

**AMIRIS – EIN AGENTENBASIERTES SIMULATIONS-
MODELL ZUR AKTEURSSPEZIFISCHEN ANALYSE
TECHNO-ÖKONOMISCHER UND SOZIOTECHNISCHER
EFFEKTE BEI DER STROMMARKTINTEGRATION UND
REFINANZIERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN**

DISSERTATION

zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)

vorgelegt

der Fakultät Maschinenwesen
der Technischen Universität Dresden

von

Dipl.-Ing. Matthias Reeg

geboren am 30.09.1981

in Berlin

Tag der Verteidigung: 29.05.2019

Institut für Energietechnik
der Technischen Universität Dresden

2019

Erklärung zur Dissertation

Ehrenwörtliche Erklärung zu meiner Dissertation mit dem Titel:

„AMIRIS – EIN AGENTENBASIERTES SIMULATIONS-MODELL ZUR AKTEURSSPEZIFISCHEN ANALYSE TECHNO-ÖKONOMISCHER UND SOZIOTECHNISCHER EFFEKTE BEI DER STROMMARKTINTEGRATION UND REFINANZIERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN“

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit erkläre ich, Matthias Reeg, geb. 30.09.1981, dass ich die beigefügte Dissertation selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel genutzt habe. Alle wörtlich oder inhaltlich übernommenen Stellen habe ich als solche gekennzeichnet.

Ich versichere außerdem, dass ich die beigefügte Dissertation nur in diesem und keinem anderen Promotionsverfahren eingereicht habe und, dass diesem Promotionsverfahren keine endgültig gescheiterten Promotionsverfahren vorausgegangen sind.

Köln, den 26.09.2018

Ort, Datum

Unterschrift

Anmerkungen

„Da wir Totalität nicht erreichen können, müssen wir bei der Suffizienz zur Ruhe kommen, und das ist am Ende eher eine praktische als eine rein theoretische Angelegenheit. Die letztendliche Lehre von der Nichtrealisierbarkeit eines unendlichen Regresses in kognitiven Dingen ist, daß der Primat der praktischen vor der theoretischen Vernunft ein unausweichlicher Aspekt der conditio humana ist.“ (Rescher 2002, S. 39).

Die vorgelegte Dissertation soll dem am 8. Oktober 2009 für alle völlig überraschend und mit 47 Jahren viel zu jung verstorbenen ehemaligen Abteilungsleiter der Systemanalyse und Technikbewertung des DLR-Institut für Technische Thermodynamik Wolfram Krewitt gewidmet sein, der die originäre und originelle Idee zur Entwicklung eines ABM zur Politikanalyse bei der Marktintegration der erneuerbaren Energien hervorgebracht hat und ursprünglich als Betreuer dieser Arbeit fungieren sollte.

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich meinen besonderen Dank nachstehenden Personen entgegenbringen, ohne deren Mithilfe die Anfertigung dieser Promotionsschrift niemals zustande gekommen wäre:

Zunächst einmal möchte ich meinem Doktorvater Prof. Müller-Steinhagen für die freundliche Überlassung des hochinteressanten Themas und die Betreuung der Arbeit danken. Insbesondere danke ich ihm für die Fokussierung der Arbeit und seine unglaubliche Geduld, aber auch die vielen Freiheiten bei der Ideenfindung und die Offenheit gegenüber diesem neuen Modellierungsansatz zur Beantwortung der Fragestellung.

Mein Dank gilt des Weiteren Prof. von Hirschhausen für die Anfertigung des Zweitgutachtens.

Ein ganz besonderer Dank geht an Kristina Nienhaus und Nils Roloff nicht nur für die inhaltliche Betreuung der Arbeit. Ohne ihren menschlichen Halt hätte ich die Arbeit in den schweren Zeiten wahrscheinlich nicht zu Ende geführt. Sie waren immer für mich da, vor allem wenn ich emotionale Unterstützung brauchte und haben mir immer außerordentlich viel Verständnis entgegen gebracht.

Mein Dank geht des Weiteren an all meine Kollegen der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung der DLR-Instituts für Technische Thermodynamik die mich in all den Jahren begleitet haben. Nicht nur die hilfreichen und kritischen Diskussionen, sondern vor allem die nette und überaus hilfsbereite Arbeitsatmosphäre war für mich außergewöhnlich unterstützend. Ein besonderer Dank geht hierbei an meinen langjährigen Bürokollegen und guten Freund Hans Christin Gils sowie die Kollegen meiner Arbeitsgruppe: Neben Kristina Nienhaus auch Marlene O'Sullivan, Evelyn Sperber, Marc Deisenroth und Martin Klein.

Auch möchte ich Christoph Schillings, Carsten Hoyer-Klick und Michael Nast dafür danken, dass sie in der schwierigen Zeit nach dem Tod von Wolfram Krewitt als komm. Abteilungsleiter die Verantwortung übernommen und dem damals noch neuen Ansatz der agentenbasierten Modellierung und damit auch meiner Dissertation immer den Rücken gestärkt haben.

Darüber hinaus geht ein ganz besonderer Dank natürlich an meine Familie und Freunde. Insbesondere haben mir meine Eltern Annemarie und Peter Reeg, mein Bruder Andreas und seine Frau Caroline immer grenzenlosen Rückhalt und Beistand sowie als Außenstehende hilfreiche Anmerkungen und Korrekturen zum Manuskript gegeben. Für das kritische Gegenlesen möchte ich außerdem meiner Tante Dörte Egloff sowie Julia Nantke, Cigdem Tolali, Christine Over und meinem Kollegen Ulrich Frey danken.

Begrifflichkeiten

Maskuline und feminine Substantive werde aus Gründen der Einfachheit und des Leseflusses einheitlich in der männlichen Form angegeben.

Aus Gründen des Leseflusses sowie der Verständlichkeit wird versucht auf die synonyme Verwendung von Begriffen soweit wie möglich zu verzichten. Da die Dopplung von Begriffen im Zweifelsfall nicht 100%ig ausgeschlossen werden kann, wird folgende Liste synonym verwendeter Begriffe angegeben:

- a. Kreditratenzahlung bzw. Kapitaldienst bzw. Schuldendienst
- b. Fördersystem bzw. Förderregime
- c. Förderinstrument bzw. Fördermechanismus
- d. Kurz- und Langfristbetrachtung bzw. Kurz- und Langfrist
- e. Windkraftanlage (WKA) bzw. Wind-Anlage

Alle verwendeten und dargestellten monetären Werte der Input-Daten und Simulationsergebnisse sind als reale € (2014) angegeben. Inputdaten mit anderen Bezugsjahren wurden nach den offiziellen Preisen und Preis-Indizes des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), des Statistischen Bundesamts (DESTATIS), des Bundesamtes für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle (BAFA) sowie der Europäischen Statistikbehörde (Eurostat) auf das Bezugsjahr 2014 umgerechnet (Eurostat 2015; BMWi 2016a; BAFA 2014; DESTATIS 2016).

Alle gängigen Duden-Abkürzungen (z. B., bspw., u. a., etc.) werden im Abkürzungsverzeichnis nicht gesondert aufgeführt.

Inhaltsverzeichnis

Erklärung, Anmerkungen, Danksagung und Begrifflichkeiten	I
Inhaltsverzeichnis.....	IX
Abkürzungsverzeichnis und Glossar.....	XIII
Abbildungsverzeichnis.....	XXI
Tabellenverzeichnis.....	XXVII
1 Einleitung.....	1-1
1.1 Motivation und Problemstellung.....	1-1
1.2 Zielsetzung der Arbeit.....	1-4
1.3 Methodik und Aufbau der Arbeit	1-7
2 Techno-ökonomische und soziotechnische Herausforderungen bei der FEE-Marktintegration sowie der Markt- und Systemorganisation.....	2-10
2.1 Techno-ökonomische Anforderungen an ein System mit hohen Anteilen an FEE	2-10
2.1.1 Kosteneffizienter und -effektiver EE-Ausbau bei verstärkter Marktintegration	2-13
2.1.2 Erschließung von kurzfristiger Flexibilität zur Koordination von Angebot und Nachfrage	2-17
2.1.3 Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit	2-19
2.2 Vermarktung des Stroms zur Refinanzierung von Investitionen im Stromhandel	2-20
2.2.1 Vermarktung über Termin- und Spotmärkte	2-21
2.2.2 Vermarktung über die Regelenergiemärkte.....	2-24
2.2.3 Regionale bzw. lokale Direktvermarktung und Eigenstromerzeugung	2-26
2.3 Risiken bei Investitionen in Erzeugungskapazitäten.....	2-28
2.3.1 Markt- und Finanzierungsrisiken.....	2-30
2.3.2 Risikokosten und Kostenrisiko bei geförderten Investitionen	2-32
2.3.3 Potenzielle (Re-)Finanzierungsrisiken von Anlageninvestitionen	2-35
2.4 Soziotechnische Herausforderungen bei der Markt- und Systemtransformation	2-38
2.5 Zwischenfazit	2-41
3 Wirkung und qualitative Bewertung verschiedener Marktentwicklungsoptionen und Instrumente	3-43
3.1 Darstellung möglicher Marktentwicklungsoptionen	3-43
3.1.1 Einführung der ‚Pay-as-bid‘-Preissetzung am ‚Energy-Only‘-Markt.....	3-43
3.1.2 Kopplung des deutschen EOM mit weiteren europäischen Strommärkten	3-44
3.1.3 Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes.....	3-45
3.1.4 Ausschreibung langfristiger Abnahmeverträge.....	3-45
3.2 Bewertungskriterien zur Beurteilung der Entwicklungsoptionen	3-45
3.3 Bewertung der Entwicklungsoptionen zur Refinanzierung der FEE	3-47
3.3.1 Einführung der Pay-as-bid-Preissetzung am EOM.....	3-48
3.3.2 Kopplung des EOM mit weiteren europäischen Strommärkten	3-49
3.3.3 Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes	3-50
3.3.4 Ausschreibung von langfristigen Abnahmeverträgen	3-51
3.4 Zusammenfassende Bewertung	3-52
3.5 Funktionsweise der Förderinstrumente zur Marktintegration.....	3-53
3.5.1 Variable und fixe Marktprämie	3-55
3.5.2 Variable und fixe Kapazitätsprämie.....	3-58
3.5.3 Bestimmung der Förderhöhe – administrativ vs. wettbewerblich	3-59
3.6 Qualitative Analyse und Bewertung der EE-Förderinstrumente zur Marktintegration.....	3-60
3.6.1 Das RESMIP-Schema zur Wirkung und Risikobewertung von EE-Förderinstrumenten	3-60
3.6.2 Qualitative Bewertung der Markt- und Kapazitätsprämienmodelle	3-63
3.7 Zwischenfazit	3-67

