber ebenfalls an ZWH 6 (dessen Konditionen z.B.

aber nicht besser als die des ZWH 2 sind¹²²) und ist damit an der Direktvermarktung nicht mehr weiter beteiligt. Die Bonuszahlungen der übrigen ZWH pendeln sich in den letzten vier Jahren der Simulation abhängig von ihrem vorjährigem Gesamtergebnis auf einem Niveau von 1,665 €/MWh bis 1,85 €/MWh ein.

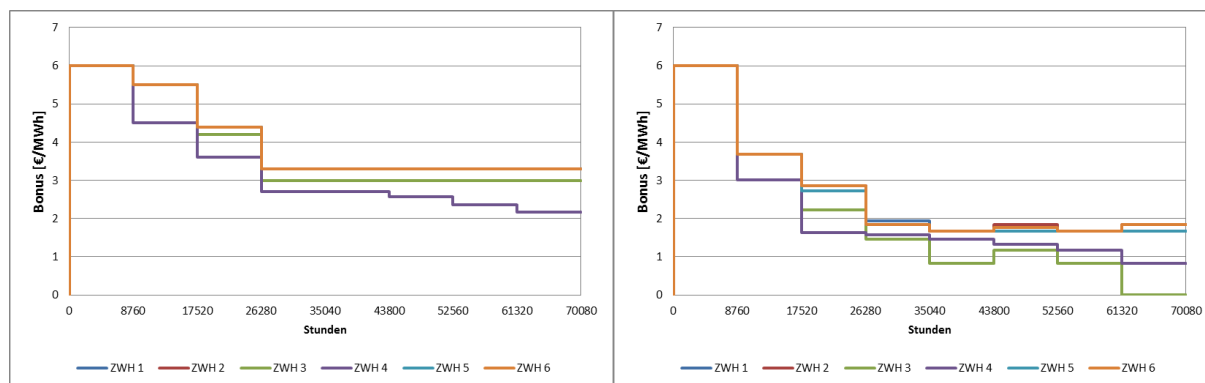


Abbildung 6-50: Entwicklung der Bonushöhe für fluktuierende EE-Technologien von 2012-2020 (links: Lauf ManP „alt“-d; rechts: Lauf ManP „neu“-d).

Ausgleichsenergiekosten

Das Gesamtergebnis eines ZWH wird neben den Bonuszahlungen maßgeblich beeinflusst von seinen Kosten für Ausgleichsenergie (vgl. dazu Kapitel 4.5.1.3 und Kapitel 6.1.2.1). Beide Größen werden in ihrer absoluten Höhe dabei von der Menge des gehandelten Stroms mitbestimmt. So müssen im Lauf ManP „alt“-d ZWH 2 und ZWH 3, die über ca. 36% (ZWH 2) bzw. 21% und ab 2013 23% (ZWH 3) des gehandelten Windstroms verfügen, die größten AE-Zahlungen leisten (2019 63,6 Mio. Euro bzw. 55,7 Mio. Euro). Aus der Relation zu den Strommengen ergeben sich im Fall der AE-Zahlungen die sog. spezifischen Kosten für Ausgleichsenergie, die die durchschnittlichen AE-Kosten für jede gehandelte MWh des spezifischen Portfolios eines ZWH angeben. Diese verdeutlichen die Auswirkung der Unterschiede zwischen den Prognosequalitäten der ZWH. Bis auf ZWH 3 und ZWH 4 verfügen die ZWH im Modell über „gute“ Leistungsprognosen (s. Tabelle 6-9). ZWH 3 besitzt eine „mittlere“ Güte der Leistungsprognose und ZWH 4 über eine relativ „schlechte“ Güte. Da sie infolgedessen relativ zur Größe ihres Portfolios größere Mengen an Ausgleichsenergie zukaufen müssen, liegen ihre spezifischen Kosten auf einem Niveau von mindestens 3,46 €/MWh (ZWH 3) bzw. 5,31 €/MWh (ZWH 4, 2012). Die AE-Kosten der übrigen ZWH bewegen sich zwischen 1,65 €/MWh (ZWH 1, 2014) und 1,85 €/MWh (ZWH 5, 2018). Diese verbleibenden Unterschiede

¹²² Der Wettbewerbserfolg eines ZWH hängt in AMIRIS zum aktuellen Modellstand leider noch sehr stark vom Zufall ab. Noch erhält derjenige ZWH, der einem AB als erstes ein Angebot unterbreitet, für welches dieser seinen Vertrag wechseln würde, gleich den Zuschlag, auch wenn es andere, gleich gute Angebote geben sollte.

begründen sich mit dem im Kapitel 4.5.1.2 beschriebenen Portfolioeffekt, für den festgelegt wurde, dass mit jedem Gigawatt im Portfolio der Prognosefehler um einen zusätzlichen Prozentpunkt steigt bzw. um einen Prozentpunkt sinkt. Der in der Prognosegüte liegende relativ hohe Unterschied in den spezifischen Kosten ist dabei auch der Grund, dass der ZWH 6, der immerhin ähnlich wie der ZWH 3 über knapp 20% des Windstroms verfügt, AE-Zahlungen nur in Höhe von 28,3 Mio. Euro leisten muss (Abbildung 6-51 und Abbildung 6-52).

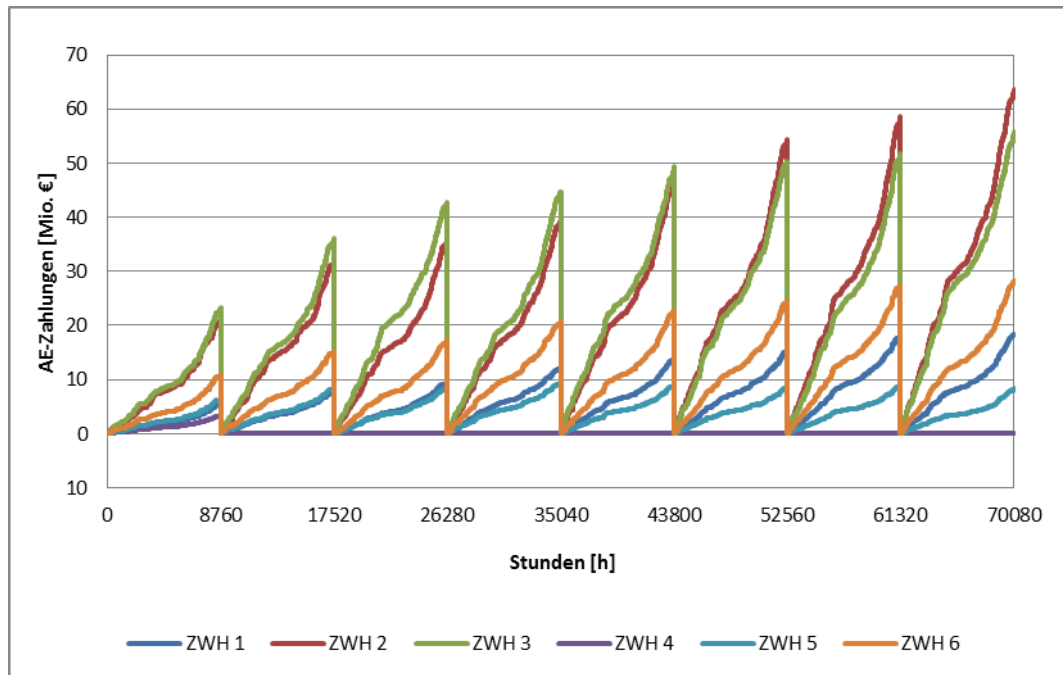


Abbildung 6-51: Verlauf der jährlich kumulierten Ausgleichsenergiezahlungen der ZWH im Lauf ManP „alt“-d.

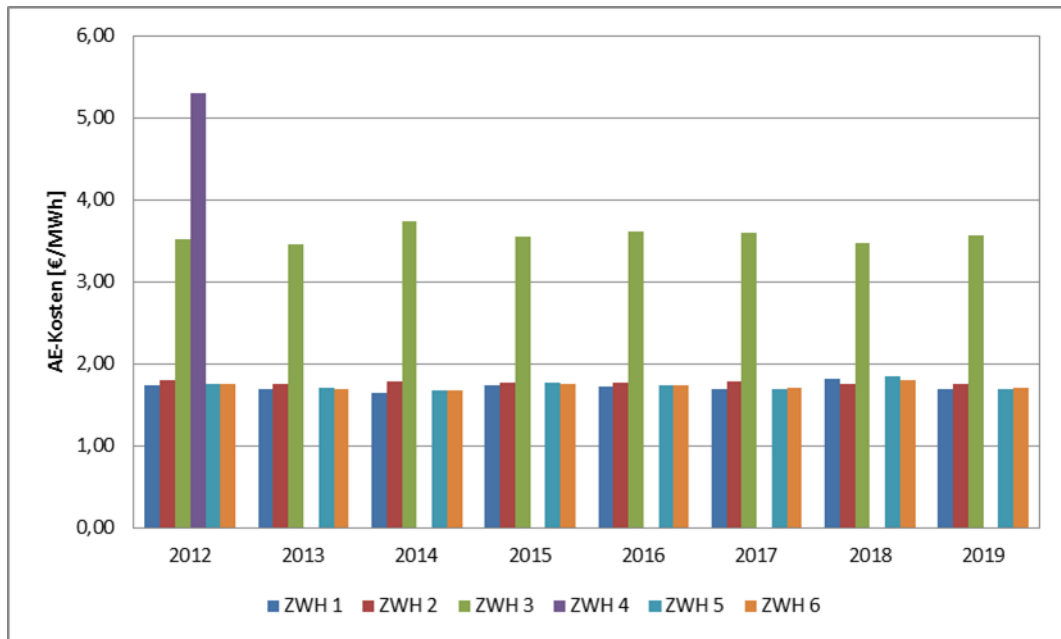


Abbildung 6-52: Spezifische Ausgleichsenergiekosten der ZWH pro Jahr im Lauf ManP „alt“-d.

Für den Lauf ManP „neu“-d finden sich die AE-Zahlungen in Abbildung 6-53 und die spezifischen AE-Kosten in Abbildung 6-54. Für erstere bestehen Unterschiede zu denen aus dem Lauf ManP „alt“-d vor allem bei ZWH 3 und ZWH 4, da diese zu unterschiedlichen Zeitpunkten ihre Vertragspartner zur Direktvermarktung verlieren. Der einzige weitere deutliche Unterschied besteht in den Zahlungen des ZWH 6. Dieser gewinnt im Lauf ManP „neu“-d zwei neue Vertragspartner und muss infolge der damit wachsenden Strommengen (von knapp 20% des gehandelten Windstroms 2012 auf 42,6% ab 2016) auch höhere AE-Zahlungen leisten. Die spezifischen AE-Kosten bewegen sich für ZWH 3 zwischen 3,44 €/MWh (2014) und 3,55 €/MWh (2015), für ZWH 4 zwischen 5,14 €/MWh (2013) und 5,31 €/MWh (2012) sowie für die übrigen ZWH zwischen 1,65 €/MWh (ZWH 1, 2014) und 1,85 €/MWh (ZWH 5, 2018). Hier bestehen also keine nennenswerten Unterschiede zu den spezifischen AE-Kosten im Lauf ManP „alt“-d.

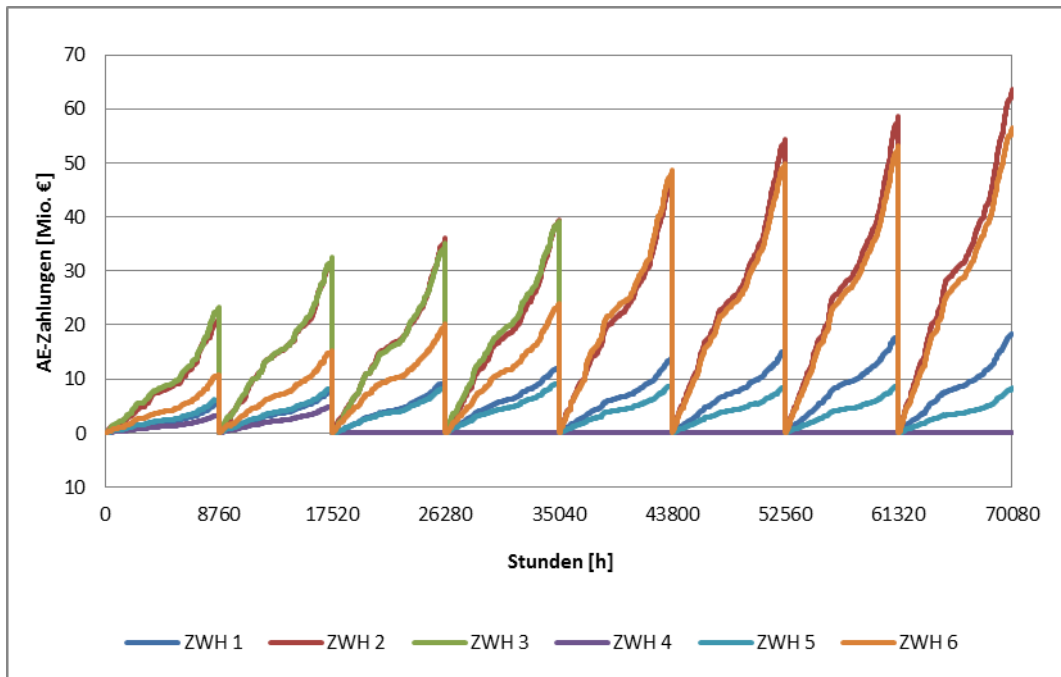


Abbildung 6-53: Verlauf der jährlich kumulierten Ausgleichsenergiezahlungen der ZWH im Lauf ManP „neu“-d.

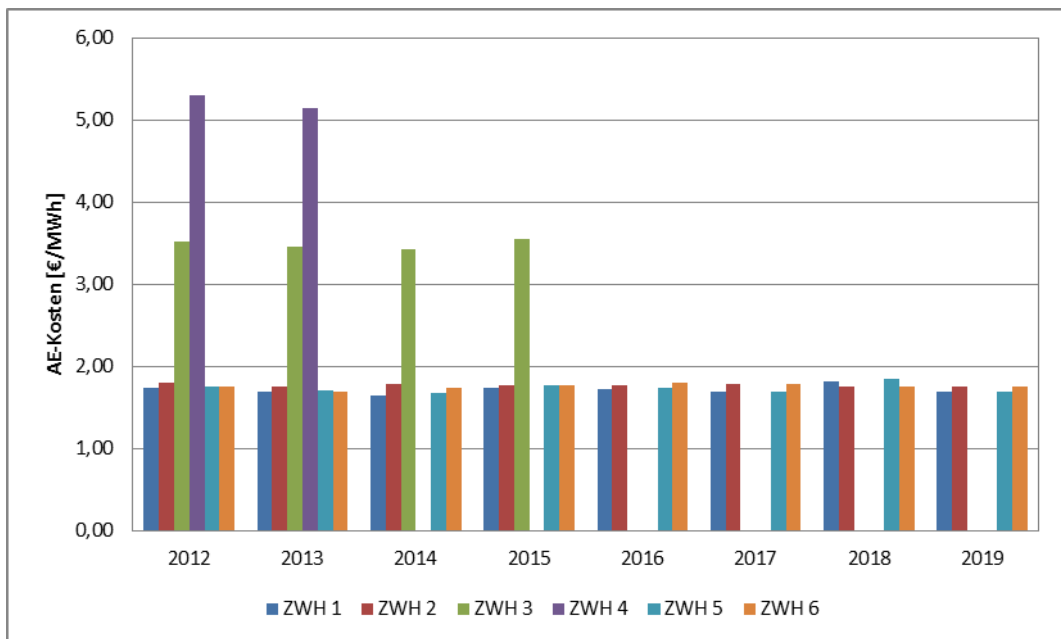


Abbildung 6-54: Spezifische Ausgleichsenergiekosten der ZWH pro Jahr im Lauf ManP „neu“-d.

6.2.2.2 Auswirkungen auf Anlagenbetreiber

Die infolge der Absenkung der Managementprämie verminderten Boni der ZWH, die sie den Anlagenbetreibern zahlen, sind mit entsprechenden direkten Auswirkungen auch auf deren Einnahmensituation verbunden. Die Unterschiede der Einnahmen der WAB zwischen den Läufen ManP „alt“-d und ManP „neu“-d finden sich in Abbildung 6-55. Insgesamt beläuft sich der Unterschied in den Einnahmen der WAB über den gesamten Simulationszeitraum und

über alle Vergütungsklassen auf 717 Mio. Euro (in der statischen Modellvariante liegt dieser Betrag bei ca. 520 Mio. Euro, vgl. Kapitel 6.1.2).

Der Verlauf der Einnahmendifferenz der einzelnen Vergütungsklassen spiegelt vor allem die Entwicklung der Verteilung der Strommengen über die Zeit wieder. Immer mehr Windkraftanlagen wechseln z.B. im Lauf der Jahre in die Grundvergütung, der Zubau von Offshore-Anlagen schreitet voran - bei einer Auszahlung eines im Falle der „alten“ Managementprämie ja um einiges höheren Bonus wirkt sich dies auch bei gleichbleibender Differenz verstärkend auf das absolute Gesamtergebnis aus.

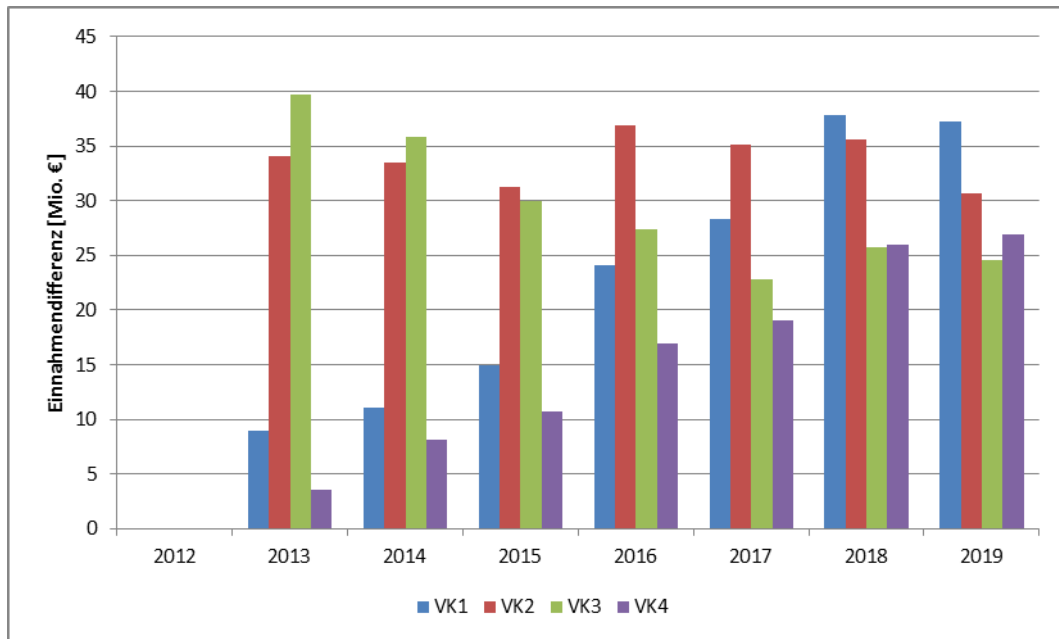


Abbildung 6-55: Einnahmen der WAB im Lauf ManP „alt“-d abzüglich der Einnahmen im Lauf ManP „neu“-d.

6.2.3 Sensitivitätsanalyse zur Höhe der Kosten für Ausgleichsenergie

Da die das Gesamtergebnis stark beeinflussenden spezifischen Kosten für Ausgleichsenergie einen entscheidenden Erfolgsfaktor für die ZWH darstellen, just aber einer hohen Unsicherheit in den Annahmen unterliegen (vgl. Kapitel 4.4.3.3), greifen wir in diesem Kapitel neben dem „Standardlauf“, dem das Histogramm der AE-Preise des Jahres 2011 zugrunde liegt, das unter 4.4.3.3 beschriebene Preisszenario auf, bei dem die Differenz der Häufigkeit jeder Klasse im Vergleich zur Gleichverteilung halbiert wird (im Folgenden „Preisszenario A“).

Es werden folgende zwei Simulationsläufe miteinander verglichen, denen jeweils die „neue“ Managementprämie zugrunde liegt:

- 1) Eine Simulation, die für die Ausgleichsenergiepreise das Histogramm der Preis des Jahres 2011 verwendet → Lauf ManP „neu“-d

- 2) Eine Simulation, die für die Ausgleichsenergiepreise das Preisszenario A verwendet, bei dem die Differenz der Häufigkeit jeder Klasse im Vergleich zur Gleichverteilung halbiert wird → Lauf ManP „neu“-dA

6.2.3.1 Auswirkungen auf Zwischenhändler

Eigenkapitalentwicklung

Schon der Blick auf die Entwicklung des Eigenkapitals der ZWH offenbart, dass sich eine flachere Verteilung der AE-Preise bei gleichem Durchschnitt zumindest auf die erfolgreichen ZWH deutlich entlastend auswirkt. Der ZWH 2 erreicht mit dieser alternativen Kostenstruktur 2019 ein Eigenkapital von 124 Mio. Euro (ManP „neu“-d: 95,6 Mio. Euro), aber auch ZWH 1, ZWH 5 und ZWH 6 können Steigerungen auf 130 Mio. Euro (ZWH 1, ManP „neu“-d: 120 Mio. Euro), 30,8 Mio. Euro (ZWH 5, ManP „neu“-d: 25 Mio. Euro) bzw. 58,5 Mio. Euro (ZWH 6, ManP „neu“-d: 48 Mio. Euro) verbuchen. Für den ZWH 3 bedeutet die verbesserte Lage, dass er sich ein Jahr länger am Markt halten kann, 2016 anstelle von über knapp 2 Mio. Euro (ManP „neu“-d) immerhin noch über 15,2 Mio. Euro verfügt, die für 2017 aber auf 6,8 Mio. Euro zusammenschmelzen. In dem Jahr ist er dann auch nicht mehr an der Direktvermarktung beteiligt. Für den ZWH 4 kommt auch mit der alternativen Kostenstruktur für Ausgleichsenergie schon 2014 das Ende, immerhin stehen ihm zu dem Zeitpunkt noch 5,4 Mio. Euro anstelle von 4,4 Mio. Euro (ManP „neu“-d) zur Verfügung. Für 2015 sinkt sein Eigenkapital auf 4,7 Mio. Euro (Abbildung 6-56, zu den Ergebnissen aus dem Lauf ManP „neu“-d siehe Abbildung 6-47).

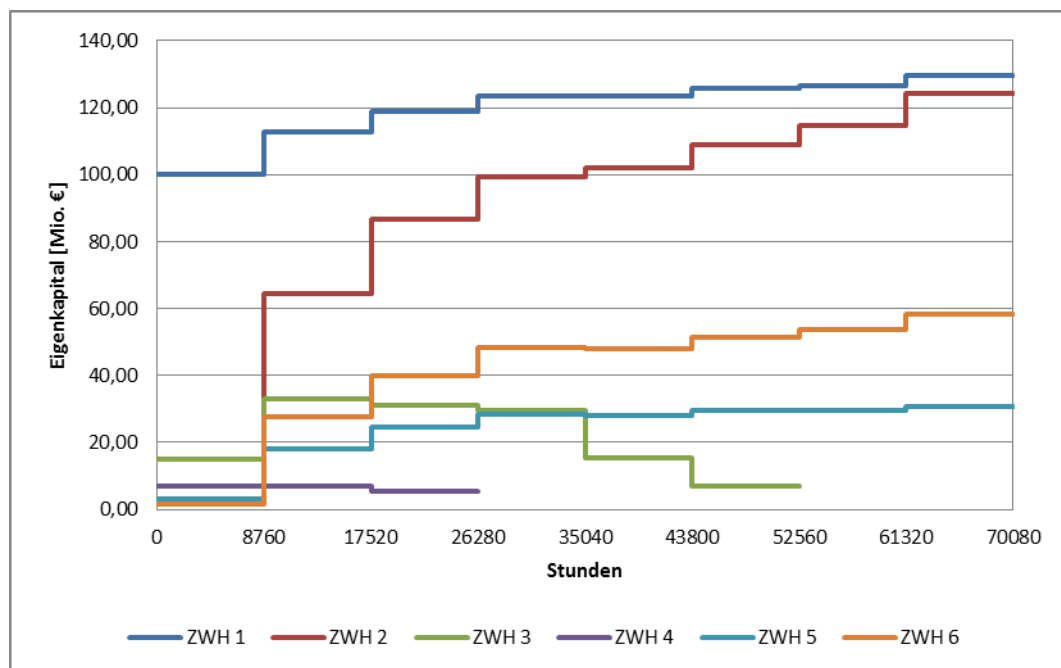


Abbildung 6-56: Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf ManP „neu“-dA.

Gesamtergebnis

Analog zu den Ergebnissen beim Eigenkapital entwickeln sich im Lauf ManP „neu“-dA die Gesamtergebnisse der ZWH. Im Vergleich zum Lauf ManP „neu“-d fallen insbesondere die Gewinne der erfolgreichen ZWH höher aus. So erzielt der ZWH 2 z.B. im Jahr 2018 einen Gewinn von 9,6 Mio. Euro (ManP „neu“-d: 5,6 Mio. Euro). Für ihn fallen aber auch die übrigen Jahre deutlich besser aus. Ähnlich geht es ZWH 1, ZWH 5 und ZWH 6, deren Unterschiede wegen der im Vergleich zu ZWH 2 geringeren Umsätze und damit auch des in absoluter Höhe geringeren Einflusses der AE-Kosten allerdings auch in der Grafik nicht ganz so deutlich zutage treten. Allein im Jahr 2015 verzeichnen bis auf ZWH 2 alle übrigen ZWH zum Teil deutliche Verluste (Abbildung 6-57, zu den Ergebnissen aus dem Lauf ManP „neu“-d siehe Abbildung 6-49).

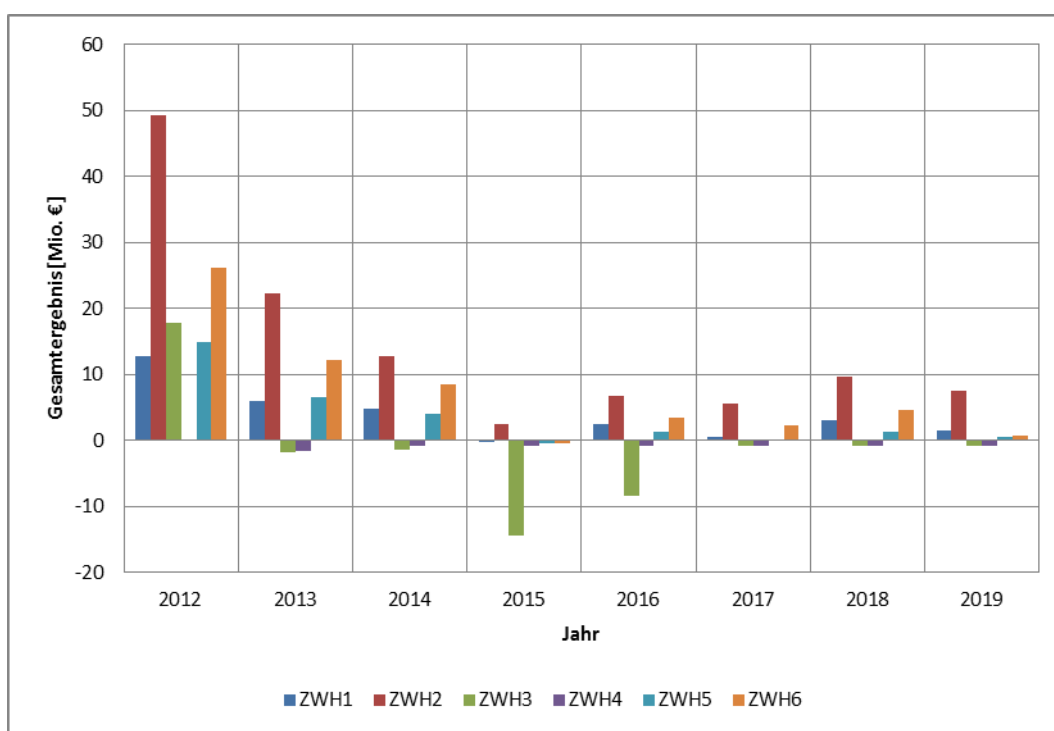


Abbildung 6-57: Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der Zwischenhändler bei Lauf ManP „neu“-dA.

Ein Vergleich der Höhe der von den ZWH gezahlten Boni in den beiden Grafiken der Abbildung 6-58 zeigt auf den ersten Blick keine großen Unterschiede – abgesehen von der Entwicklung bei ZWH 3 und ZWH 4. Wie im Lauf ManP „neu“-d (in der Abbildung links) starten auch im Lauf ManP „neu“-dA alle ZWH mit einem Bonus für fluktuierende EE in Höhe von 6,0 €/MWh. 2013 erfolgt wie in den übrigen Läufen eine erste Absenkung auf 3,685 €/MWh, allein der ZWH 4 geht auch im Lauf ManP „neu“-dA zu dem Zeitpunkt wegen seines schlechten Ergebnisses im Vorjahr schon auf 3,015 €/MWh herunter. Infolge der sich im nächsten

Jahr noch vergrößernden Differenz zu den Boni der übrigen ZWH verliert er wie im Lauf ManP „neu“-d 2014 den vertraglich an ihn gebundenen Anlagenbetreiber an ZWH 6. Wegen der Degression der Managementprämie senken bis 2015 dann fast alle übrigen ZWH die Höhe des von ihnen gezahlten Bonus' auf 1,9425 €/MWh. Der ZWH 3 geht sogar auf 1,665 €/MWh herunter. Dies bewahrt sie jedoch nicht vor vergleichsweise schlechten Gesamtergebnissen (vgl. Abbildung 6-57). Daher vermindern bis auf ZWH 2, der noch 1,7575 €/MWh zahlt, im folgenden Jahr auch die anderen ZWH die Höhe ihres Bonus' bis auf 1,665 €/MWh, hier muss allein der ZWH 3 wegen seines schlechten Ergebnisses aus dem Vorjahr (-14,4 Mio. Euro 2015) eine stärkere Korrektur auf 1,1655 €/MWh vornehmen. Er kann den bis dahin vertraglich an ihn gebundenen Anlagenbetreiber ab 2017 (Bonushöhe: 0,8325 €/MWh) auch nicht mehr halten und verliert ihn an ZWH 2. In dem Jahr wird von den übrigen ZWH (bis auf ZWH 4) einheitlich ein Bonus von 1,85 €/MWh und damit gut ein Euro pro MWh mehr gezahlt.