4	Das Simulationsmodell AMIRIS zur Analyse der Marktintegration und Refinanzierung der EE	4-69
4.1	Auswahl des Modellierungsansatzes und Vergleich mit anderen Ansätzen	4-69
4.1.1	Abgrenzung verschiedener Modellierungsansätze im Energiesektor	4-69
4.1.2	Anforderungen zur Analyse und Bewertung von Märkten und Politikinstrumenten	4-71
4.1.3	Grundlagen agentenbasierter Modellierung und ‚Agent-based Computational Economics‘	4-73
4.1.4	Kritische Reflexion vorherrschender Methoden und Begründung zur Wahl der ABM	4-75
4.2	Marktsoziologische Akteursanalysen als Modellierungs- und Parametrisierungsgrundlage	4-77
4.2.1	Verhaltens- und institutionenökonomische Grundlagen zur Akteursmodellierung	4-77
4.2.2	Durchführung der Experteninterviews	4-79
4.2.3	Ergebnisse der Interviews und identifizierte Einflussparameter	4-80
4.3	Überblick über das AMIRIS-Modell und den Simulationsablauf	4-88
4.3.1	Gesamtmodellstruktur	4-88
4.3.2	Simulationsablauf und -steuerung	4-90
4.3.3	Kommunikationsmechanismen	4-92
4.4	Modellierung der Stromteilmärkte	4-92
4.4.1	‚Day-ahead‘ Strommarkt	4-92
4.4.2	Regelenergiemarkt	4-97
4.4.3	Ausgleichsenergiemarkt	4-98
4.5	Interne Struktur der ausdifferenzierten Agenten mit Handlungsspielraum	4-99
4.5.1	Investoren und Betreiber von EE-Anlagen	4-99
4.5.2	Direktvermarkter für EE-Strom	4-110
4.5.3	Stromspeicherbetreiber	4-117
4.6	Weitere systemrelevante Agenten	4-119
4.6.1	EEGR - Erneuerbare Energien Gesetz - Rahmenbedingungen	4-119
4.6.2	Netzbetreiber	4-120
4.6.3	Strombörse	4-121
4.6.4	Konventionelle Kraftwerksbetreiber	4-121
4.6.5	Stromversorger bzw. Lieferant	4-122
4.7	Externe Inputdaten des Referenzszenarios	4-123
4.7.1	Entwicklung und Standortverteilung der installierten EE Kapazitäten	4-123
4.7.2	Wetter- und FEE-Erzeugungsprofile	4-125
4.7.3	Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks	4-126
4.7.4	Brennstoff- und CO ₂ -Preiszeitreihen	4-127
4.8	Modell Verifizierung, Kalibrierung und Validierung	4-128
4.8.1	Verifizierung und quantitative Validierung der Inputdaten	4-129
4.8.2	Verifizierung und qualitative Validierung des Marktverhaltens der Agenten	4-131
4.8.3	Verifizierung und quantitative Validierung der Stromteilmärkte	4-133
4.8.3.1	‚Day-ahead‘-Spotmarkt als Fundamentalmodell	4-133
4.8.3.2	Regelleistungsmarkt für negative Minutenreserve als lineares Regressionsmodell	4-136
4.8.3.3	Ausgleichsenergiepreise als gleichverteilter Zufallszug	4-138
4.8.4	Verifizierung sowie qualitative und quantitative Validierung des Gesamtmodells	4-138
5	Simulationsgestützte Analysen zur Marktintegration und Refinanzierung der FEE	5-140
5.1	Ergebnisse in den Referenzszenarien	5-141
5.1.1	Szenario-Varianten und Parametrisierung des Modells	5-141
5.1.2	Ergebnisse ohne marktgetriebene Abregelung	5-147
5.1.2.1	Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten	5-147
5.1.2.2	Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen	5-151
5.1.3	Einfluss der Instrumente zur Marktintegration der EE	5-154

5.1.3.1	Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten	5-154
5.1.3.2	Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen	5-161
5.2	Ergebnisse der vergleichenden Wirkungsanalyse verschiedener Einflussfaktoren	5-170
5.2.1	Szenario-Varianten und Parametrisierung des Modells	5-170
5.2.2	Einfluss der komplementär installierten FEE-Kapazitäten	5-171
5.2.2.1	Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten	5-172
5.2.2.2	Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen	5-176
5.2.3	Einfluss der räumlichen Verteilung der Windleistung	5-179
5.2.3.1	Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten	5-179
5.2.3.2	Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen	5-183
5.2.4	Einfluss von Schwachwindanlagen	5-187
5.2.4.1	Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten	5-188
5.2.4.2	Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen	5-192
5.2.5	Zubau und Betriebsstrategien der Biomasseanlagen	5-193
5.2.5.1	Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten	5-194
5.2.5.2	Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen	5-199
5.2.6	Einfluss der charakteristischen aktorspezifischen Parameter	5-202
5.2.6.1	Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten	5-203
5.2.6.2	Akteursebene: Entwicklung der Kapital- und Stromgestehungskosten	5-206
5.2.7	Einfluss einer zentralen vs. dezentralen FEE-Vermarktung	5-207
5.2.7.1	Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten	5-208
5.2.7.2	Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen	5-211
5.3	Ergebnisse und Sensitivitäten weiterer indirekter Einflussfaktoren	5-213
5.3.1	Szenario-Varianten und Parametrisierung des Modells	5-213
5.3.2	Einfluss der Entwicklung der Systemflexibilität durch neue Verbraucher	5-213
5.3.2.1	Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten	5-214
5.3.2.2	Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen	5-218
5.3.3	Einfluss durch Ausbau und Einsatz von Strom-zu-Strom Speichern	5-222
5.3.3.1	Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten	5-223
5.3.3.2	Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen	5-226
5.3.4	Ergebnisse der ‚Best-Case‘ Szenario-Variante	5-227
5.3.4.1	Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten	5-228
5.3.4.2	Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen	5-230
6	Interpretation und Schlussfolgerungen für ein ganzheitliches Systemdesign	6-234
6.1	Kosteneffizienter EE-Ausbau bei verstärkter Marktintegration	6-235
6.1.1	EVU als EE-Marktintegratoren zur Koordination von Angebot und Nachfrage	6-236
6.1.1.1	Marktintegration über einen unabhängigen, zentralen Käufer („Single-Buyer“-Konzept)	6-237
6.1.1.2	Marktintegration über bilaterale DV-Verträge zwischen Anlagenbetreiber und Versorger	6-239
6.1.2	Fördermodell zur EE-Marktintegration	6-239
6.1.3	Ausschreibung von langfristigen Abnahmeverträgen	6-241
6.1.3.1	Über zentrale Ausschreibungen	6-242
6.1.3.2	Über dezentrale bilaterale FEE-Abnahmeverträge	6-243
6.2	Erschließung von Flexibilitäten zur Koordination von Angebot und Nachfrage	6-245
6.2.1	Der Residuallastmarkt zur Erschließung kurzfristiger Flexibilitäten	6-245
6.2.2	Anreize zur Flexibilisierung der Erzeugungsseite	6-246
6.3	Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit	6-247

6.3.1	Ausschreibung von Verträgen über gesicherte und flexible Leistung	6-248
6.3.2	Skalierung auf europäische Ebene und Integration ausländischer Kapazitäten	6-249
6.4	Darstellung des ganzheitlichen Systemdesigns	6-250
7	Fazit und Ausblick.....	7-252
7.1	Zusammenfassung der Ergebnisse	7-252
7.2	Kritische Reflexion des gewählten Ansatzes, der Analysen und Schlussfolgerungen	7-256
7.3	Offene Fragen und mögliche Weiterentwicklungen.....	7-258
Literatur	i
Anhang	I
A)	Leitfragebogen der semi-strukturierten Experteninterviews – PV- und Windstrom-Investoren, Projektierer, Finanzierer und Anlagenbetreiber.....	I
B)	Ergebnisse zum 1) Teil des Interviewfragebogens: Allgemeine Fragen	IX
C)	Ergebnisse zum 2) Teil des Interviewfragebogens: Projektentwicklungsstadien und Wertschöpfungsanteile	XI
D)	Ergebnisse zum 3) Teil des Interviewfragebogens: Projektrisiken, Projektfinanzierung, Renditeerwartung und Kapitalkosten.....	XV
E)	Speicherstrategiebestimmung zur Erzielung von Arbitrage am ‚Day-ahead‘-Spotmarkt	XX
F)	Tabellenanhang: techno-ökonomische Anlagen- und Kraftwerksdaten.....	XXI
I)	Spezifische Investitions- sowie Wartungs- und Betriebskosten der EE-Anlagen.....	XXI
II)	Kostenparameter und installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke	XXVII
G)	Tabellenanhang: Entwicklung weiterer Input-Zeitreihen und Parameter	XXXII
I)	Externe Inputdaten des Referenzszenarios (SV_REF).....	XXXII
a)	Installierte EE-Kapazitäten.....	XXXII
b)	Wetter- und FEE-Erzeugungsprofile	XXXVI
c)	Brennstoff- und CO ₂ -Preiszeitreihen	XXXIX
d)	‚Must-Run‘-Kapazitäten bzw. Residuallast-Intervalle.....	XL
e)	Endenergieverbrauch im Stromsektor	XLI
II)	Installierte EE-Kapazitäten und Verteilung auf Standortgütern	XLII
a)	SV_WbruPvnet	XLII
b)	SV_WindOpt	XLIV
H)	Grafische Darstellungen nicht abgebildeter Ergebnisse aus Kapitel 5.....	XLV
I)	Ergebnisse ausgewählter PVAB in der SV_REF_MPfix	XLV
II)	Ergebnisse ausgewählter PVAB in der SV_SWA-REF_MPvar	XLV
III)	Ergebnisse ausgewählter PVAB in der SV_SWA-WindOpt_MPvar	XLVI

Abkürzungsverzeichnis und Glossar

Initialwörter

AB	Anlagenbetreiber (S. 131)
ABA	Anlagenbetreiber-Agent (S. 88)
ABK	Ausbaukorridor (S. 123)
ABM	Agent-Based Model(-ling) ‚Agentenbasierte Modellierung‘ (S. 7)
ACE	Agent-Based Computational Economics (S. 73)
AE	Ausgleichsenergie (S. 98)
AEE	Agentur für Erneuerbare Energien
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGEE	Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien
AMIRIS	<u>A</u> gentenbasierte <u>M</u> odellierung zur <u>I</u> ntegration <u>R</u> egenerativer Energien <u>I</u> n den <u>S</u> tromsektor (S. 6)
ASM	Ausschreibungsmodell (S. 59)
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
AusglMechAV	Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung
AW	anzulegender Wert (zur Bestimmung der Vergütungshöhe im EEG) (S. 53)
BAFA	Bundesamt für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft
BGA	Biogasanlage (S. 26, 108)
BHKW	Block-Heizkraftwerke (S. 108)
BKA	Bundeskartellamt
BKW	Braunkohlekraftwerk (S. 93)
BMAB	Biomasse-Anlagenbetreiber (S. 108)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit und Bau (2014-2018)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (bis 2014) bzw. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (seit 2014)
BNetzA	Bundesnetzagentur → Glossar
BP	Börsenpreis (S. 66, Tab. 3-3)
BRS	(Strom-)Börse (S. 121)
BS-BeSt	Brennstoff-Bereitstellung(-kosten) (S. 108)
CAPEX	Capital Expenditures ‚Kapitalkosten‘ (S. 147, 151)
CAPM	Capital Asset Pricing Model (S. 102)
CF	Capacity Factor ‚Kapazitätsfaktor‘ → Glossar (S. XIV)
CP	Capacity Premium ‚Kapazitätsprämie‘ (S. 83)
CPM	Capacity Premium Model ‚Kapazitätsprämienmodell‘ (S. 64, Tab. 3.2)
DESTATIS	Deutsches Statistisches Bundesamt
DHKW	Dampf-Heizkraftwerk (S. 108)
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DM	Direct-Marketing ‚Direktvermarktung‘ (S. 147, 151)
DSCR	Debt-Service-Coverage-Ratio ‚Schuldendienstdeckungsquote‘ (S. 81)
DSM	Demand-Side-Management (S. 11)
DV	Direktvermarktung (S. 71)
DVA	Direktvermarktungs-Agent (S. 88)

E2P	Energy to Power ‚Kapazität zu Leistung‘ (bei Speichern)
EE	Erneuerbare Energie(n) (S.1)
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz (bis einschl. EEG 2012: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, seit EEG 2014: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien)
EEX	European Energy Exchange (Spot- und Termin-Energiehandelsplatz (Börse) in Leipzig)
EK	Eigenkapital (S. 33)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy-Only-Markt ‚Energienmengenmarkt‘ → Glossar (S. XIV)
EP	Electricity Production ‚Stromproduktion/-erzeugung‘ (S. 147, 151)
EPEX	European Power Exchange (Spot Stromhandelsplatz (Börse) in Paris)
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen (S. 1)
EW	Erwartungswert (S. 57)
EXP	Expenditure(s) ‚Ausgaben‘ (S. 147, 178)
FBS	Festbrennstoff (S. 108)
FEE	fluktuierende erneuerbare Energie(n) (S. 2)
FhG	Fraunhofer Gesellschaft
FIT	Feed-in Tariff ‚fixe Einspeisevergütung‘ (S. 1)
FK	Fremdkapital (S. 33)
FLH	Full Load Hours ‚Volllaststunden‘ (S. 102)
FP	Flexibilitätsprämie (S. 109)
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung (S. 105)
GLP	Grenzleistungspreis (S. 25)
GM	Ground-mounted ‚Freiflächen‘(-PV-Anlage) (S. 106)
GT	Gasturbine (S. 93)
GuD	Gas- und Dampf-Kraftwerk (S. 93)
HH	Haushalt (S. 105)
HVG	Holzvergaser (S. 108)
I	Investition (S. 99)
ID	Identifikationsnummer (S. 143)
INC	Income ‚Einkommen‘ oder ‚Einnahmen‘ (S. 147, 151)
IND	Industrie (S. 105)
IRR	Internal Rate of Return ‚interner Zinsfuß‘ (S. 85)
ISO	Independent System Operator ‚unabhängiger Systembetreiber‘ (S. 47)
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KK	Kapazitätskredit → Glossar (S. XIV)
KKW	Kernkraftwerk (S. 93)
KMU	kleine und mittelständische Unternehmen (S. 33)
KW	Kraftwerk (S. 1)
LCOE	Levelized Cost of Electricity ‚Stromgestehungskosten‘ (S. 99)
LK	Leistungsklasse ($\hat{=}$ inst. Leistung der jeweiligen EE-Anlagenklasse) (S. 104)
LL	Load Level ‚Lade-Füllstand‘ (bei Speichern) (S. 118)
LRM	Lineares Regressionsmodell
MC	Marginal Costs ‚Grenzkosten‘ (S. 94)
MCP	Market-Clearing-Price(-ing) ‚Markträumungspreis‘ → Glossar (S. XIV, 21)
MLG	Multi-Level-Governance (S. 5)