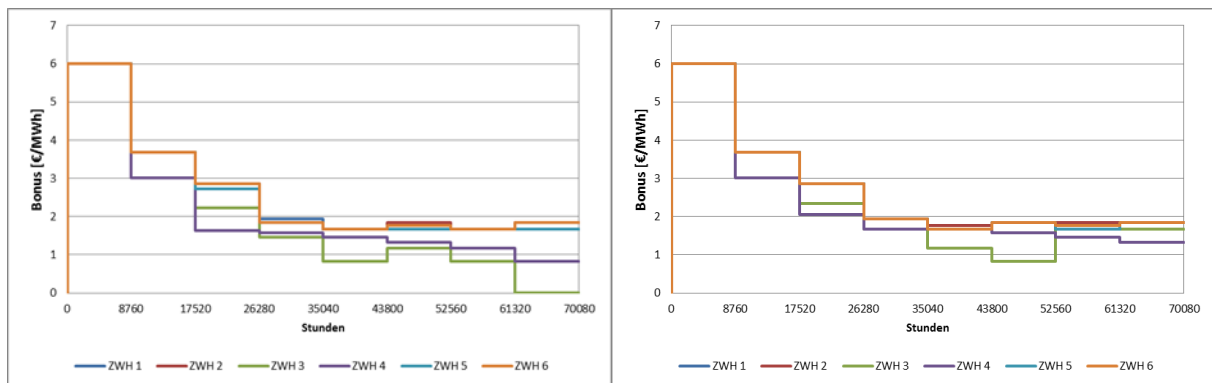


Abbildung 6-58: Entwicklung der Bonushöhe für fluktuierende EE-Technologien von 2012-2020 (links: Lauf ManP „neu“-d; rechts: Lauf ManP „neu“-dA).

Ausgleichsenergiekosten

Die für die in diesem Kapitel vorgenommene Sensitivitätsanalyse besonders relevanten Unterschiede in den Kosten für Ausgleichsenergie sind für den Lauf ManP „neu“-dA in Abbildung 6-59 als absolute Zahlungen für Ausgleichsenergie und in Abbildung 6-60 als von den einzelnen ZWH spezifisch für ihr jeweiliges Portfolio zu zahlenden AE-Kosten dargestellt.

Hier tritt der deutliche Unterschied zutage, den der flachere Verlauf der Dichtefunktion der AE-Preise im Preisszenario A in den AE-Kosten der ZWH verursacht. Bei der Höhe der AE-Zahlungen treten die augenfälligsten Differenzen bei ZWH 2 und ZWH 6 auf. Die AE-Zahlungen des ZWH 2 für 2019 steigen von fast 64 Mio. Euro im Lauf ManP „neu“-d auf knapp 78 Mio. Euro im Lauf ManP „neu“-dA. Hingegen sinken die AE-Zahlungen des ZWH 6 im gleichen Jahr von 56 Mio. Euro (ManP „neu“-d) auf 31 Mio. Euro (ManP „neu“-dA). Für das zunächst „schlechter“ erscheinende Ergebnis für ZWH 2 ist dabei aber seine verbesserte Kostenstruktur verantwortlich: Er kann 2017 den Vertragspartner von ZWH 3 abwerben und

vergrößert damit sein Portfolio von 36% auf gut 57% der vermarkteten Windstrommenge. Seine spezifischen Kosten liegen im Lauf ManP „neu“-dA 2018 bei knapp 1,55 €/MWh, im Lauf ManP „neu“-d sind es im gleichen Jahr 1,75 €/MWh. Dieser Unterschied im Kostenniveau spiegelt sich bei allen ZWH wieder. Im Lauf ManP „neu“-dA liegen die spezifischen AE-Kosten des im Modell mit einer relativ „schlechten“ Prognosegüte ausgestatteten ZWH 4 bei mindestens 4,48 €/MWh (2013). Im Lauf ManP „neu“-d liegen sie immerhin bei mindestens 5,14 €/MWh (ebenfalls 2013). Für den mit einer „mittleren“ Prognosegüte behafteten ZWH 3 liegen diese Werte bei mindestens 2,95 €/MWh (2014, ManP „neu“-dA) bzw. 3,44 €/MWh (ebenfalls 2014, ManP „neu“-d). Die spezifischen AE-Kosten für ZWH mit einer relativ „guten“ Leistungsprognose bewegen sich zwischen 1,39 €/MWh (ZWH 1, 2014) und 1,64 €/MWh (ZWH 2, 2012) im Lauf ManP „neu“-dA sowie zwischen 1,65 €/MWh (ZWH 1, 2014) und 1,85 (ZWH 5, 2018) im Lauf Man P „neu“-d (Abbildung 6-60 und Abbildung 6-61, letztere ist in den Werten identisch mit Abbildung 6-54).

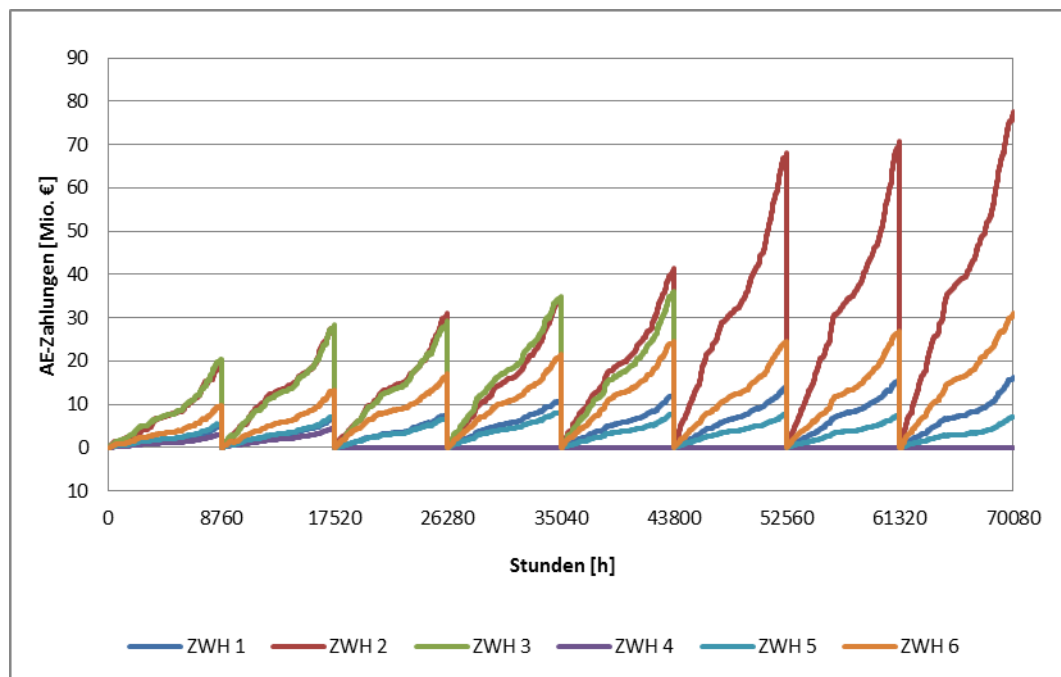


Abbildung 6-59: Verlauf der jährlich kumulierten Ausgleichsenergiezahlungen der ZWH im Lauf ManP „neu“-dA.

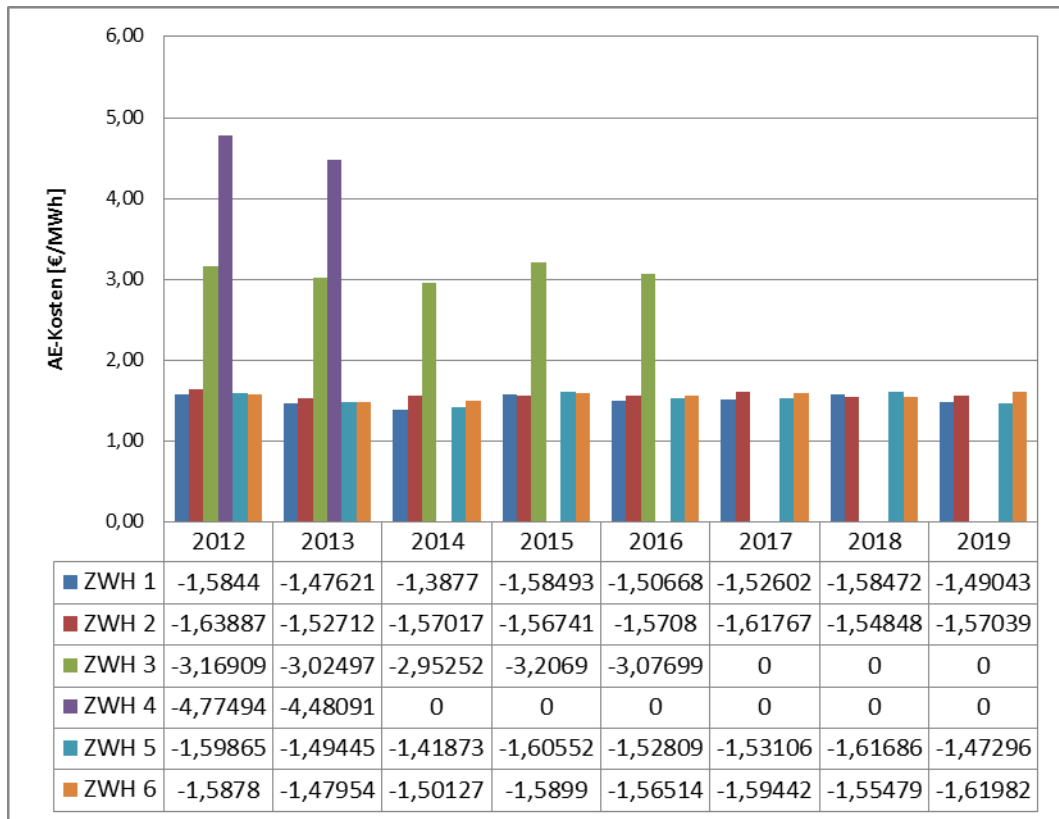


Abbildung 6-60: Spezifische Ausgleichsenergiekosten der ZWH im Lauf ManP „neu“-dA.

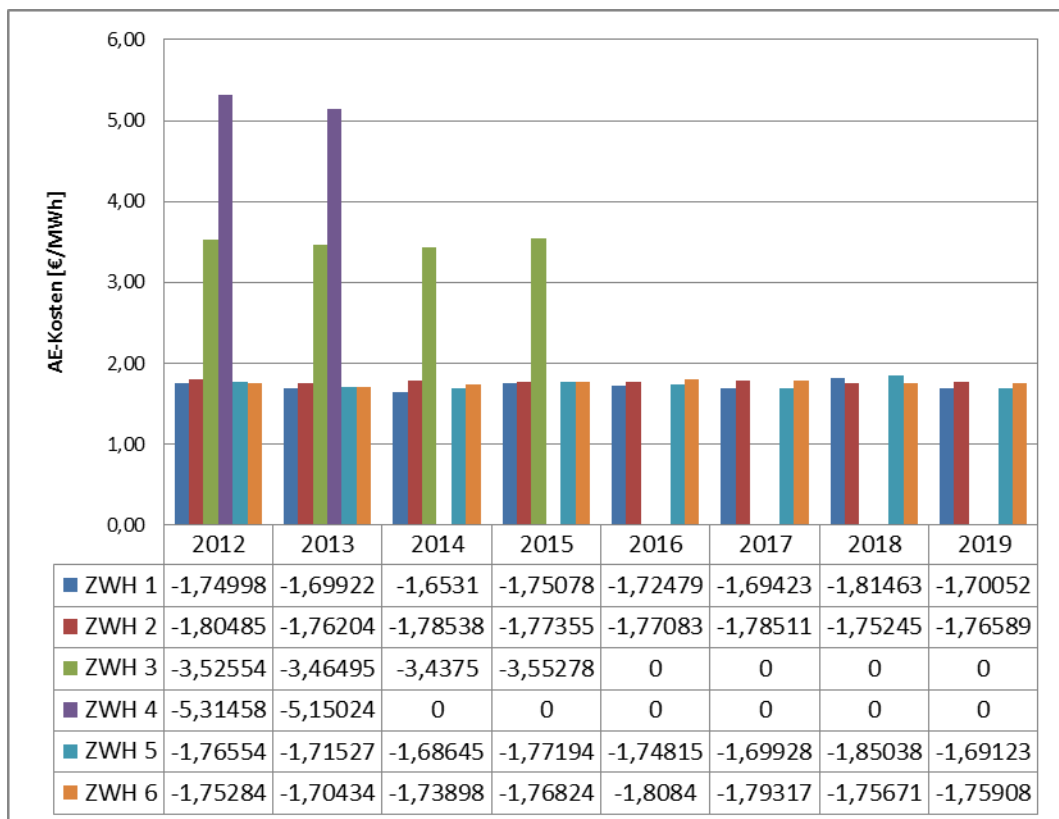


Abbildung 6-61: Spezifische Ausgleichsenergiekosten der ZWH im Lauf ManP „neu“-d.

6.2.3.2 Auswirkungen auf Anlagenbetreiber

Die oben geschilderten Unterschiede in den Kosten für Ausgleichsenergie schlagen sich nicht nur im wirtschaftlichen Ergebnis der ZWH nieder. Über die Anpassung der von den ZWH gezahlten Boni, mit denen sie um Verträge mit Anlagenbetreibern konkurrieren, profitieren auch diese ebenfalls (meist) von den geringeren AE-Kosten (Abbildung 6-62). Ein Maximum erreicht die Differenz in den Einnahmen der WAB 2018 bei denen der VK 1, die im Lauf ManP „neu“-dA knapp 4,1 Mio. Euro mehr als im Lauf ManP „neu“-d erhalten. Im Jahr 2016 allerdings bedeuten die Ergebnisse für die WAB, dass sie (bis auf VK 1) im Vergleich zu ihren Einnahmen im Lauf ManP „neu“-d Einbußen von bis zu 1,94 Mio. Euro (VK 2) hinnehmen müssen. Über den gesamten Simulationslauf und alle Vergütungsklassen hinweg kumuliert erzielen die WAB im Lauf ManP „neu“-dA im Vergleich mit ihren Einnahmen im Lauf ManP „neu“-d ein Plus in Höhe von 23 Mio. Euro.

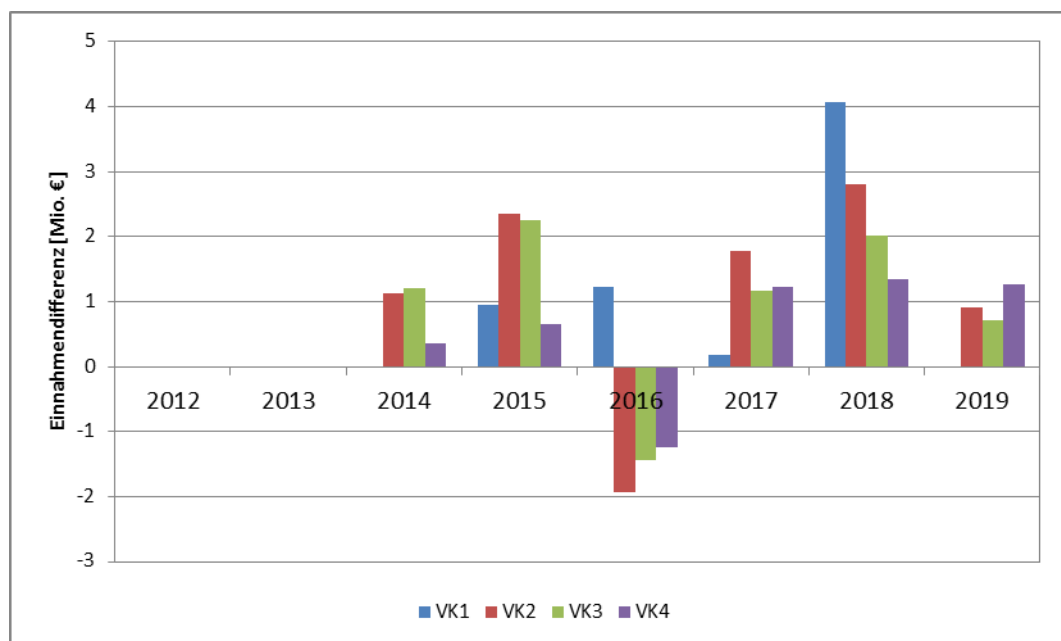


Abbildung 6-62: Einnahmen der WAB im Lauf ManP „neu“-dA abzüglich der Einnahmen im Lauf ManP „neu“-d.