MOM	Merit-Order-Model ‚Modell der geordneten (Kraftwerks-)Leistung‘ (S. 92)
MP	Market-Premium ‚Marktprämie‘ (S. 55)
MPM	Market-Premium-Model ‚Marktprämienmodell‘ (S. 63. Tab. 3-1)
MRL	Minutenreserveleistung (auch Tertiärregelleistung genannt) (S. 25)
MV	Market-Value ‚Marktwert‘ -> Glossar (S. XIV)
MW	Marktwert -> Glossar (S. XIV)
MWF	Marktwertfaktor oder auch relativer Marktwert (S. 55)
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe (S. 108)
NB	Netzbetreiber (S. 120)
NBA	Netzbetreiber-Agent (S. 88)
NRV	Netzregelverbund (S. 36)
O&M	Operation and Maintenance ‚Wartung und Betrieb‘ (S. 99)
OPEX	Operation Expenditures ‚variable/fixe Betriebskosten‘ (S. 147, 151)
OR	Operating Resources ‚Betriebsmittel‘ (S. 107)
OTC	Over-the-Counter ‚bilateraler Handel‘ (S. 21)
P2G	Power-to-Gas ‚Strom zu Gas‘ (S.12)
P2H	Power-to-Heat ‚Strom zu Wärme‘ (S. 12)
P2L	Power-to-Liquid ‚Strom zu (Flüssig-)Kraftstoff‘ (S. 12)
P2V	Power-to-Vehicle ‚Strom zu (Elektro-)Fahrzeug‘ (S. 12)
P2X	Power-to-X ‚Strom zu X‘ (als Überbegriff für P2G, P2H, P2L und P2V)
PEX	Power Exchange ‚Stromgroßhandelsbörse‘ (S. 147, 152)
PG	Portfoliogröße (S. 113)
PM	Prämienmodell (entweder als Markt- oder Kapazitätsprämie) (S 147, 151)
PPA	Power Purchase Agreement ‚(langfristiger) Stromabnahmevertrag‘ (S. 244)
Pr	Preis (S. 93)
PRL	Primärregelleistung (S. 25)
PSW	Pumpspeicher-Kraftwerk (S. 17)
PV	Photovoltaik (S. 3)
PVAB	Photovoltaik-Anlagenbetreiber (S. 104)
r	Rate of Return ‚Zinssatz‘ (S. 100)
RE	Regelenergie (= Regelarbeit) (S. 24)
reBAP	regelzonenübergreifender Bilanzausgleichspreis
REE	regelbare erneuerbare Energie(n)
REF	Referenz(-Szenario)
REM	Regelenergiemarkt (S. 24)
RESMIP	<u>RES-E Support Mechanisms Implications on Investment and Plant Operation</u> (S. 60)
RFR	Risk-free Rate ‚risikofreier (Referenz-)Zins‘ (S. 205)
RL	Residuallast (S. 18)
RMW	Referenzmarktwert -> Glossar (S. XIV, 119)
RoE	Return on Equity ‚Eigenkapitalrendite‘ (S. 34)
RP	Risk Premium ‚Risikoprämie‘ (S. 102)
RP-FK	Risikoprämie des Fremdkapitals (S. 203)
RT	Roof-top ‚Aufdach‘(-PV-Anlage) (S. 106)
LCOPS	Levelized Costs of Policy Support (S. 255)
SD	Standard Deviation ‚Standardabweichung‘
SDL	Systemdienstleistung(en) (S. 24)

SE	Stromerzeuger/-zeugung ‚Electricity Production‘ (EP) (S. 147, 151)
SI	Support Instrument ‚Förderinstrument‘ (S. 103)
SKW	Steinkohlekraftwerk (S. 93)
SOG	Standortgüte (S. 103)
SPR	Speicher (S. 89)
SRL	Sekundärregelleistung (S. 25)
StromEG	Stromeinspeisegesetz (Langfassung: Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
SV	Szenario-Variante (S. 140)
SV_REF	Referenz-Szenario-(Variante) (S. 141)
SWA	Schwachwindanlage (S. 125)
uMCP	uniform Market-Clearing-Price ‚einheitlicher Markträumungspreis‘ → Glossar (S. XIV, 21)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (S. 53)
VF	Value Factor ‚Marktwertfaktor‘ (MWF) oder auch ‚relativer Marktwert‘ (MW_{rel}) (S. 55)
VS	Versorgungssicherheit (S. 10)
WAB	Windanlagenbetreiber (S. 104)
WACC	Weighted Average Cost of Capital ‚gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten‘ (S. 102)
WKA	Windkraftanlage (S. 104)
woC	without curtailment ‚ohne Abregelung‘ (S. 141)
ZfK	Zeitschrift für kommunale Wirtschaft

Physikalisch-mathematische Größen und Einheiten

a	Annus ‚Jahr‘
d	Day ‚Tag‘
E	Energy ‚Energie‘
G	Giga $\triangleq 10^9$
GWh	Gigawattstunde
h	Hour ‚Stunde‘
k	Kilo $\triangleq 10^3$
kW	Kilowatt
kWp	Kilowatt peak
kWh	Kilowattstunde
m	Month ‚Monat‘
M	Mega $\triangleq 10^6$
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
P	(electr.) Power ‚(elektr.) Leistung‘
s	Second ‚Sekunde‘
t	Tonne sowie unbestimmter Zeitpunkt während der Simulationslaufzeit
T	Tera $\triangleq 10^{12}$ sowie bestimmter Zeitpunkt während der Simulationslaufzeit

TWh	Terawattstunden
Var	Varianz
W	Watt
Wh	Wattstunde

Mathematische Operatoren, Symbole und Ausdrücke

\forall	für alle
\wedge	logisches UND
\vee	logisches ODER
\in	Element von
\cong	entspricht
\equiv	ist identisch mit
$\stackrel{\text{def}}{=}$	per Definition
\mathbb{N}	Menge der natürlichen Zahlen
\mathbb{Q}	Menge der rationalen Zahlen
\mathbb{R}	Menge der reellen Zahlen
\mathbb{Z}	Menge der ganzen Zahlen
$<$	kleiner
$>$	größer
\leq	kleiner gleich
\geq	größer gleich
\ll	sehr viel kleiner als
\gg	sehr viel größer als
\approx	ungefähr gleich
Π	Produktzeichen in der math. Funktionsanalyse
Σ	Summenzeichen in der math. Funktionsanalyse
X	Zufallsvariable
x_i	Ausprägung i einer Zufallsvariable
\bar{x}	arithmetisches Mittel
\tilde{x}	Median
$\bar{\mu}$	Erwartungswert der (Standard-)Normalverteilung
$E(X)$	Erwartungswert einer (Zufalls-)Variable X
$P(A)$	Wahrscheinlichkeit des Ereignisses A
\emptyset	Durchschnitt

Griechische Buchstaben

α	Zahlungsstrom ‚Cashflow‘
β	Risikofaktor des Förderinstruments (SI - ‚Support Instrument‘)
Δ	Differenz zwischen zwei Werten
σ	Standardabweichung (SD - ‚Standard Deviation‘)
η	Wirkungsgrad

Indizes

abr...abgerufen
 abs...absolut
 act...actual ,Ist(-Wert)‘
 agt...agentenspezifisch
 akt...akteursspezifisch
 ant...anteilig/prozentual
 ave...average ,Durchschnitt‘
 bru...brutto
 c...charge ,laden‘
 cur...curtailed ,abgeregelt‘
 e...equity ,Eigenkapital‘
 el...elektrisch
 d...debt ,Schulden aus Fremdkapital‘
 dod...depth of discharge ,Entladetiefe‘ (bei Speichern)
 fix...fest/fixiert
 i...unbestimmter Laufindex als Kennzeichnung der Anzahl von Elementen
 inst...installiert
 ist...Ist-Wert
 j...unbestimmter Laufindex als Kennzeichnung der Anzahl von Elementen
 kum...kumuliert
 LL...Load-Level ,Ladezustand‘ (bei Speichern)
 Istg...Leistung
 m...oberer/unterer Grenzwert eines Laufindex
 max...Maximalwert
 min...Minimalwert
 n...oberer/unterer Grenzwert eines Laufindex
 net...netto
 norm...normiert
 on...Onshore(-Wind)
 off...Offshore(-Wind)
 past...,vergangen‘ oder ,Vergangenheit‘
 pot...potenziell
 prog...prognostiziert
 prosp...prospective ,zukünftig‘, Bedeutung hier: mit perfekter Voraussicht
 real...real/realisiert
 rel...relativ
 scal...skaliert
 sd...self-discharge ,Selbstentladung‘ (bei Speichern)
 soc...State of Charge ,Ladezustand‘ (bei Speichern)
 soll...Soll(-Wert)
 spez...spezifisch (Größe)
 step...Simulationsschrittweite (per default gilt $T_{\text{step}} \stackrel{\text{def}}{=} 1\text{h}$)
 stor...Storage ,Speicherung‘
 sum...Summe
 t...unbestimmter Zeitpunkt während der Simulationslaufzeit

T...bestimmter Zeitpunkt während der Simulationslaufzeit
 tar...Target ‚Ziel(-Wert)‘
 tat...tatsächlich ($\hat{=}$ realisiert)
 th...thermisch
 tot...total
 var...variabel
 verf...verfügbar
 wC...with curtailment ‚mit Abregelung‘
 woC...without curtailment ‚ohne Abregelung‘

Glossar

- BNetzA** Die **Bundesnetzagentur** ist die zuständige Regulierungsbehörde in Deutschland für alle natürlicher Monopole der netzgebundenen Versorgungswirtschaft (Strom, Gas, Wasser, Telekommunikation).
- CF** Der **Kapazitätsfaktor** (CF - ‚Capacity-Factor‘) gibt an, welcher Anteil der installierten Leistung eines Kraftwerks über das Jahr gemittelt tatsächlich eingesetzt wurde. In der Literatur wird der CF auch als *Jahresnutzungsgrad* oder *Auslastungsfaktor* bezeichnet.
- KK** Der **Kapazitätskredit** gibt das Verhältnis der sicher verfügbaren Leistung zur installierten Leistung einer Stromerzeugungstechnologie (SET) an.
- EOM** Der ‚**Energy-Only**‘-Markt, ist ein (Energie-)Marktplatz, auf dem ausschließlich die erbrachte Arbeit - in Form von erzeugtem Strom –vergütet wird. Das Gegenstück ist der (Energie-)Leistungsmarkt.
- KM** Ein **Kapazitätsmarkt** im engere Sinne vergütet i. d. R. als Ergänzung zum EOM die Kosten einer zu bestimmten vertraglichen Konditionen vorgehaltenen Kraftwerksleistung in €/kW.
- MCP** Der **Market Clearing Price** ‚Markträumungspreis‘ ist der Preis, der sich aus dem Schnittpunkt der aggregierten Angebots- und Nachfragekurve einer bestimmten Marktsituation ergibt. Das Lot des Schnittpunktes mit der Abszisse bestimmt sodann das diesem Gleichgewichtspreis entsprechende optimale Markt(räumungs-)volumen.
- MW** Der **Marktwert (MV - ‚Market Value‘)** drückt in der Energiewirtschaft den zeitlich und räumlich abhängigen Wert einer produzierten Megawattstunde einer Stromerzeugungstechnologie (SET) am ‚Day-ahead‘-Strommarkt aus. Da die meisten SETs i. d. R. zeitlich nicht kongruent einspeisen, sondern gehäuft zu bestimmten Zeitpunkten in Abhängigkeit verschiedener Tages-, Wochen-, Monats- oder Jahrelastverläufe, weisen alle SETs i. d. R. einen technologie- oder sogar anlagenspezifischen MW auf, der sich i. d. R. durch Abweichungen nach oben oder unten vom durchschnittlichen MW aller SETs unterscheidet. Der durchschnittliche MW aller SETs realisiert sich im ‚Day-ahead‘-Börsenpreis über den Tagesverlauf und wird auch als ‚Baseload‘-Strom bzw. als MW der EEX/EPEX bezeichnet. Eine SET, die über den Tagesverlauf mit gleichbleibender Leistung Strom an der ‚Day-ahead‘-Strombörse verkauft, erzielt an der Strombörse den ‚Baseload‘-Preis als MW.
- (u)MCP** Das **(uniform) ‚Market-Clearing-Pricing‘** ist ein Preissetzungsmechanismus, der häufig auf ‚Energy-Only‘-Märkten zum Einsatz kommt und bei dem alle Marktteilnehmer, die „im Markt“ sind (d. h. unterhalb oder gleich des uMCP geboten haben) den einheitlichen Gleichgewichtspreis für ihre ge- bzw. verkauften Megawattstunden erhalten, unabhängig ihrer eigenen Grenzkosten oder -nutzen bzw. Gebote.

- MOM** Das ‚**Merit-Order**‘-Modell ist das ökonomische Standardmodell zur Bestimmung des (theoretisch) kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes zur Deckung der Stromnachfrage (Last) zu einem beliebigen Zeitpunkt im Jahr. Sie setzt sich in aufsteigender Reihenfolge aus den Grenzkosten der Stromerzeugungsanlagen zusammen, die dem Markt zur Befriedigung der Nachfrage zur Verfügung stehen.
- RMW** Der **Referenzmarktwert** wurde erstmals im EEG 2012 zur Berechnung der variablen Marktprämie einführt. Er wird ex post, d. h. am Ende eines jeden Monats zur Bestimmung der Höhe der variablen Marktprämie für jede FEE-Technologie (On- und Offshore-Wind sowie PV) berechnet.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Struktureller Aufbau der Arbeit.....	1-9
Abbildung 2-1: Uniforme Preisbildung im ‚Day-ahead‘-Auktionenhandel	2-21
Abbildung 2-2: Aktuell gültige, mögliche Vermarktungslogik (Strategie) von konventionellem- und FEE-Strom über die Termin- und Spotmärkte	2-23
Abbildung 2-3: Zeitliche Zusammenarbeit der einzelnen Regelleistungsarten	2-25
Abbildung 2-4: Risikoparameter bei der Investition in und dem Betrieb von Stromerzeugungsanlagen im liberalisierten Strommarkt.....	2-30
Abbildung 2-5: Entwicklung der Preise und Mengen auf den Regelenergiemärkte für PRL, SRL und MRL, getrennt nach pos. und neg. Leistung sowie Entwicklung der bezuschlagten Mengen in der Zeit von 2008-2014	2-36
Abbildung 2-6: ‚Merit-Order‘-Effekt durch die Einspeisung von FEE	2-37
Abbildung 2-7: Die dynamische Multi-Level-Perspective auf Systeminnovationen	2-39
Abbildung 3-1: Vergleich der Preisbildung in Uniform-Pricing und Pay-as-Bid Auktionen	3-44
Abbildung 3-2: Entwicklung des Stromexports und -imports in Deutschland von 1990-2015	3-44
Abbildung 3-3: Definition der Bewertungsskala der Entwicklungsoptionen	3-48
Abbildung 3-4: Bewertungsergebnis bei einer Einführung von Pay-as-Bid Auktionen am Spotmarkt	3-48
Abbildung 3-5: Bewertungsergebnis bei Kopplung des EOM mit anderen Strommärkten	3-50
Abbildung 3-6: Bewertungsergebnis bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen	3-51
Abbildung 3-7: Bewertungsergebnis für technologiespezifische Ausschreibung langfristiger Verträge	3-52
Abbildung 3-8: Übersicht der Bewertungsergebnisse der Entwicklungsoptionen zur FEE-Refinanzierung.....	3-53
Abbildung 3-9: Funktionsweise einer variablen Prämie im Vergleich zur fixen Einspeisevergütung (FiT) (CP_{var} Berechnung in €/MW äquivalent zu MP_{var} Berechnung in €/MWh).....	3-55
Abbildung 3-10: Funktionsweise einer fixen Prämie im Vergleich zur fixen Einspeisevergütung (FiT) (CP_{fix} Berechnung in €/MW äquivalent zu MP_{fix} Berechnung in €/MWh)	3-57
Abbildung 3-11: Analysefokus der Einflussparameter bei Investitionen in FEE-Anlagen	3-61
Abbildung 3-12: Ablaufschema des RESMIP Modells	3-62
Abbildung 3-13: Darstellung des Risikoprofils der diskutierten Instrumente in der Risikomatrix	3-67
Abbildung 4-1: Modelltaxonomie nach Sensfuß (2008) für den Energiesektor	4-69
Abbildung 4-2: Modelltaxonomie nach Weron (2014) für den Stromgroßhandel.....	4-70
Abbildung 4-3: Genannte Antworten und ihre Häufigkeit zu bisherigen Risiken	4-80
Abbildung 4-4: Genannte Antworten und ihre Häufigkeit zu zukünftigen Risiken	4-81
Abbildung 4-5: Anzahl der Angaben zum Rang in Abhängigkeit des Einflusses auf das jeweilige Risiko	4-82
Abbildung 4-6: Anzahl der qualitativen Einschätzung zur Risikohöhe im Vergleich zum Einspeisetarif	4-83
Abbildung 4-7: Anzahl der Angaben zum Rang in Abhängigkeit des Einflusses auf die Kapitalkosten	4-84
Abbildung 4-8: Anzahl der gegeben qualitativen Einschätzung des Risikos und des Einfluss auf die Kapitalkostenparameter in Abhängigkeit des Förderinstruments.....	4-85
Abbildung 4-9: Eigentümeranteile an installierten EE-Leistung von 2004-2010.....	4-88
Abbildung 4-10: AMIRIS Gesamtmodellstruktur.....	4-89
Abbildung 4-11: Simulationsablauf im AMIRIS-Modell als UML-Klassendiagramm	4-91
Abbildung 4-12: Serialisierte Simulationsabläufe zu einem Simulationsschritt T	4-91
Abbildung 4-13: Merit-Order-Modell des ‚Day-ahead‘-Spotmarktes	4-93
Abbildung 4-14: Zuordnung extrem niedriger und negativer Preise zu repräsentativen RL-Intervallen	4-96
Abbildung 4-15: Histogramm zur Verteilung der AE-Preise im Jahr 2011 in stündlicher Auflösung (stündliche Mittelwerte der viertelstündlichen Daten).....	4-98
Abbildung 4-16: Höhe der Kapitalkosten (WACC) in 28 EU-Ländern für Onshore-Windprojekte	4-101
Abbildung 4-17: Standortgütern mit entsprechenden potenzielle FLH für Wind- und PV-Anlagen	4-103
Abbildung 4-18: Kalkulatorische und reale FLH der Wind-Onshore, -Offshore und PV-Standortgütern 2006-2035	4-104
Abbildung 4-19: Spez. Investitions- (I_o) sowie variable und fixe O&M-Kosten für WKA von 2006-2035.....	4-106
Abbildung 4-20: Spez. Investitions- (I_o) sowie variable und fixe O&M-Kosten für PV-Anlagen von 2006-2035.....	4-106
Abbildung 4-21: Vergütungssätze (AW) der Biomasseanlagen von 2015-2035.....	4-108
Abbildung 4-22: Spez. Investitions- (I_o) sowie Kosten für Betriebsmittel (OR) und die Brennstoff-Bereitstellung für Biomasseanlagen von 2006-2035	4-108
Abbildung 4-23: Betriebsstrategie I) & II) der Biomasseanlagen	4-109
Abbildung 4-24: Vergleich der normalisierten SD σ verschiedener Windleistungsprognosen:	4-112
Abbildung 4-25: Histogramm des NRV-Mengensaldos 2011	4-113