6.2.4 Sensitivitätsanalyse zur Dynamisierung

Schließlich soll noch geprüft werden, mit welchen Auswirkungen das Wettbewerbsverhalten auf die Ergebnisse der Simulationsläufe verbunden ist. Da die Ergebnisse der dynamischen Simulationen mit AMIRIS aus Kapitel 6.2 nicht direkt mit den Ergebnissen aus den statischen Simulationen in Kapitel 6.1 verglichen werden können (vgl. Kapitel 6.2.1), wurde die dynamische Variante für eine entsprechende Sensitivitätsanalyse um den Wettbewerb „bereinigt“.

In diesem Kapitel werden also folgende Simulationsläufe miteinander verglichen, denen jeweils wiederum zum einen die „neue“ Managementprämie, zum anderen für die AE-Preise das Histogramm von 2011 zugrunde liegt:

- 1) Eine Simulation, in der Anlagenbetreiber einen Wechsel des ZWH prüfen
→ Lauf ManP „neu“-d
- 2) Eine Simulation, in der Anlagenbetreiber einen Wechsel des ZWH nicht prüfen
→ Lauf ManP „neu“-doW

6.2.4.1 Auswirkungen auf Zwischenhändler

Eigenkapitalentwicklung

Die Entwicklung des Eigenkapitals der ZWH bietet im Vergleich zum Lauf ManP „neu“-d ein überraschend ähnliches Bild im Lauf ManP „neu“-doW. ZWH 1, ZWH 2 und ZWH 5 verbuchen bis 2019 ein fast identisches Ergebnis. Dem ZWH 6 steht für 2019 im Fall eines ausbleibenden Wechselverhaltens der WAB nur knapp weniger Eigenkapital zur Verfügung als im Wettbewerbsfall. Augenfällig ist das schlechte Abschneiden von ZWH 3 und ZWH 4, die beide in den übrigen dynamischen Simulationsvarianten (bis auf ManP „alt“-d bei ZWH 3) die an sie vertraglich gebundenen Anlagenbetreiber im Laufe der Simulationszeit an konkurrierende ZWH verlieren und damit aus der Direktvermarktung von Strom aus EEG-Windenergieanlagen ausscheiden. ZWH 3 steht 2019 mit einem Minus¹²³ von 28,3 Mio. Euro, ZWH 4 mit einem Minus von 15,2 Mio. Euro im Buch (Abbildung 6-63).

Interessant ist dabei, dass ZWH 3 und ZWH 4, die im Lauf ManP „neu“-d ab 2016 bzw. schon ab 2014 infolge des Wettbewerbs keine Anlagenbetreiber mehr unter Vertrag halten, auch ohne die Wettbewerbssituation wirtschaftlich schlecht abschneiden. Bei ihnen reichen offensichtlich die Einnahmen aus der Managementprämie nicht aus, ihre aus der Direktvermarktung resultierenden Kosten zu decken. Nun sind sie als einzige mit einer „mittleren“ (ZWH 3) bzw. einer relativ „schlechten“ (ZWH 4) Prognosegüte (vgl. Tabelle 6-9) ausgestattet und müssen damit vergleichsweise hohen Zahlungen für Ausgleichsenergie leisten. Dies scheint der wesentliche Faktor für einen wirtschaftlichen Erfolg zu sein, der durch das Ergebnis gestützt wird, dass bei den übrigen, mit einer „guten“ Prognosequalität versehenen ZWH insbesondere ZWH 2 und ZWH 6 über die verschiedenen Läufe hinweg besonders gut abschneiden. Diese zwei ZWH-Typen zeichnet von Simulationsbeginn an ein jeweils relativ großes Portfolio aus (ZWH 2: 36%, ZWH 6: 20% der direktvermarkteten Windstrommengen, s. Tabelle 6-7). Dieser Umstand wiederum verbessert über den Portfolioeffekt ihre Kostenstruktur für Ausgleichsenergie. Die Ausstattung mit Eigenkapital scheint demgegenüber eine

¹²³ Im derzeitigen dynamischen Modellstand können die ZWH selbst bei negativem Eigenkapitalstock noch nicht selbstständig aus dem Markt austreten. Sie halten dann zwar auch keine DV-Mengen mehr unter Vertrag, da der Bonus auf null gesetzt wird, jedoch fallen weiter die fixen Geschäftskosten an.

nachgeordnete Rolle zu spielen. Denn ZWH 1, der über ein „Startkapital“ von 100 Mio. Euro verfügt, befindet sich gegenüber ZWH 2 und ZWH 6, in seiner relativen Entwicklung betrachtet, nicht im Vorteil.

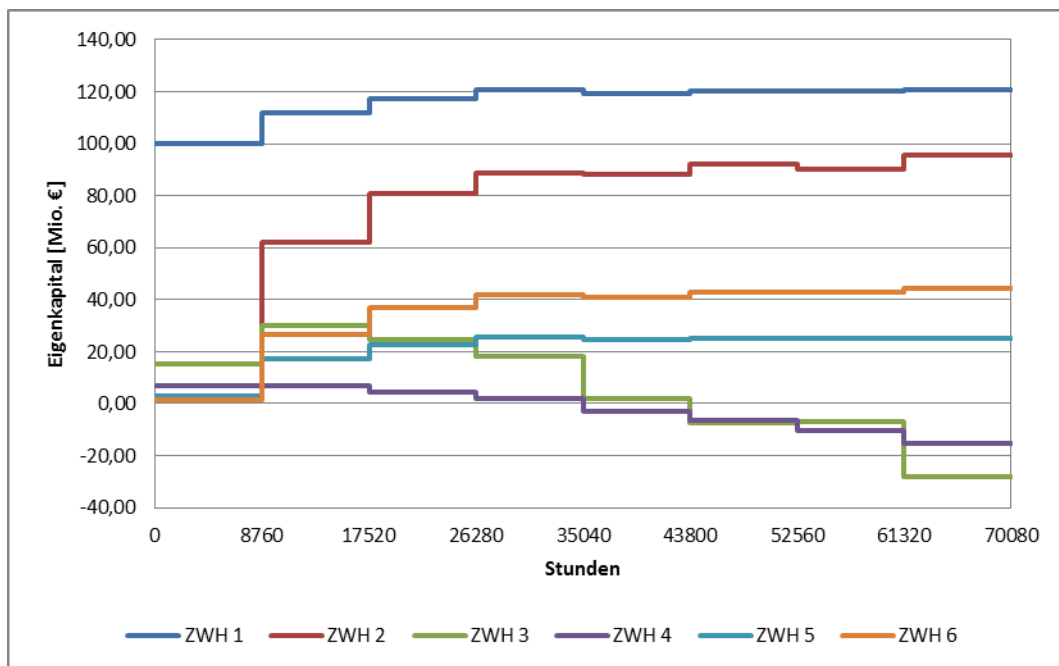


Abbildung 6-63: Entwicklung des Eigenkapitals von 2012 bis 2019 der ZWH bei Lauf ManP „neu“-doW.

Gesamtergebnis

Eine Betrachtung der Gesamtergebnisse zeigt, dass dabei im Falle des fehlenden Wechselverhaltens der WAB sich abgesehen von einem schlechteren Jahr 2018 beim ZWH 6 wenig auf der positiven Seite verändert, sondern die „erzwungene“ Direktvermarktung für ZWH 3 und ZWH 4 zu wiederholten, z.T. starken Verlusten (z.B. -21,3 Mio. Euro 2018 für ZWH 3) führt (Abbildung 6-64).

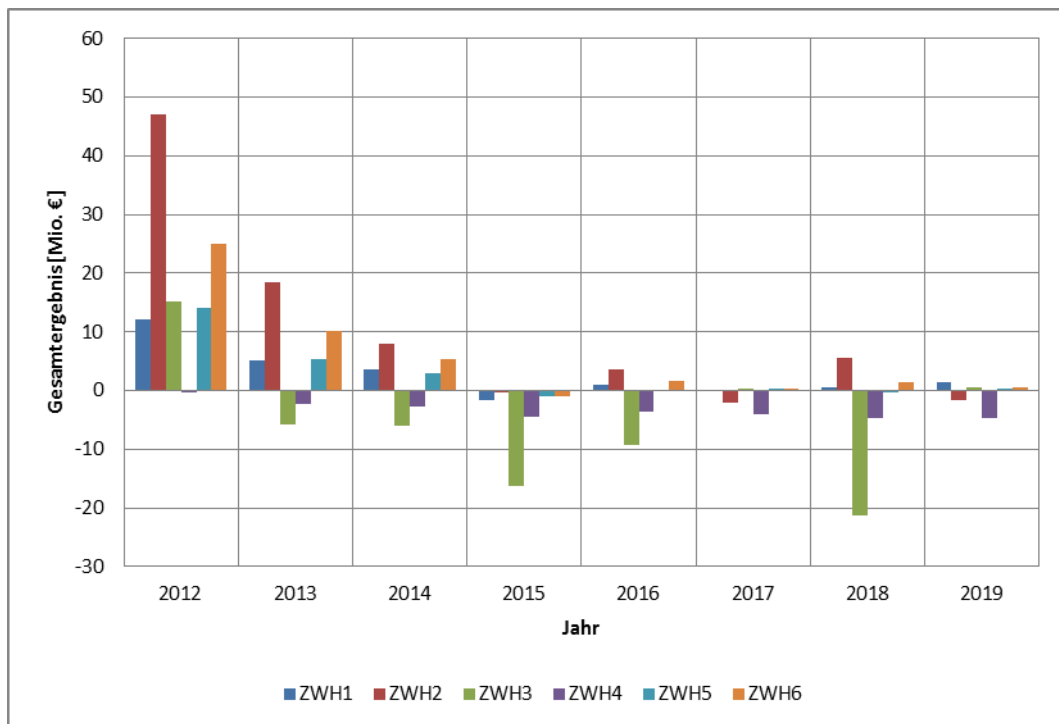


Abbildung 6-64: Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der Zwischenhändler bei Lauf ManP „neu“-doW.

Das Anpassungsverhalten der ZWH in Bezug auf die Höhe des von ihnen gezahlten Bonus zeigt sich in der Abbildung 6-65. Bis 2014 sind die Entwicklungen über alle ZWH hinweg identisch, für 2015 ergibt sich nur ein Unterschied für ZWH 4, der im Lauf ManP „neu“-d zu dem Zeitpunkt seit einem Jahr schon über keine Windstrommengen in der Direktvermarktung mehr verfügt, im Lauf ManP „neu“-doW aber auch 2014 einen Verlust verbucht (-2,7 Mio. Euro) und entsprechend seinen Bonus weiter absenkt, bis er ab 2016 keine Bonuszahlungen an die WAB mehr leistet. Ähnlich verhält es sich für ZWH 3, der seinen Bonus bis 2016 auf 0,8325 €/MWh vermindert, im Lauf ManP „neu“-doW trotzdem seine WAB unter Vertrag behält, und der wegen weiterer Verluste und eines negativen Eigenkapitalbetrags seinen Bonus bis 2017 auf null senkt. Diese „Verschnaufpause“ kann er nutzen, mit Hilfe der ausgezahlten Managementprämien ein minimales Plus von fast 400.000 Euro verbuchen und den von ihm gezahlten Bonus im Folgejahr wieder auf 1,665 €/MWh erhöhen¹²⁴. Allerdings lassen ihm seine darauf folgenden Verluste ab 2019 wieder keine Möglichkeit Bonuszahlungen zu leisten. Für die übrigen ZWH sind die Verläufe auch in den übrigen Jahren identisch. Allein der ZWH 6 senkt im Lauf ManP „neu“-doW seinen Bonus 2019 auf 1,7575 €/MWh ab (ManP „neu“-d: 1,85 €/MWh).

¹²⁴ Diesem Verhalten liegt allerdings noch ein kleiner Fehler im Modell zugrunde. Denn das Eigenkapital des ZWH 3 ist so tief im Minus, dass er nach seiner Lebensdauerberechnung auch bei einem positiven Gesamtergebnis im Folgejahr keinen Bonus auszahlen dürfte.

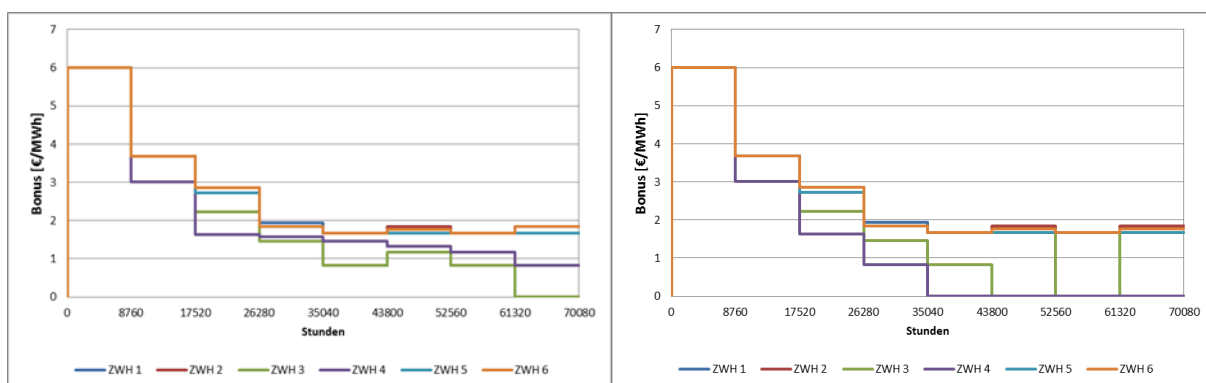


Abbildung 6-65: Entwicklung der Bonushöhe für fluktuierende EE-Technologien von 2012-2019 (links: Lauf ManP „neu“-d; rechts: Lauf ManP „neu“-doW).

Ausgleichsenergiekosten

Die Ausgleichsenergiezahlungen von ZWH 1, ZWH 2 und ZWH 5 fallen in den Simulationsläufen ManP „neu“-d und ManP „neu“-doW fast identisch aus. Die von ZWH 3 und ZWH 4 steigen im Falle des fehlenden Wechselverhaltens naturgemäß, da sie entsprechende EE-Strommengen in ihrem Direktvermarktungsportfolio behalten. Die augenfällige Absenkung der AE-Zahlungen von ZWH 6 lässt sich analog mit ausbleibenden Strommengen im eigenen Portfolio erklären, die im alternativen Lauf ManP „neu“-d von ZWH 3 und ZWH 4 eingeworben werden (Abbildung 6-66).

Ein Vergleich der spezifischen AE-Kosten offenbart, dass diese sich in den beiden Simulationsläufen für die jeweiligen ZWH nicht voneinander unterscheiden. Nur ZWH 6 hat im Lauf ManP „neu“-doW leicht erhöhte spezifische AE-Kosten, da sich ohne Wettbewerb und damit ohne zusätzliche Strommengen der Portfolioeffekt bei ihm nicht verstärkt positiv niederschlagen kann (Abbildung 6-67).