Abbildung 4-26: Spezifische Betriebskosten in Abhängigkeit der DV-Handelsmengen	4-116
Abbildung 4-27: Ein- und Ausgangstrommengen der Speichermodellierung sowie techno-ökonomische Parameter	4-118
Abbildung 4-28: In AMIRIS verwendbare Lastprofile für die Beispieljahre 2008, 2020	4-122
Abbildung 4-29: Installierte Leistung aller Windanlagen nach LKs von 2006-2030 nach definierten Netto-ABKs des EEG 2014	4-123
Abbildung 4-30: Installierte Leistung aller PV-Anlagen nach LKs von 2006-2030 nach definierten Brutto-ABKs des EEG 2014	4-124
Abbildung 4-31: Installierte Leistung aller Biomasseanlagen nach LKs von 2015-2030 nach definierten Brutto-ABKs des EEG 2014	4-124
Abbildung 4-32: Entwicklung des gesamten Kraftwerksparks 2006-2035 im Referenzszenario (SV_REF)	4-126
Abbildung 4-33: Vergleichende Darstellung typischer statistischer Kenngrößen der historischen (links, 2010-2014) und der stochastisch modellierten Brennstoff- und CO ₂ -Preiszeitreihen (rechts, 2015-2019, logarithmische Darstellung).....	4-127
Abbildung 4-34: Lineare und stochastische Brennstoff- und CO ₂ -Preisetrends von 2015-2035	4-128
Abbildung 4-35: Vergleich der historischen und mit AMIRIS simulierten FEE-Stromeinspeisung in den Jahren 2006-2012.....	4-130
Abbildung 4-36: Absolute und relative EE-Leistung in der DV seit Beginn der Einführung der gleitenden Marktprämie 2012[Daten: www.netztransparenz.de]	4-132
Abbildung 4-37: Stündlich mit AMIRIS simulierte und reale EEX/EPEX ‚Day-ahead‘-Börsenpreise der Referenzjahre 2008, 2011, 2014 mit den jeweiligen Preisdauerlinien.	4-134
Abbildung 4-38: Scatter-Plots der realen und simulierten Preise der Referenzjahre 2008, 2011 und 2014..	4-135
Abbildung 4-39: Reale und simulierte EE-Marktwerte 2014.....	4-136
Abbildung 4-40: Test auf Normalverteilung der erklärenden Variablen für das GLP-LRM für das Referenzjahr 2011	4-137
Abbildung 4-41: Histogramme der AE-Preise 2011 in 1-h (links) und ¼-h Auflösung (rechts).....	4-138
Abbildung 5-1: Absolute und relative EE-Leistung in der DV seit Beginn der Einführung der gleitenden Marktprämie 2012	5-141
Abbildung 5-2: Endenergieverbrauch im Effizienz- (EFF) und Flexibilitäts-(FLEX) Szenario bis 2035	5-142
Abbildung 5-3: Anzahl und Relation normaler, sehr niedriger und negativer ‚Day-ahead‘-Strompreis in der SV_REF_woC	5-147
Abbildung 5-4: Börsenpreise als Tagesmittelwerte der Jahre 2015, 2020, 2025 und 2030 in der SV_REF_woC ..	5-148
Abbildung 5-5: Absolute (MV) und relative Marktwert (VF) der FEE in der SV_REF_woC von 2015-2035.....	5-148
Abbildung 5-6: Förderumlagekosten und EE-Strommengen in der SV_REF_woC von 2015-2035	5-149
Abbildung 5-7: Absolute (MV) und relative Marktwerte (VF) der konventionellen KW in der SV_REF_woC..	5-149
Abbildung 5-8: Stromerzeugung (SE) und CO ₂ -Emission der konventionellen KW 2015-2035 in der SV_REF_woC	5-149
Abbildung 5-9: Eingespeiste (ist), prognostizierte (soll) und vermarktete EE-Strommengen 2015-2035 in der SV_REF_woC	5-150
Abbildung 5-10: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (Ø LCOE), -einnahmen (Ø INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_REF_woC.....	5-151
Abbildung 5-11: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (Ø LCOE), -einnahmen (Ø INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter PVAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_REF_woC.....	5-153
Abbildung 5-12: verfügbare Leitung (P) und Kapazitätsfaktoren (CF) konventioneller Kraftwerke von 2015-2035 in der SV_REF_woC.....	5-154
Abbildung 5-13: Anzahl und Relation normaler, niedriger und negativer ‚Day-ahead‘-Strompreise in der SV_REF_woC, MPvar, MPfix und CPfix	5-155
Abbildung 5-14: Absolute (MV) und relative Marktwert (VF) der FEE im Lauf mit MPvar, MPfix und CPfix im Vergleich zur SV_REF_woC von 2015-2035	5-156
Abbildung 5-15: Börsenpreise als Tagesmittelwerte bei Anwendung von FiTs ohne Abregelung (woC), der MP _{var} , MP _{fix} und CP _{fix} im SV_REF des Jahres 2030	5-157
Abbildung 5-16: Konventionelle Stromerzeugung (SE) sowie die entsprechenden CO ₂ -Emissionen in der SV_REF_woC, SV_REF_MPvar, SV_REF_MPfix und SV_REF_CPfix von 2015-2035.....	5-158

Abbildung 5-17: Förderumlagekosten sowie eingespeisten EE-Strommengen in der SV_REF_MPvar, SV_REF_MPfix, SV_REF_CPvar und SV_REF_CPfix von 2015-2035.....	5-159
Abbildung 5-18: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_REF_MPvar	5-161
Abbildung 5-19: Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) der WAB der LK1 von 2015-2035 in der SV_REF_MPvar	5-162
Abbildung 5-20: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter PVAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_REF_MPvar.	5-163
Abbildung 5-21: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_REF_MPfix.	5-164
Abbildung 5-22: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_REF_CPvar.	5-165
Abbildung 5-23: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_REF_CPfix.....	5-166
Abbildung 5-24: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter PVAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_REF_CPfix.	5-167
Abbildung 5-25: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter PVAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_REF_CPvar.....	5-168
Abbildung 5-26: Verfügbare Leistung (P) und Kapazitätsfaktoren (CF) konventioneller Kraftwerke bei Anwendung der MP_{var} , MP_{fix} und CP_{fix} von 2015-2035 in der SV_REF im Vergleich zur SV_REF_woC.	5-169
Abbildung 5-27: Entwicklung und Verteilung der Wind- und PV-Leistung als Input der SV_REF (Wind Netto oben links & PV Brutto oben rechts) sowie der SV_WbruPVnet (Wind Brutto unten links & PV Netto unten rechts)	5-172
Abbildung 5-28: Installierte FEE-Leistung in der SV_REF und SV_WbruPVnet 2015-2035.	5-173
Abbildung 5-29: Förderumlagekosten und EE-Strommengen in der SV_REF und SV_WbruPVnet bei Anwendung der MP_{var} und CP_{fix} von 2015-2035.	5-174
Abbildung 5-30: Absolute (MV) und relative Marktwerte (VF) der FEE im Lauf mit MPvar und CPfix im Vergleich der SV_REF und SV_WbruPVnet von 2015-2035.	5-175
Abbildung 5-31: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_WbruPVnet_MPvar	5-176
Abbildung 5-32: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_WbruPVnet_CPfix.....	5-177
Abbildung 5-33: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP_sold) der PVAB der LK2 und LK4 von 2015-2035 in der SV_WbruPVnet_CPfix	5-178
Abbildung 5-34: Verteilung der installierten Windleistung auf die SOG_{low} (rot, LK1), SOG_{med} (gelb, LK2), SOG_{high} (grün, LK3) und SOG_{off} (blau, LK4) in der SV_REF und SV_WindOpt von 2006-2035	5-179