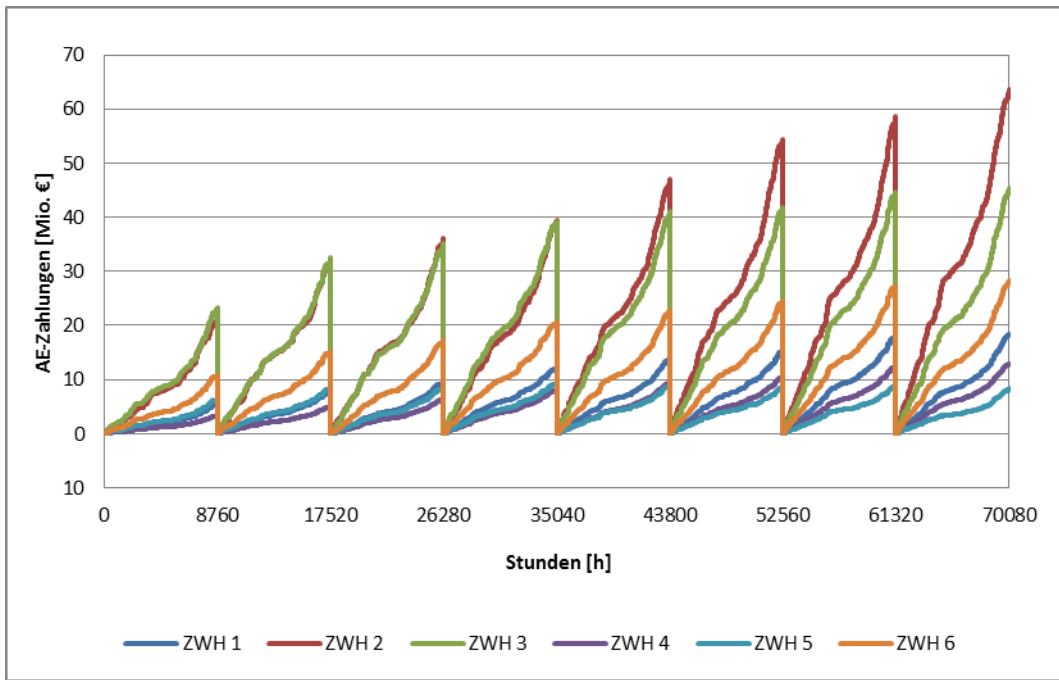


Abbildung 6-66: Verlauf der jährlich kumulierten Ausgleichsenergiezahlungen der ZWH im Lauf ManP „neu“-doW.

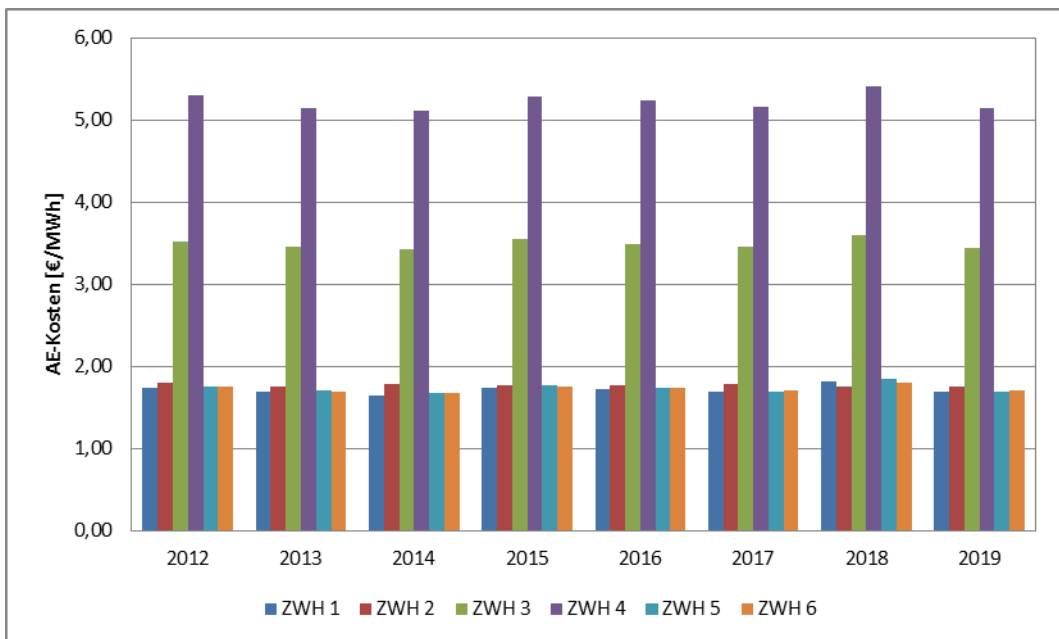


Abbildung 6-67: Spezifische Ausgleichsenergiekosten der ZWH pro Jahr im Lauf ManP „neu“-doW.

6.2.4.2 Auswirkungen auf Anlagenbetreiber

Die Möglichkeit des Vertragswechsels ist für die WAB mit Einkommenszuwächsen verbunden (Abbildung 6-68). So erhalten z.B. die WAB aus der VK 4 im Jahr 2019 im Lauf ManP „neu“-d im Vergleich zu ManP „neu“-doW zusätzliche 11,7 Mio. Euro. Dass für die

Anlagen aus der Grundvergütung scheinbar die Wechselmöglichkeit mit fast gar keinen Vorteilen verbunden ist, ist auf die Konstruktion der dynamischen Modellvariante zurückzuführen. Denn die VK 1 wird zu Simulationsbeginn zunächst vor allem auf die AB-Typen (1) „Privatpersonen“ und (2) „Landwirte“ verteilt, die als Gruppe wiederum vertraglich mit dem ZWH 2 verbunden werden, der sich in der dynamischen Simulation als besonders erfolgreich erweist. Das heißt, die Anlagen aus der VK 1 haben auch im Wettbewerbsfall keinen Anreiz, sich vertraglich an einen anderen ZWH zu binden, von dem sie höhere Einnahmen erwarten könnten. 10% der Strommenge aus VK 1 ist dem AB-Typ (4) „Projektierer“ zugeteilt, der zu Simulationsbeginn dem – ebenfalls recht erfolgreichen ZWH 6 - zugeteilt wurde. Dessen Bonus fällt 2019 im Lauf ManP „neu“-doW wegen des ausbleibenden Portfolioeffektes allerdings im Gegensatz zu den übrigen nach wie vor erfolgreichen ZWH um 0,0925 €/MWh geringer als im Lauf ManP „neu“-d aus. Daher ist in der letzten Säulengruppe auch ein kleines Plus bei VK 1 in Höhe von ca. 240.000 Euro auszumachen. Dass in den Jahren 2016, 2017 und 2019 VK 2, VK 3 und VK 4 vergleichsweise deutlich profitieren erklärt sich durch die im Lauf ManP „neu“-d stattfindenden Vertragswechsel. Denn neben ZWH 4, der von Beginn an ja nur über marginale Strommengen verfügt, wechselt in dem Lauf nur der an ZWH 3 gebundene AB-Typ 3 seinen Vertrag. In dieser Gruppe befinden sich allerdings je 22,5% der Strommengen der VK 2 und VK 3 sowie 25% der Strommengen aus VK 4. Aus der VK 1 hat dieser AB-Typ keine Strommengen im Portfolio. Eben jene VK profitieren 2018 im Lauf ManP „neu“-doW vom Erholungseffekt des ZWH 3, der sich in einem Bonus in Höhe von 1,665 €/MWh niederschlägt, der mit dem Bonus von ZWH 6 zu dem Zeitpunkt im Lauf ManP „neu“-d identisch ist. Die restliche Differenz des Jahres ist auf die im Lauf ManP „neu“-doW beim ZWH 4 verbleibenden Strommengen zurückzuführen, die keine Bonuszahlungen erhalten.

Über den gesamten Simulationslauf und alle Vergütungsklassen kumuliert erzielen die WAB im Lauf ManP „neu“-d im Vergleich mit ihren Einnahmen im Lauf ManP „neu“-doW ein Plus in Höhe von 74,7 Mio. Euro.

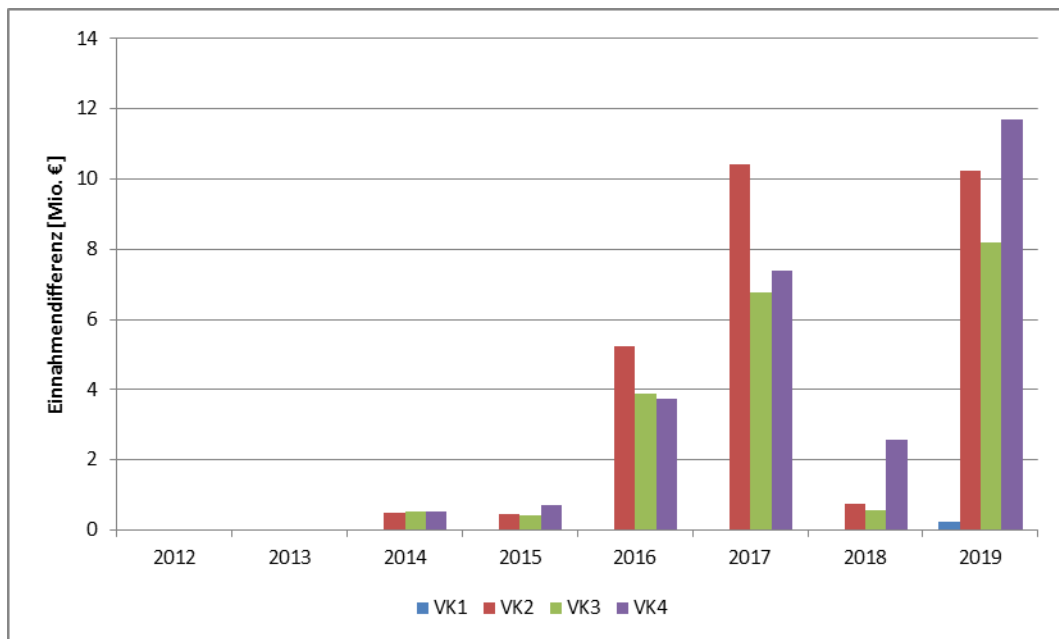


Abbildung 6-68: Einnahmen der WAB im Lauf ManP „neu“-d abzüglich der Einnahmen im Lauf ManP „neu“-doW.

6.2.5 Zusammenfassung

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

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

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

Die zunächst nur betrachteten Windanlagenbetreiber profitieren auf ihrer Einnahmenseite vom Wettbewerb der Zwischenhändler leicht. Zum Beispiel erzielen die WAB der Vergü-

tungsklasse 2 sowohl im Simulationsjahr 2017 als auch 2019 unter Wettbewerbsbedingungen Mehreinnahmen jeweils in Höhe von gut 10 Millionen Euro. Relativ zu den Einnahmen im Fall ohne Wettbewerb entspricht das einem Plus in Höhe von circa 0,4 %. Erläuternd muss hier deshalb darauf hingewiesen werden, dass die Bestimmung der Höhe der von den ZWH gezahlten Boni im Modell bislang ohne Vergleich mit der Bonushöhe der Konkurrenz erfolgt. Es ist anzunehmen, dass in der Realität die wirtschaftlichen Möglichkeiten stärker ausgeschöpft werden, wovon die EE-Anlagenbetreiber entsprechend auch stärker profitieren. Der entsprechende Algorithmus in AMIRIS soll bei einer Weiterentwicklung des Modells deswegen auch dahingehend geändert werden, dass er bei der Berechnung der Bonushöhe nicht nur die eigene wirtschaftliche Situation berücksichtigt, sondern auch die Bonushöhe der Konkurrenten.

6.3 Überprüfung der Thesen des Akteursworkshops

Die simulationsbasierten Analysen erfolgten auch mit dem Ziel, die in der Theorie, in der Politik und in der Branche diskutierten Thesen zur Wirkung des neuen regulativen Rahmens des novellierten EEG 2012 auf die Entwicklung des sich nun formierenden Marktes zu überprüfen. Für die jüngste Vergangenheit lässt sich bereits zeigen, dass aufgrund der neuen regulativen Anreizmechanismen zur Beförderung der Direktvermarktung, aber auch aufgrund der wachsenden Anzahl an EEG-Anlagen in abgesenkten Vergütungsstufen, das neue Geschäftsfeld der Direktvermarktung kontinuierlich interessanter geworden ist, und die Menge des gehandelten EE-Stroms stetig wächst und weiter wachsen wird. Ausgehend von dieser Beobachtung in 2011 und der erwarteten Dynamisierung durch die neu geschaffenen Anreize im EEG 2012 wurden die Teilnehmer des Akteursworkshops gebeten, eine Einschätzung zur Entwicklung in den nächsten drei Jahren zu treffen.

Die Einschätzung, dass sich mittelfristig nur wenige Händler am Markt etablieren werden und ihre Anzahl also im Zeitverlauf abnehmen wird, wurde mit Hilfe des Simulationsmodells als Experiment überprüft und konnte teilweise bestätigt werden. Bei den Simulationen hat sich gezeigt, dass es bei der Entwicklung der Marktstruktur davon abhängt, inwiefern auch kleine Akteure die sich bietenden Chancen der Regelernergievermarktung nutzen könnten. Ohne die zusätzlichen Verdienstmöglichkeiten wird es jedoch wahrscheinlich zu einer Marktkonzentration auf Seiten der Händler in den nächsten Jahren kommen.

Des Weiteren wurde mehrfach in den Interviews die These formuliert, dass das Modell der optionalen Marktprämie große und zentrale Strukturen stärken könnte, so dass es in der Branche der EE-Stromhändler schon bald zu einer Marktkonzentration kommen werde:

„Also wir befürchten, dass die Marktprämie sehr schwer wird für Kleine, darin zu agieren.“

Diese Aussagen, die in einigen Interviews fielen, wurden auf dem Akteursworkshop noch einmal aufgegriffen und überprüft. Die Teilnehmer wurden um die Einschätzung gebeten, welche Auswirkungen die Marktprämie auf die Heterogenität der Akteure hätte.

Allgemeine Einschätzung: Wer profitiert von der Marktprämie?

	Große EVUs	Stadtwerke	Anbieter von Grünstrom für Endverbraucher		Zwischenhändler für den Börsenhandel	Weiterer Vorschlag? ...
2012	x		Haben Nachteil		x	Erzeuger
2013	x				x	Erzeuger ¹²⁵

Wie diese Tabelle zeigt, scheint aus Sicht der Branche die These zutreffend, dass große EVUs, Stromhändler für die Börse und v.a. die großen Erzeuger sowie Erzeuger, die sich zu größeren Netzwerken zusammenschließen, von der Marktprämie profitieren werden. Anbieter von Grünstrom für Endkunden hätten dagegen sogar Nachteile.

Die Einschätzungen der Experten konnten weitgehend bestätigt werden. Bei den Grünstromhändlern kommt es jedoch auf die Portfoliozusammensetzung an und hängt davon ab, ob sie große Biomassekapazitäten auf dem RE-Markt platzieren können. Ob speziell große Erzeuger von der Marktprämie profitieren, konnte mittels der Simulationsexperimente nicht überprüft werden.

Neben dieser allgemeinen Einschätzung wurden im Workshop die zahlreichen Aussagen, die im Rahmen der leitfadengestützten Interviews aufgenommen wurden und teilweise widersprüchlich waren, nochmal abgefragt und überprüft. Unten stehend sind zwei Aussagen aufgeführt, die noch einmal auf die Wirkungen der Marktprämie auf Marktstrukturen abgefragt wurden.

Im Konkreten: wie bewerten Sie folgende Aussagen?

	Stimme zu	Weiß nicht	Stimme nicht zu	
Die Marktprämie passt sehr gut zu mittelständischen Strukturen.			x	Größe notwendig, aber 2014 fallen Kleine raus
Der Anreiz ist für fluktuierende EE-Anlagen höher.	x			

¹²⁵ Neue große Konstellationen profitieren durch Volumen bei Bürgschaften.

Diese Thesen, dass v.a. große Akteure durch die Marktprämie profitieren werden und durch sie gestärkt würden, wurden ebenfalls mittels Simulationsläufen überprüft und können bestätigt werden. Es kommt jedoch als entscheidender Aspekt hinzu, ob sie auch in der Lage sind, frühzeitig Windanlagenbetreiber unter Vertrag zu nehmen, um „First Mover“ Vorteile nutzen zu können. Die Größe des Direktvermarkters ist allein nicht ausschlaggebend.

Die Simulationsexperimente zum Regelenenergiemarkt waren ebenfalls durch Thesen, die im Akteursworkshop erhoben wurden, geleitet:

Wie bewerten Sie folgende Aussagen?

	Stimme zu	Weiß nicht	Stimme nicht zu	Kommentar
Die Bereitschaft zum Wechsel in die Direktvermarktung ist (bei gleicher Bonushöhe) größer, wenn eine Möglichkeit zur Regelleistungsvermarktung besteht.	x			Für Biogas wichtig, Sonst nicht in gleitender Marktprämie
Mittelfristig werden die Märkte für Regelleistung geöffnet. Es entsteht mehr Wettbewerb und das Angebot wird deutlich zunehmen. Letztendlich wird das Preisniveau so stark sinken, dass sich eine Teilnahme an den Regelenenergiemärkten für die Erneuerbaren nicht mehr lohnt. ¹²⁶			x	Öffnung und Zunahme Wettbewerb: ja, aber zweiter Satzteil, Regelenenergiemarkt für EE nicht mehr lohnend: nein!

Auch hier konnten die Urteile aus dem Akteursworkshop durch die Simulationsläufe ManP „neu“ RE bestätigt werden.

¹²⁶ Nicht entscheidend für EE

7 Fazit und Ausblick

Die ersten Ergebnisse aus diesem Vorhaben bestätigen die Relevanz der von AMIRIS zu erwartenden Aussagen für die wissenschaftliche Politikberatung. Mit dem agentenbasierten Modell kann das Akteursverhalten bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen untersucht werden. Hierbei können nicht nur systemische und makroökonomische Untersuchungen zur Marktintegration der EE durchgeführt werden (eingespeiste EE-Strommengen, Marktvolumina, Fördervolumina etc.), sondern auch die Auswirkungen auf Mikroebene der Marktakteure (Einnahmesituation etc.) beleuchtet werden, die bei der Integration der EE in das Gesamtsystem beteiligt und betroffen sind. AMIRIS schließt damit die in vielen anderen Strommarktmodellen bestehende Lücke zwischen Makro- und Mikroebene und ermöglicht es, die Auswirkungen der Änderung von energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf diesen beiden Ebenen unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen auf der Mesoebene¹²⁷ zu untersuchen.

Die AMIRIS Modellanalysen haben dabei den Vorteil, dass

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

Selbstverständlich unterliegt die Übertragbarkeit der Modellergebnisse auf die Realität Einschränkungen, die bedacht werden müssen. Dennoch lassen sich zusammenfassend aus den Ergebnissen der statischen Simulationsläufe folgende Aussagen treffen:

Die größten Profiteure der Einführung der Marktprämie zur Direktvermarktung von EE-Strom sind auf Seiten der Direktvermarkter (Zwischenhändler/ZWH in AMIRIS) die Akteursgruppen der internationalen Energieversorgungsunternehmen (ZWH-Typ 2), große Stadtwerke, die sich frühzeitig mit dem Thema der Direktvermarktung auseinandergesetzt haben und somit „First Mover“-Vorteile nutzen können (ZWH-Typ 4), und die neugegründeten spezialisierten Direktvermarkter, die frühzeitig große Onshore-Windkapazitäten unter Vertrag nehmen konnten (ZWH-Typ 9). Konsequenterweise sind demnach auf Anlagenbetreiberseite auch die Onshore-Windanlagenbetreiber (WAB) mit Mehrverdienstmöglichkeiten i.H.v. ca. 3 % (in

¹²⁷ Die Mesoebene stellt das Verbindungsglied zwischen Mikro- und Makroebene dar.

Bezug auf die Einnahmen im Falle einer reinen EEG-Einspeisevergütung) bei abgesenkter „neuer“ Managementprämie, die größten Nutznießer der Marktprämie.

Für die Anlagen, die sowohl technisch als auch ökonomisch am besten in den bestehenden Markt integriert werden können (Biomasseanlagen), sind dagegen die ökonomischen Anreize zum Wechsel in die Direktvermarktung sehr gering. Die Mehrverdienstmöglichkeiten im Vergleich zur EEG-Einspeisevergütung liegen bei 1,12 % für Anlagen der Vergütungsklasse 1 (VK1 - große Biomasseheizkraftwerke) und bei sogar nur 0,57 % (VK3) bzw. 0,64 % (VK4) für Biogasanlagen und damit deutlich unter denen der WAB. Auf einem leicht höheren Niveau im Vergleich zu den Biomasseanlagen bewegen sich die Renditen einer Direktvermarktung über die Marktprämie bei den PV-Anlagenbetreibern (VK1: keine DV / VK2: 0,72 % / VK3: 1,16 % / VK4: 0,95 %).

Somit stellt sich die Frage, ob mit der Marktprämie in ihrer jetzigen Ausgestaltung die richtigen Anreize bei den relevanten Akteuren gesetzt werden. Bisher profitieren auf EE-Betreiberseite vor allem die Anlagentechnologien am stärksten, bei denen die Möglichkeiten einer Integration in das bestehende Marktdesign ohnehin eingeschränkt sind (Windkraft und PV). Für die Biomasseanlagen, für deren Integration neben ökonomischen v.a. auch gute Gründe im Hinblick auf die Systemstabilität existieren, bestehen allein durch die Marktprämie kaum ausreichend Anreize, ihr Einspeiseverhalten zu ändern. Hier sollte über weitere Instrumente, wie z.B. zur Flexibilisierung großer wärmegeführter Biomasseheizkraftwerke, nachgedacht werden. Mit der Umstellung des Betriebs auf einen vereinfachten Tag-Nacht-Zyklus lässt sich z.B. eine Refinanzierung nötiger Umrüstmaßnahmen für diese Anlagenklasse höchstwahrscheinlich nicht erwirtschaften. Grund hierfür sind die durch den weiteren PV-Ausbau in Zukunft stark fallenden Mittagspreise an der Strombörse.

Auch bei den Biogasanlagen scheint sich nach bisheriger Erfahrung der Anreiz zur Flexibilisierung trotz gesetzlich verankerter Flexibilitätsprämie nur zögerlich zu entwickeln. Hier sind Kostenfragen, die durch neue technische Wartungsaufgaben bei einem flexiblen Anlagenbetrieb entstehen, bisher noch unbeantwortet. Erst durch eine Teilnahme am Regelenergiemarkt sind hier den Modellergebnissen nach lukrative Mehrverdienstmöglichkeiten bei einer Direktvermarktung gegeben.

Zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten auf dem Regelenergiemarkt haben den Simulationsläufen nach auch starke Auswirkungen auf Seiten der ZWH. Mit dieser zusätzlichen Option ist es nach den Ergebnissen aus AMIRIS sehr wahrscheinlich, dass sich eine wesentlich breitere und ausgeglichene Marktstruktur bei den ZWH bis 2020 einstellen wird. Speziell regional verbundenen Akteuren wie die Stadtwerke (ZWH-Typ 4 ‚große Stadtwerke‘ und ZWH-Typ 5 ‚kleine Stadtwerke‘) bieten sich durch ihre engen Kontakte zu Biogasanlagenbetreibern hier gute Verdienstmöglichkeiten. Auch Neugründungen ohne langjährige Erfahrung bei der Direktvermarktung, die sich aber auf bestimmte Anlagengruppen (große PV-Dachanlagen,

Freiflächenanlagen, Biogasanlagenpool für Regelenergie) spezialisieren, haben über diese anfänglichen Nischenmärkte später gute Chancen, sich am Markt zu etablieren.

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

Aus den Untersuchungen zum monetären Fördervolumen lässt sich festhalten, dass es in der ursprünglichen Ausgestaltung der „alten“ Managementprämie (EEG 2012) zu deutlichen Mitnahmeeffekten auf Seiten der WAB gekommen ist. Auch einige ZWH (die Typen 2, 4, und 9) haben überproportional profitiert. Die durch die Politik erhofften Einsparungen im Fördervolumen durch die abgesenkte „neue“ Managementprämie i.H.v. 100 bis 210 Mio. € können durch die Simulationsläufe bestätigt werden. Insgesamt steigen die Förderkosten im Vergleich zu einem fiktiven System mit reiner EEG-Einspeisevergütung von ca. 300 Mio. € im Jahr 2012 auf 400 Mio. € Ende 2019. Interessant ist dabei auch ein Blick auf die indirekt aus dem Fördervolumen zu ziehenden Schlüsse auf die Entwicklung der EEG-Umlage. So werden unter den gegebenen Bedingungen in AMIRIS die durchschnittlichen spezifischen Mehrausgaben zur Förderung des Ausbaus der EE von 112 € im Jahr 2012 auf 105 € im Jahr 2020 pro erzeugter, vom EEG (auch per Marktprämie) geförderter MWh fallen.

Mit den Ergebnissen der durchgeführten dynamischen Simulationen mit AMIRIS lässt sich zudem zeigen, dass eine Berücksichtigung des Interaktionsverhaltens der beteiligten Akteure differenziertere Aussagen über die Auswirkungen von Änderungen der Rahmenbedingungen ermöglicht. Es lässt sich dabei vor allem erkennen, dass das Wettbewerbsverhalten der Zwischenhändler sich selbst verstärkende Effekte aufweist, von denen die (hier nur betrachtet: Wind-) Anlagenbetreiber auf ihrer Einnahmenseite profitieren, die aber (ohne alternative Vermarktungswege) zu einer Konzentration auf Seiten der Händler führen. Ob dadurch Positionen von Marktmacht entstehen können, die wiederum gegen die Anlagenbetreiber gerichtet werden können, war zum einen nicht mehr Gegenstand der Untersuchungen. Zum anderen müssten bei entsprechenden Überlegungen die Ergebnisse der statischen Läufe hinsichtlich einer Teilnahme am Regelenergiemarkt berücksichtigt werden.

Zukünftig vorzunehmende Verbesserungen des Modells betreffen bei der Merit-Order-Modellierung vor allem eine detaillierte Abbildung des konventionellen Kraftwerkparks und eine stochastische Abbildung der Entwicklungen der Brennstoff- und CO₂-Preise. Auf Seiten der Akteure muss bei der statischen Modellversion die weiterführende Ausdifferenzierung auf die Anlagenbetreibertypen vollzogen werden. Zusätzlich muss der Markt ständig weiter beobachtet werden, um die Charakterisierung der Akteure aktuell zu halten. Verbesserungen auf Seiten der Agenten konzentrieren sich vor allem auf detailliertere und ausdifferenziertere Algorithmen, die die modellendogenen, agentenabhängigen Parameter für das Entscheidungsverhalten beeinflussen.

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

Anhang

Tabelle 7-1: Histogramm der AE-Preise aus 2011.

Klasse (€/MWh)	abs. Häufigkeit	relative Häufigkeit
-135	29	0,33%
-95	3	0,03%
-90	5	0,06%
-85	3	0,03%
-80	4	0,05%
-75	10	0,11%
-70	8	0,09%
-65	14	0,16%
-60	12	0,14%
-55	14	0,16%
-50	20	0,23%
-45	20	0,23%
-40	23	0,26%
-35	29	0,33%
-30	54	0,62%
-25	69	0,79%
-20	102	1,16%
-15	137	1,56%
-10	190	2,17%
-5	280	3,20%
0	465	5,31%
5	811	9,26%
10	969	11,06%
15	840	9,59%
20	610	6,96%
25	365	4,17%
30	195	2,23%
35	199	2,27%
40	208	2,37%
45	187	2,13%
50	189	2,16%
55	224	2,56%
60	229	2,61%

65	158	1,80%
70	174	1,99%
75	243	2,77%
80	153	1,75%
85	116	1,32%
90	212	2,42%
95	236	2,69%
100	194	2,21%
105	150	1,71%
110	135	1,54%
115	100	1,14%
120	64	0,73%
125	67	0,76%
130	37	0,42%
135	38	0,43%
140	25	0,29%
145	30	0,34%
150	13	0,15%
195	98	1,12%

Tabelle 7-2: Szenario A 'Halbierung Abstand zur Gleichverteilung 2011'.

Klasse (in €/MWh)	abs. Häufigkeit	rel. Häufigkeit
-135	99	1,13%
-95	86	0,98%
-90	87	0,99%
-85	86	0,98%
-80	86	0,98%
-75	89	1,02%
-70	88	1,01%
-65	91	1,04%
-60	90	1,03%
-55	91	1,04%
-50	95	1,08%
-45	95	1,08%
-40	95	1,09%
-35	99	1,13%

-30	111	1,27%
-25	119	1,36%
-20	135	1,54%
-15	152	1,74%
-10	180	2,05%
-5	224	2,56%
0	317	3,62%
5	490	5,59%
10	569	6,49%
15	505	5,76%
20	389	4,44%
25	266	3,04%
30	181	2,07%
35	184	2,10%
40	188	2,15%
45	178	2,03%
50	179	2,04%
55	196	2,24%
60	199	2,27%
65	163	1,86%
70	171	1,95%
75	206	2,35%
80	160	1,83%
85	142	1,62%
90	190	2,17%
95	202	2,31%
100	181	2,07%
105	159	1,82%
110	152	1,73%
115	134	1,53%
120	117	1,33%
125	117	1,34%
130	102	1,17%
135	103	1,18%
140	96	1,10%
145	99	1,13%
150	91	1,04%
195	133	1,52%

Tabelle 7-3: Szenario B 'Reduktion des Abstands zur Gleichverteilung um ein Viertel 2011'.