Abbildung 5-35: Vergleich der absoluten (MV) und relativen Marktwerte (VF) der FEE in der SV_REF und SV_WindOpt bei Anwendung der MP _{var} , MP _{fix} und CP _{fix} von 2015-2035	5-181
Abbildung 5-36: Förderumlagekosten und EE-Strommengen in der SV_WindOpt bei Anwendung der MP _{var} , MP _{fix} , CP _{var} und CP _{fix} von 2015-2035	5-182
Abbildung 5-37: Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP _{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP _{cur}) der WAB 11 und 31 im Zeitraum 2015-2035 in der SV_WindOpt bei Anwendung der MP _{var} und MP _{fix} im Vergleich zur SV_REF	5-184
Abbildung 5-38: Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP _{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP _{cur}) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_WindOpt bei Anwendung der CP _{var} und CP _{fix} im Vergleich zur SV_REF	5-185
Abbildung 5-39: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten sowie tatsächlich vermarktete (EP _{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP _{cur}) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_WindOpt bei Anwendung der CP _{var} und CP _{fix}	5-186
Abbildung 5-40: Entwicklung der CP _{var} und CP _{fix} für On- und Offshore Wind- und PV-Strom im Vergleich zu den spezifische Durchschnittskosten (\emptyset LCOE) und -einnahmen (\emptyset INC) der WAB der LK3 von 2015-2035 in der SV_WindOpt	5-187
Abbildung 5-41: Leistungsbeiwerte der herkömmlichen Enercon E-82 und der Schwachwindanlage E-103 EP2....	5-187
Abbildung 5-42: Vergleich der normierten potenziellen Stromerzeugungsprofile für herkömmliche WKA (Enercon E-82) und Schwachwindanlagen (Enercon-103-EP2) bei niedriger Standortgüte (SOG _{low}) für das beispielhafte Jahr 2015.....	5-188
Abbildung 5-43: Vergleich der absoluten (MV) und relativen Marktwerte (VF) der FEE in der SV_REF und SV_SWA_REF bei Anwendung der MP _{var} und CP _{var} von 2015-2035.....	5-190
Abbildung 5-44: Vergleich der absoluten (MV) und relativen Marktwerte (VF) der FEE in der SV_WindOpt und SV_SWA-WindOpt bei Anwendung der MP _{var} und CP _{var} von 2015-2035	5-191
Abbildung 5-45: Förderumlagekosten und EE-Strommengen bei Anwendung der MP _{var} und CP _{var} im Vergleich der SV_REF, SV_SWA-REF und SV_SWA-WindOpt von 2015-2035	5-192
Abbildung 5-46: Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP _{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP _{cur}) ausgewählter WAB im Vergleich der SV_REF und SV_SWA-REF bei Anwendung der MP _{var} im Zeitraum 2015-2035	5-193
Abbildung 5-47: Biomasse Brutto-Ausbau in der SV_REF und Netto-Ausbau in der SV_BM_Inflex & Flex I+II	5-194
Abbildung 5-48: Börsenpreis-Jahresmittel in der SV_BM_Inflex_MPvar, SV_BM_Flex_I&II mit CP _{fix} für BMAB von 2015-2035	5-195
Abbildung 5-49: Vergleich der absoluten (MV) und relativen Marktwerte (VF) der FEE unter Anwendung der MP _{var} in der SV_REF und SV_BM_Inflex sowie in der SV_BM_Flex_I+I bei Anwendung der CP _{fix} für Biomasseanlagen von 2015-2035	5-196
Abbildung 5-50: Absolute und relative Werte der potenziellen (pot), direktvermarkteten (sold) und abgeregelten (cur) Strommengen (EP) der BMAB 10 und 30 in der SV_BM_Flex_I+II bei Anwendung der CP _{fix}	5-197
Abbildung 5-51: Förderumlagekosten und EE-Strommengen bei Anwendung der MP _{var} und CP _{fix} bei Biomasseanlagen im Vergleich der SV_BM_Inflex sowie SV_BM_Flex_I & II von 2015-2035	5-198
Abbildung 5-52: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP _{sold}) der BMAB der LK1-4 in der SV_REF, SV_BM_Inflex sowie SV_BM_Flex_I & II von 2015-2035	5-199
Abbildung 5-53: Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP _{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP _{cur}) ausgewählter WAB und PVAB im Vergleich der SV_REF und SV_BM_Inflex bei Anwendung der MP _{var} im Zeitraum 2015-2035 ..	5-200
Abbildung 5-54: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP _{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP _{cur}) ausgewählter WAB und PVAB in der SV_BM_Flex_II_MPvar	5-201
Abbildung 5-55: Vergleich der Börsenpreis-Jahresmittel in der SV_RoE_high & low, SV_RP-FK und SV_RFR von 2025-2035.....	5-203
Abbildung 5-56: Förderumlagekosten und EE-Strommengen bei Anwendung der MP _{var} in der SV_RoE_high & low, SV_RP-FK und SV_RFR von 2015-2035.....	5-205

Abbildung 5-57: Einfluss der agentenspezifischen Renditeerwartung auf die Stromgestehungskosten in der SV_REF_MPvar.....	5-206
Abbildung 5-58: Stromgestehungskosten der WAB der LK1 bei der MP _{fix}	5-207
Abbildung 5-59: Anzahl und Relation normaler, niedriger und negativer ‚Day-ahead‘-Strompreise in SV_DVSdz und SV_DVSz bei Anwendung der MPvar	5-208
Abbildung 5-60: Vergleich der Börsenpreis-Jahresmittel in der SV_DVSdz und SV_DVSz ohne und mit ‚perfect foresight‘ (pf)	5-209
Abbildung 5-61: Förderumlagekosten und EE-Strommengen bei Anwendung der MP _{var} in der SV_DVSdz, SV_DVSz und SV_DVSz_pf von 2015-2035	5-210
Abbildung 5-62: Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP _{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP _{cur}) ausgewählter WAB und PVAB im Vergleich der SV_DVSdz_MPvar (links) und SV_DVSz_MPvar (rechts).....	5-211
Abbildung 5-63: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP _{sold}) der WAB der LK3 in der SV_DVSdz und SV_DVSz_MPvar von 2015-2035	5-212
Abbildung 5-64: Entwicklung der RL-Intervalle in der SV_REF und SV_P2X mit Zubau von P2X-Anlagen	5-214
Abbildung 5-65: Vergleich der Börsenpreis-Jahresmittel mit und ohne P2X bei der MP _{var} , MP _{fix} und CP _{var&fix}	5-215
Abbildung 5-66: Vergleich der absoluten (MV) und relativen Marktwerte (VF) der FEE in der SV_REF und SV_P2X bei Anwendung der MPvar, MPfix und CPfix von 2015-2035.....	5-216
Abbildung 5-67: Förderumlagekosten und EE-Strommengen bei Anwendung der MP _{var} , MP _{fix} , CP _{var} und CP _{fix} in der SV_P2X von 2015-2035	5-217
Abbildung 5-68: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP _{sold}) der WAB der LK1 und 3 in der SV_REF und SV_P2X bei Anwendung der MP _{var} von 2015-2035.....	5-218
Abbildung 5-69: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP _{sold}) der WAB der LK1 und 3 in der SV_REF und SV_P2X bei Anwendung der MP _{fix} von 2015-2035	5-219
Abbildung 5-70: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP _{sold}) der WAB der LK1 und 3 in der SV_REF und SV_P2X bei Anwendung der CP _{fix} von 2015-2035.....	5-220
Abbildung 5-71: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP _{sold}) der WAB der LK1 und 3 in der SV_REF und SV_P2X bei Anwendung der CP _{var} von 2015-2035.....	5-220
Abbildung 5-72: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP _{sold}) der PVAB der LK2 in der SV_P2X bei Anwendung der MP _{var} , MP _{fix} , CP _{var} und CP _{fix} von 2015-2035.....	5-221
Abbildung 5-73: Einfluss von Speicherkapazitäten auf den Spotmarktpreis durch den Zubau von Speichern	5-222
Abbildung 5-74: Vergleich der Börsenpreis-Jahresmittel in der SV_REF, SV_SPR-Opt und SV_P2X_MPvar ...	5-223
Abbildung 5-75: Vergleich der absoluten (MV) und relativen Marktwerte (VF) der FEE in der SV_REF und SV_SPR-Opt_MPvar von 2015-2035	5-225
Abbildung 5-76: Förderumlagekosten und EE-Strommengen bei Anwendung der MP _{var} in der SV_REF und SV_SPR-Opt von 2015-2035.....	5-225
Abbildung 5-77: Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP _{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP _{cur}) ausgewählter WAB und PVAB im Vergleich der SV_REF und SV_SPR-Opt_MPvar	5-226
Abbildung 5-78: Vergleich der Börsenpreis-Jahresmittel in der SV_BestCast_MPvar und der SV_REF mit MP _{var&fix} und CP _{var&fix}	5-227
Abbildung 5-79: Förderumlagekosten und EE-Strommengen in der SV_REF_MPvar und SV_BestCase_MPvar von 2015-2035.....	5-229
Abbildung 5-80: Vergleich der absoluten (MV) und relativen Marktwerte (VF) der FEE in der SV_REF und SV_BestCase_MPvar von 2015-2035	5-229
Abbildung 5-81: Konventionelle Stromerzeugung (SE) sowie die entsprechenden CO ₂ -Emissionen bei Anwendung der MP _{var} in der SV_REF und SV_BestCase von 2015-2035.....	5-230
Abbildung 5-82: Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP _{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP _{cur}) ausgewählter WAB der SV_BestCase_MPvar	5-231

Abbildung 5-83: Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter PV der SV_BestCase_MPvar	5-231
Abbildung 5-84: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP_sold) der WAB der LK1-4 in der SV_BestCase MPvar von 2015-2035	5-232
Abbildung 5-85: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP_sold) der PVAB der LK1-4 in der SV_BestCase_MPvar von 2015-2035	5-232
Abbildung 5-86: Verfügbare Leistung (P) und Kapazitätsfaktoren (CF) konventioneller Kraftwerke bei Anwendung der MP_{var} von 2015-2035 in der SV_BestCase im Vergleich zur SV_REF	5-233
Abbildung 6-1: Konzept des ganzheitlichen Systemdesigns mit unabhängigen zentralen FEE-Käufer zur Integration hoher Anteile an FEE.....	6-250
Abbildung 6-2: Konzept des ganzheitlichen Systemdesigns mit dezentraler, wettbewerblicher Direktvermarktung zur Integration hoher Anteile an FEE	6-234