Klasse (in €/MWh)	abs. Häufigkeit	rel. Häufigkeit
-135	64	0,73%
-95	45	0,51%
-90	46	0,52%
-85	45	0,51%
-80	46	0,52%
-75	50	0,57%
-70	48	0,55%
-65	53	0,60%
-60	51	0,58%
-55	53	0,60%
-50	57	0,65%
-45	57	0,65%
-40	60	0,68%
-35	64	0,73%
-30	82	0,94%
-25	94	1,07%
-20	118	1,35%
-15	145	1,65%
-10	185	2,11%
-5	252	2,88%
0	391	4,46%
5	650	7,42%
10	769	8,78%
15	672	7,67%
20	499	5,70%
25	316	3,61%
30	188	2,15%
35	191	2,18%
40	198	2,26%
45	182	2,08%
50	184	2,10%
55	210	2,40%
60	214	2,44%

65	160	1,83%
70	173	1,97%
75	224	2,56%
80	157	1,79%
85	129	1,47%
90	201	2,30%
95	219	2,50%
100	187	2,14%
105	155	1,77%
110	144	1,64%
115	117	1,34%
120	90	1,03%
125	92	1,05%
130	70	0,80%
135	71	0,81%
140	60	0,69%
145	65	0,74%
150	52	0,59%
195	116	1,32%

Tabelle 7-4: Verteilung der DV-Kapazitätsanteile der Vergütungsklassen auf die ZWH-Typen

Beginn 2012			Wind_on GV (VK1)	Wind_on AF (VK2)	Wind_on AF (VK3)	Summe	Wind_off SM (VK4)	Summe	PV <10 kWp (VK1)	PV >10 <1000 kWp (VK2)	PV > 1000 kWp (VK3)	PV FF und KF (VK4)	Summe	BM FBS 5-20MW (VK1)	BM FBS 0,5-5 MW (VK2)	Summe	BM BGA 50-350 KW (VK3)	BM BGA > 500kW (VK4)	Summe
Große EVUs	1. großes EVU	MW	42	253	335	630	19	19	0	1	0	0	1	20	0	20	0	0	0
		Anteil	0,021	0,021	0,021	5%	0,028	40%	0,00000	0,00007	0,00007	0,00007	1%	0,00900	0,00000	2%	0,000001	0,000001	1%
Internationales EVU	2. mittelgroßes EVU	MW	292	1.773	2.343	4408	9	9	0	0	0	0	1	141	0	141	0	0	0
		Anteil	0,147	0,147	0,147	37%	0,014	20%	0,00000	0,00005	0,00005	0,00005	1%	0,06476	0,00000	14%	0,000001	0,000001	1%
Stadtwerke	3. großes Stadtwerk	MW	58	352	465	874	0	0	0	4	0	1	5	187	0	187	0	0	0
		Anteil	0,029	0,029	0,029	7%	0,000	0%	0,00000	0,00042	0,00042	0,00042	8%	0,08604	0,00000	19%	0,000001	0,000001	1%
	4. Stadtwerk früher mover	MW	163	992	1.312	2467	9	9	0	1	0	0	1	117	0	117	0	0	0
		Anteil	0,083	0,083	0,083	21%	0,014	20%	0,00000	0,00009	0,00009	0,00009	2%	0,05378	0,00000	12%	0,000002	0,000002	2%
	5. Typ Stadtwerk klein	MW	10	61	81	152	0	0	0	4	0	1	5	95	0	95	0	0	0
		Anteil	0,005	0,005	0,005	1%	0,000	0%	0,00000	0,00041	0,00041	0,00041	8%	0,04388	0,00000	10%	0,000005	0,000005	5%
Grünstromhändler	6. Grünstromhändler für Endkunden	MW	15	92	121	228	0	0	0	2	0	1	3	0	0	0	0	0	0
		Anteil	0,008	0,008	0,008	2%	0,000	0%	0,00000	0,00021	0,00021	0,00021	4%	0,00023	0,00000	0%	0,000000	0,000000	0%
	7. Grünstromhändler für	MW	54	326	430	810	0	0	0	1	0	0	1	186	0	186	0	0	0
		Anteil	0,027	0,027	0,027	7%	0,000	0%	0,00000	0,00010	0,00010	0,00010	2%	0,08559	0,00000	19%	0,000015	0,000015	15%
	8. Grünstromhändler für lokale	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Anteil	0,000	0,000	0,000	0%	0,000	0%	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0%	0,00000	0,00000	0%	0,000000	0,000000	0%
Zwischenhändler für Börse	9. Zwischenhändler mit Erfahrung	MW	151	921	1.217	2289	9	9	0	14	1	5	20	137	0	137	0	0	0
		Anteil	0,077	0,077	0,077	19%	0,014	20%	0,00000	0,00159	0,00159	0,00159	32%	0,06323	0,00000	14%	0,000025	0,000025	25%
	10. Zwischenhändler ohne Erfahrung	MW	7	41	54	102	0	0	0	19	1	7	26	93	0	93	0	0	0
		Anteil	0,003	0,003	0,003	1%	0,000	0%	0,00000	0,00206	0,00206	0,00206	41%	0,04302	0,00000	10%	0,000050	0,000050	50%

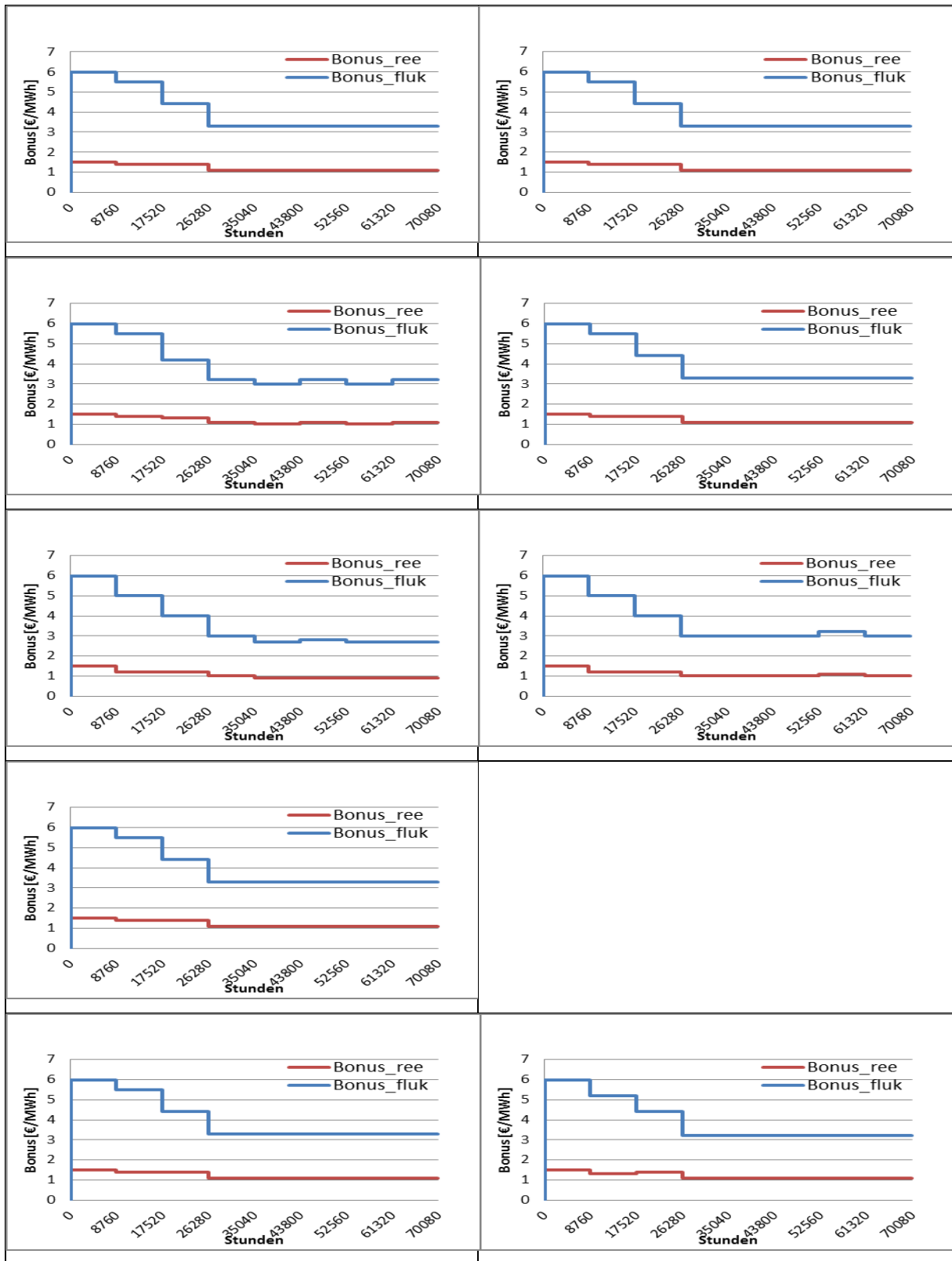


Abbildung 7-1: Entwicklung der Bonushöhe aller ZWH im Lauf-ManP "alt" (ZWZ 1-10 (ohne 8): gelesen von links nach rechts und oben nach unten).

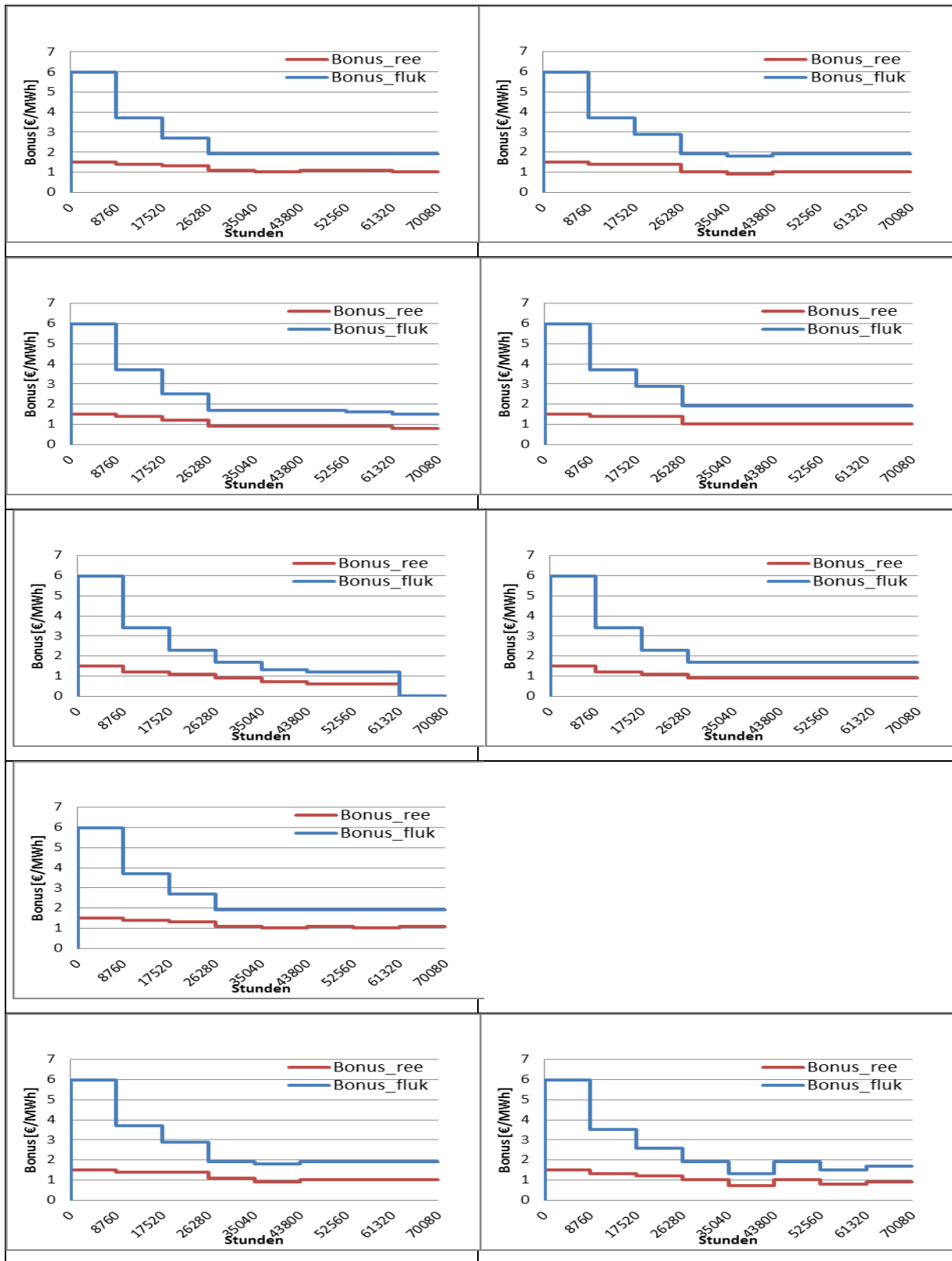


Abbildung 7-2: Entwicklung der Bonushöhe aller ZWH im Lauf-ManP "neu" (ZWZ 1-10 (ohne 8): gelesen von links nach rechts und oben nach unten).

Literaturverzeichnis

- 50Hertz-Transmission (22.02.2012): Modell zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise der 4 ÜNB, http://www.50hertz.com/cps/rde/xbcr/trm_de/Modell_zur_Berechnung_der_Ausgleichspreise_der_4_UeNB.pdf (Abruf am 22.02.2012).
- 50Hertz-Transmission (Juni 2011): http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xml/140.htm?rdeCOQ=SID-48FCE5BC-ACB18FA5; Datenzeitraum 01.01.2011-30.06.2011 (Abruf am 24.02.2012).
- AGEE-Stat (2011): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Online: http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_zeitreihe.pdf (Abruf am 20.02.2012).
- Arthur (2005): Out-of-equilibrium Economics and Agent-Based Modelling. Online: <http://www.santafe.edu/research/publications/workingpapers/05-09-037.pdf> (Abruf am 12.01.2007).
- AusglMechAV: Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung - AusglMechAV), Version vom 22.02.2010; http://www.clearingstelle-eeg.de/files/AusglMechAV_juris_101208.pdf (Abruf am 30.04.2013).
- Bagnall and Smith (2005): A multi-agent model of the UK market in electricity generation. Department of Economics Iowa State University. Iowa. Online: <http://www2.econ.iastate.edu/tesfatsi/ACEElectric.Bagnall.pdf> (Abruf am 10.05.2010).
- BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2012): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011) - Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Vergütungssummen, Marktintegration der erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme.
- BDEW (03.12.2010): Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20101203_Erneuerbare_Energien_und_das_EEG_in_Zahlen_2010/\\$file/BDEW-Energie-Info_EE%20und%20EEG%20in%20Zahlen%202010.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20101203_Erneuerbare_Energien_und_das_EEG_in_Zahlen_2010/$file/BDEW-Energie-Info_EE%20und%20EEG%20in%20Zahlen%202010.pdf)
- BEE - Bundesverband Erneuerbare Energien (2011): Jahreszahlen Erneuerbare Energien 2010 Online: http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/sonstiges/2011/110207_BEE-Jahreszahlen_2010.pdf (Abruf am : 18.02.1012).
- Benarie (1988): Delphi and Delphilike Approaches with Special Regard to Environmental Standard Setting. In: Technological Forecasting and Social Change, Nr. 33, S.149-158.
- BFH (2004): Urteil vom 20.04.2004 (VII R 44/03, FG Düsseldorf).
- BMU (Januar 2012): Erneuerbare Energien in Zahlen.
- BMWi und BMU (2010): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“. Berlin.
- Borggreve und Neuhoff (2011): Balancing and Intraday Market Design - Options for Wind Integration, DIW Berlin Discussion Paper 11/62.

- Brenner (2006): Agent Learning Representation - Advice on Modelling Economic Learning. In: Handbook of Computational Economics, Volume 2. Tesfatsion and Judd (Edt.). Elsevier: DOI: 10.1016/S1574-0021(05)02016-2.
- Bundesnetzagentur (12.04.2012): Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung (BK6-10-098).
- Bundesnetzagentur (12.04.2012a): Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung (BK6-10-097).
- Bundesnetzagentur (18.10.2011): Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Minutenreserve (BK6-10-099).
- Bundesnetzagentur (2011): Monitoringbericht 2011.
- Bundesnetzagentur (25.10.2012): Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems (BK6-12-024).
- Bundestags-Drucksache 17/10571 vom 29. August 2012 einschließlich Begründung zur Managementprämienverordnung. Online: <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/105/1710571.pdf> (Abruf: 18. Dez 2012).
- Bunn and Oliveira (2003): Evaluating individual market power in electricity markets via agent-based simulation. In: Annals of Operations Research, Vol. 121, pp. 57–77.
- Carley (1996): Validating Computational Models. Social and Decision Sciences, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA. Online: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.87.9019&rep=rep1&type=pdf> (Abruf am 29.04.2010).
- Clearingstelle EEG (26.09.2011): Empfehlung 2001/2/1; http://www.clearingstelle-eeeg.de/files/2011-2-1_Empfehlung.pdf
- Consentec (2008): Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs: Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 10.12.2008.
- Consentec u.a. (20.01.2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien.
- Cushman & Wakefield (2012): Marketbeat Office Snapshot - Germany.
- DBFZ (2012): Referenzprojekte: Auswirkungen der flexiblen Fahrweise von Biogasanlagen zum Ausgleich von Nachfrageschwankungen, <http://www.dbfz.de/web/forschung/referenzprojekte/auswirkungen-der-flexiblen-fahrweise-von-biogasanlagen-zum-ausgleich-von-nachfrageschwankungen.html>
- DBFZ (März 2011): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare- Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, Zwischenbericht.
- DLR et al. (29. März 2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.

- DLR et al. (Dezember 2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.
- DREWAG im E-Energy-Projekt „Modellstadt Mannheim“, http://www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/de/feldtest/praxistest_dresden/Praxistest_Dresden.html
- EEG 2012: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz). Online: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf (Abruf am 26.06.2012).
- EEG-KWK.NET (Dezember 2012): http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung_Dezember_2012_Internet.pdf.
- EEX (2012a): Anbindungsmöglichkeiten. Online: http://cdn.eex.com/document/103372/EEX_Konnektivität_D.pdf
- EEX (2012b): Preise und Entgelte. Online: http://cdn.eex.com/document/103379/EEX_Preise_Entgelte_D.pdf
- EEX (2012c): Zulassung. Online: http://cdn.eex.com/document/103386/EEX_Zulassung_D.pdf
- ENTSOE (2011): Hourly load values for a specific country for a specific month (in MW). Online: <https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mhlv-a-specific-country-for-a-specific-month>
- Fligstein and McAdam (2012): "A Theory of Fields". Oxford University Press, Oxford.
- Foley, Gallachóir, Hur, Baldick and McKeogh (2010): A strategic review of electricity systems models. In: Energy, Vol.33, Issue 12, P. 4522–4530.
- Genoese (2011): Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation. Dissertation, KIT - Karlsruhe Institute for Technology.
- Groß (20. September 2012): Rechtlicher Klärungsbedarf aus Sicht des BSW-Solar e.V. Vortrag im Rahmen des 12. Fachgesprächs der Clearingstelle EEG.
- Growitsch et al. (Oktober 2007): Determinanten der Preisentwicklung auf dem deutschen Minutenreservemarkt, wik-Diskussionsbeitrag 300.
- Grozey, Batten, Anderson, Lewis, Mo and Katzfey (2006): NEMSIM - Agent-based Simulator for Australia's National Electricity Market. Melbourne: CISRO Manufacturing and Infrastructure Technology.
- Hasse, Krücken (2005): Neo-Institutionalismus, 2. Aufl., transcript, Bielefeld.
- IER (2009): Kraft-Wärme-Kopplung, <http://www.ier.uni-stuttgart.de/lehre/skripte/versuche/KWK/KWK.pdf>
- In.power (12./13. Oktober 2011): Wann ist Direktvermarktung lukrativ? BWE-Fachtagung: „Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“, Hannover. http://www.inpower.de/fileadmin/daten/pdf/vortraege/2011-10-13_BWE_Fachtagung_Direktvermarktung_in_power-Pr%C3%A4sentation_JW.pdf
- In.power (26./27. Oktober 2011): Marktintegration: Direktvermarktungsmöglichkeiten von EEG-Anlagen - Gemeinsam Stärken bündeln, 20. Windenergietage, Berlin. <http://www.windenergietage.de/20F2271330.pdf>

- IWES (Dezember 2010): Systemkonflikt in der Transformation der Stromversorgung. Expertise für den Sachverständigenrat für Umweltfragen, Materialien zur Umweltforschung 44, Berlin.
- Jansen (1999): Einführung in die Netzwerkanalyse: Grundlagen Methoden, Anwendungen. Leske und Budrich, Opladen.
- Jones Lang LaSalle (2009): Studie zur Belegung von Büroflächen. Online: http://www.joneslanglasalle.de/ResearchLevel1/JLL_Germany_Bueroflaechenkennziffern_2009.pdf
- Krewitt, Nienhaus, Roloff, Weeber, Reeg, Weimer-Jehle, Wassermann, Fuchs, Kast, Schmidt, Leprich, Hauser (2011): Analyse von Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte auf der Basis agentenbasierter Simulation. Projektbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart, Vilshofen, Saarbrücken
- Kurscheid, Uhlig-Düvelmeyer (29.01.2006): Modellierung der Inanspruchnahme positiver Minutenreserve als zusammengesetzter Poisson-Prozess mit regelzonenabhängiger Parametrisierung, Technische Universität Chemnitz.
- Lang, Schnieper (2006): Professionelles Management von Stiftungen. Gemeinschaftsdissertation. St. Gallen.
- Lehnert (2012): Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG2012, in ZUR 1/2012.
- Leipzig Institute for Energy (IE Leipzig) (2011): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken bis 2016. Studie im Auftrag von Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, EnBW Transportnetze AG and TenneT TSO GmbH.
- Li und Shi (2012): Agent-based modeling for trading wind power with uncertainty in the day-ahead wholesale electricity markets of single-sided auctions. Applied Energy, 2012, Online: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.04.022>.
- Liebold, Trinczek (2009): Experteninterview. In: Kühl et al. (Hrsg.): Handbuch der Organisationsforschung: Quantitative und Qualitative Methoden. Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden, S. 32-56.
- Marrone, Knorr, Lange, Beyer (2008): Characterization and Modeling of the Variability of the power output of aggregated wind farms - approaches to quantify the smoothing effect. 7th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms.
- Melzian (2008): Handelsstrategien im deutschen Elektrizitätsmarkt - Untersuchung der Gebotsstrukturen und agentenbasierte Simulation des EEX-Spothandels. Dissertation, Institute of Energy Technology, Technical University of Berlin.
- Mietspiegel (2012): Online: <http://www.mietspiegel.com/staedte-a-bis-z-gewerbe-mietspiegel>
- Mintroff and Turoff (1975): Philosophical and Methodological Foundations of Delphi. In: H.A. Linstone und M. Turoff (eds.). The Delphi Method, pp. 17-36. Addison-Wesley, Mass., Reading.

- Nicolosi et al. (2010): Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland - Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen.
- Nitsch et. al. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Bericht zur „Leitstudie 2010“ im Auftrag des BMU; DLR Stuttgart, Fraunhofer-IWES Kassel, IFNE Teltow, Februar 2011.
- Nitsch et. al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Projektbericht im Auftrag des BMU; DLR Stuttgart, Fraunhofer-IWES Kassel, IFNE Teltow, März 2012.
- Ockenfels (2008): Neun Beobachtungen zur Preisbildung im Liberalisierten Strommarkt - Darf man seiner Intuition vertrauen?. In: Neue rechtliche Herausforderungen für den Strommarkt, Bonner Gespräch zum Energierecht, Band 3, Löwer (Hrsg.), S. 9-29, V&R unipress Bonn University Press.
- Oppen, M. von (2012) in Solarthemen (Hinweis auf diese Veröffentlichung S. 14 (Abschnitt 2.3.2) Bericht
- Pindyck,/Rubinfeld (1998): Econometric Models and Economic Forecasts, 4. Auflage.
- r2b Energy Consulting/Consentec (2010): Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln/Aachen Juni 2010.
- Roon, Huber (16.04.2010): Modeling the spot market prices with the residual load, 5th conference on energy economics and technology.
- Roon, Huber (Juni 2010): Veränderung der Residuallast – Effekte auf die Strompreise, in: Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb 3.
- Rostankowski, Baier, Gernhardt, Holzhammer, Klobasa, Ragwitz, Sensfuß, Lehnert (2012): Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, Kurzgutachten im Rahmen des Projektes „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien“ vom 6. Juli 2012.
- Schmid et al. (2009): Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009 (Abschlußbericht). Online: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/abschlussbericht_kombikraftwerksbonus.pdf (Abruf am 10.04.2010).
- Schmidt (2000): Die Modellierung menschlichen Verhaltens. Delft, Erlangen, Ghent, San Diego: SCS – European Publishing House.
- Schnell, Hill, Esser (2011): Methoden der empirischen Sozialforschung. 9. Auflage. Oldenburg Verlag, München.
- Scholz (2011): Renewable Energy based electricity supply at low cost - development of the REMix Modell and application for Europe. Dissertation, Universität Stuttgart.

- Schulz, Renn (2009): Das Gruppendelphi. Konzept und Fragebogenkonstruktion. VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden.
- Sensfuß (2008): Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector - An agent-based simulation approach. Dissertation, Karlsruhe Institute of Technology.
- Sensfuß, Ragwitz (2011): Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. Working Paper: Fraunhofer Institute for Innovation and System Research, Karlsruhe.
- Sensfuß, Ragwitz, Genoese, Möst (2007): Agent-based simulation of electricity markets - a literature review. Working Paper Sustainability and Innovation No. S 5/2007, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe.
- Solarthemen (2012): EEG-Umlage verteuert vor Ort erzeugten Strom, Heft 12-387.
- Sorda, Sunak, Madlener (2013): An agent-based spatial simulation to evaluate the promotion of electricity from agricultural biogas plants in Germany, *Ecological Economics*, Volume 89, May 2013, Pages 43-60, ISSN 0921-8009, 10.1016/j.ecolecon.2013.01.022. Online: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921800913000451> (27.03.2012)
- StromNEV (2011): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung).
- Strube (1996): Emergenz. In Strube, G., Becker, B., Freksa, C., Hahn, U., Opwis, K., Palm, G. (Hrsg.). *Wörterbuch der Kognitionswissenschaft*. Stuttgart: Klett-Cotta. 139.
- Tennet (22.02.2012): [http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/bilanzkreise/preise-ausgleichsenergie/bilanzkreisabweichung-ab-01.08.2011;Zeitraum 01.08.2011-31.12.2011](http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/bilanzkreise/preise-ausgleichsenergie/bilanzkreisabweichung-ab-01.08.2011;Zeitraum%2001.08.2011-31.12.2011). (Abruf am 22.02.2012).
- Tennet (22.02.2012a): [http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/bilanzkreise/preise-ausgleichsenergie/bilanzkreisabweichung-ab-01.05.2009-bis-31.07.2011?tag=1&monat=07&jahr=2011;Zeitraum Juli 2011](http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/bilanzkreise/preise-ausgleichsenergie/bilanzkreisabweichung-ab-01.05.2009-bis-31.07.2011?tag=1&monat=07&jahr=2011;Zeitraum%20Juli%202011). (Abruf am 22.02.2012).
- trend:research und Klaus Novy Institut (2011): Marktakteure Erneuerbare – Energie – Anlagen in der Stromerzeugung. Als Teil des Forschungsprojektes: „Genossenschaftliche Unterstützungsstrukturen für eine sozialräumliche Energiewirtschaft“. Online: <http://www.kni.de/pages/posts/neue-studie-bdquomarktakteure-erneuerbare-energien-anlagen-in-der-stromerzeugungldquo-32.php>
- Trigo, Marques, and Coelho (2009): Temmas: The electricity market multi-agent simulator. In *Proceedings of the 10th International Work Conference on Artificial Neural Networks, Part 1: Bio Inspired Systems Computational and Ambient Intelligence, 2009*, pp. 569–576.
- Troitzsch (2009): Perspectives and Challenges of Agent-Based Simulation as a Tool for Economics and Other Social Sciences. *Proceedings of the 8th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems (AAMAS)*, Decker et al. (Edt.), Vol. 1, 10.-15.05.2009, Budapest, Ungarn.

- ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber (2012): Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG. Online: http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung_Dezember_2012_Internet.pdf (Abruf: 30.01.2013).
- ÜNB EEG-Konto (2011) und (2012): Aktuelle Daten zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach AusglMechV. Online: <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Konten-%C3%9Cbersicht.htm>.
- Urban (2004): Das Referenzmodell PECS: Agentenbasierte Modellierung menschlichen Handelns, Entscheidens und Verhaltens; Dissertation, Faculty for the Department for Mathematics and Informatics, University of Passau, OPUS – Passau, <http://www.opus-bayern.de/uni-passau/volltexte/2005/47/>.
- VDI - Verband Deutscher Ingenieure - Fachkonferenz (2012): Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan. 18. und 19. September 2012, Mannheim.
- Ventosa, Baíllo, Ramos and Rivier (2005): Electricity market modeling trends. In: Energy Policy 33, S. 897-913.
- Wassermann, Hauser, Klann, Nienhaus, Reeg, Rhiel, Roloff, Weimer-Jehle (2012): Renewable Energy Policies in Germany: Analysis of Actors and new Business Models as a Reaction to the Redesign and Adjustment of Policy Instruments. Proceedings of the 12th IAEE European Energy Conference. Venedig, Italy.
- Webler et al. (1991): The Group Delphi: A Novel Attempt at Reducing Uncertainty. In: Technological Forecasting and Social Change 39, Nr. 3, 253-263.
- Weidlich (2008): Engineering Interrelated Electricity Markets - An Agent-Based Computational Approach. Physica-Verlag, Heidelberg.
- Weidlich and Veit (2006): Bidding in interrelated day - ahead electricity markets - insight from an agent-based simulation model. Proceedings of the 29th IAEE International Conference. Potsdam, Germany. <http://www.im.uni-karlsruhe.de/Upload/Publications/824eb244-6966-400e-a1ef-c58186ecf7b9.pdf> (Abruf am 30.3.2011).
- Weidlich und Veit (2008): A critical survey of agent-based wholesale electricity market models. In: Energy Economics, 30 (2008), S. 1728-1759.
- Wenzel und Nitsch (2010): Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis des Leitszenario 2010. Online: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/langfristszenarien_ee_bf.pdf (Abruf am 24.06.2010).
- Windenergietage (2011): <http://www.windenergietage.de/20F2271330.pdf>
- Windrum, Fagiolo und Moneta (2007): Empirical Validation of Agent-Based Models: Alternatives and Prospects. Journal of Artificial Societies and Social Simulation, 10 (2, 8).
- Witt, Hennig, Rensberg, Schwenker, Scheffelowitz, Krautz, Schaubach, Thrän, Schlowin, Kutne, Hilse, Vetter, Graf, Reinhold (2010): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, Deutsches BiomasseForschungsZentrum. Zwischenbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

- Witt, Rensberg, Hennig, Naumann, Schwenker, Zeymer, Billig, Krautz, Daniel-Gromke, Thrän, Hilse, Vetter, Reinhold (2011): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, Deutsches BiomasseForschungsZentrum. Zwischenbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Wooldridge (2002): An Introduction to Multi-Agent Systems. John Wiley & Sons, Chichester.
- Wustlich, Hoppenbrock (20. September 2012): Überblick über die rechtlichen Änderungen des EEG2012, Vortrag im Rahmen des 12. Fachgesprächs der Clearingstelle EEG.
- Wustlich, Müller (23. November 2012): Direktvermarktung im EEG2012 – Stand und Perspektiven. Vortrag im Rahmen des 13. Fachgespräch der EEG Clearingstelle.
- Zhou, Chan, Chow (2007): Agent-based simulation of electricity markets: A survey of tools. In: Artificial Intelligence Review, 30 (2007), 4, S. 305-342.
- Ziems et al. (06.04.2011): Einfluss der EE auf die Netzstabilität und maximal mögliche Einspeisung von Wind- & Solarenergie (in Deutschland, Vortrag zur Hannover Messe „Power Plant Technology Forum“ – Hannover).