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Darstellung der Vor- und Nachteile des variablen Marktprämiemodells (MPM) hinsichtlich ihrer Anreizwirkung zur Marktintegration der FEE im Vergleich zu einem FIT System	3-63
Tabelle 3-2: Darstellung der Vor- und Nachteile des fixen Markt- sowie variablen und fixen Kapazitätsprämienmodells hinsichtlich ihrer Anreizwirkung zur verstärkten Marktintegration der FEE	3-64
Tabelle 3-3: Bewertung der Instrumente und Ableitung der Risikoprofile	3-66
Tabelle 4-1: Zuordnung der repräsentativen Residuallast-Intervalle zu extrem niedrigen und negativen Preisen für das Referenzjahr 2011	4-96
Tabelle 4-2: Faktoren, die die Investitions- und Betriebskosten einer Anlage beeinflussen sowie deren Abhängigkeiten, Verhältnis zum Risiko und ihrer Beeinflussbarkeit	4-100
Tabelle 4-3: EE-Leistung nach Eigentümer-Typen sowie ihre Renditeerwartung und Risikobereitschaft	4-105
Tabelle 4-4: DVA-Typen und ihre Unterscheidungscharakteristika	4-115
Tabelle 4-5: Auswertungsstatistik der realen und simulierten ‚Day-ahead‘-Börsenpreise der Referenzjahre 2008, 2011 und 2014	4-135
Tabelle 4-6: Regressionsstatistik des LRM zur Schätzung des GLP	4-137
Tabelle 4-7: Weiterführende Regressionsstatistik für die lineare Regression zur Schätzung des GLP	4-137
Tabelle 5-1: Anteile der Eigentümer-Typen mit AMIRIS Identifikations-Nr. (ID) an der installierten Leistung der jeweiligen Leistungsklasse (LK)	5-142
Tabelle 5-2: Parametrisierung und Inputdaten der simulierten Szenario-Varianten in der SV_REF	5-143
Tabelle 5-3: Anteile der Direktvermarkter-Agenten (DVAs) an der EE-Leistung in der DV	5-143
Tabelle 5-4: Übersicht der Initialisierungsparameter der Anlagenbetreiber-Agenten in der SV_REF:	5-145
Tabelle 5-5: Übersicht über die verwendeten Parameter und Inputdaten in der SV_REF.	5-146
Tabelle 5-6: Vergleich der Fördereffizienz der diskutierten Instrumente in der SV_REF	5-160
Tabelle 5-7: Parametrisierung und Inputdaten der simulierten Szenario-Varianten im Vergleich zur SV_REF	5-171
Tabelle 5-8: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen in den Simulationsläufen mit variablen Markt- sowie fixer Kapazitätsprämie im Vergleich der Läufe der SV_REF und SV_WbrupVnet	5-172
Tabelle 5-9: Deskriptive Statistik der stündlichen Börsenpreise des Jahres 2030 in den Läufen SV_REF und SV_WbrupVNet bei Anwendung der MPvar und CPfix	5-173
Tabelle 5-10: Vergleich der Fördereffizienz der diskutierten Instrumente in der SV_REF	5-175
Tabelle 5-11: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen in den Simulationsläufen mit variabler und fixer Markt- sowie fixer Kapazitätsprämie im Vergleich der Läufe der SV_WindOpt und SV_REF	5-180
Tabelle 5-12: Deskriptive Statistik der stündlichen Börsenpreise der Jahre 2030 und 2035 in der SV_REF und SV_WindOpt bei Anwendung der MP_{var} , MP_{fix} und CP_{fix}	5-180
Tabelle 5-13: Vergleich der Fördereffizienz der diskutierten Instrumente in der SV_REF, SV_WbrupVnet und SV_WindOpt	5-183
Tabelle 5-14: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen in den Läufen mit variabler Markt- und Kapazitätsprämie im Vergleich der SV_SWA, SV_SWA-WindOpt und SV_REF	5-189
Tabelle 5-15: Deskriptive Statistik der stündlichen Börsenpreise des Jahres 2030 und 2035 in den Läufen SV_REF, SV_SWA-REF und SV_SWA-WindOpt bei Anwendung der MPvar und CPvar	5-189
Tabelle 5-16: Vergleich der Fördereffizienz der Instrumente in der SV_REF und SV_WindOpt	5-191
Tabelle 5-17: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen in den Simulationsläufen mit variabler Markt- und Kapazitätsprämie im Vergleich der Läufe der SV_REF, SV_BM_Inflex und SV_BM_Flex I+II	5-195
Tabelle 5-18: Vergleich der Fördereffizienz in der SV_BM_Inflex und SV_BM_Flex I & II	5-198
Tabelle 5-19: Übersicht über potenzielle Kapitalgeber und ihre Renditeerwartung	5-202
Tabelle 5-20: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen in den Simulationsläufen mit variabler Markt- und Kapazitätsprämie im Vergleich der Läufe der SV_RoE_high+low, SV_RP-FK und SV_RFR	5-204
Tabelle 5-21: Vergleich der Fördereffizienz der diskutierten Szenario-Varianten	5-205
Tabelle 5-22: Akteursspezifische Renditeerwartung in Abhängigkeit des Investor-Typs im Referenzszenario	5-206
Tabelle 5-23: Vergleich der Fördereffizienz in der SV_DVSdz, SV_DVSz und SV_DVSz_pf	5-210

Tabelle 5-24: Parametrisierung und Inputdaten der simulierten Szenario-Varianten im Vergleich zur SV_REF.....	5-213
Tabelle 5-25: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen in den Läufen mit variabler Markt- und Kapazitätsprämie im Vergleich der Läufe der SV_RoE_high+low, SV_RP-FK und SV_RFR.	5-215
Tabelle 5-26: Fördereffizienz der diskutierten Instrumente in der SV_P2X im Vergleich zur SV_REF	5-216
Tabelle 5-27: Durchschnittliche Stromgestehungskosten der WAB und PVAB der LK1—4.....	5-221
Tabelle 5-28: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen im Vergleich der Läufe der SV_REF, SV_SPR-Opt und SV_P2X_MPvar	5-223
Tabelle 5-29: Deskriptive Statistik der stündlichen Börsenpreise des Jahres 2030 und 2035 in den Läufen SV_REF, SV_SPR-Opt und SV_MPvar	5-224
Tabelle 5-30: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen in der SV_BestCast_MPvar und SV_REF mit $MP_{\text{var\&fix}}$ und $CP_{\text{var\&fix}}$	5-228

1 Einleitung

1.1 Motivation und Problemstellung

Seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 kann ein kontinuierlicher Anstieg und immer größerer Anteil der erneuerbaren Energien (EE) an der Stromerzeugung in Deutschland beobachtet werden. Selbst die 2008 einsetzende Wirtschafts- und Finanzkrise, die eine massive Investitionszurückhaltung privatwirtschaftlicher Akteure in fast allen Industriesektoren zur Folge hatte, hinderte den weiteren Ausbau der EE im Stromsektor in Deutschland nicht. So konnte nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen der Anteil der EE-Stromerzeugung am Brutto-Inlandsstromverbrauch¹ in Deutschland Ende des Jahres 2016 auf knapp 32 % gesteigert werden (AGEB 2017).

Mit der Einführung des EEG und der damit verbundenen Förderung regenerativer Stromerzeugungstechnologien in Deutschland durch **Einspeisetarife als preisorientiertes Förderinstrument wurde explizit auf eine mengen- und damit eher marktpreisorientierte Förderung der EE verzichtet**. Der erfolgreiche Ausbau der EE in den vergangenen Jahren scheint diesen Förderansatz hinsichtlich der Fördereffektivität ex post zu rechtfertigen. Die gesetzlich garantierte Einspeisung sowie die fixen Vergütungssätze (FIT) über einen Zeitraum von 20 Jahren sorgen für eine sehr hohe Investitionssicherheit bei der Errichtung und beim Betrieb von EE-Anlagen in Deutschland. Durch den erfolgreichen Ausbau in Deutschland gilt das EEG nicht nur in den meisten europäischen Ländern als Vorbild für eine effektive nationale Förderpolitik zur Marktheran- und -einführung von EE.

Neben der Einführung von Förderinstrumenten zur unterstützenden Marktheran- und -einführung der EE sowie dem europäischen CO₂-Emissionshandel zur Reduktion von Treibhausgasemissionen im Energie- und energieintensiven Industriesektor, wurde von Seiten der Politik in der jüngeren Vergangenheit ein weiterer tiefgreifender Eingriff in die (energie-)politischen Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft vorgenommen. Ab **Mitte der 1990er Jahre wurde von der EU schrittweise die Liberalisierung der Energiemärkte** durchgesetzt. Damit sollte die monopolistische Struktur der Energieversorgung aufgebrochen und in der Folge wettbewerblich organisiert werden. Hierdurch erhoffte man sich eine effizientere Organisation des Energiesystems und damit eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche Versorgung (EnWG 1998) sowie eine höhere Dienstleistungsqualität und stärkere Wettbewerbsfähigkeit der EU-Mitgliedsländer (EU-Kommission 2003). Sukzessive wurden die vorherrschenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wie die Demarkationsverträge und Gebietsmonopole aufgehoben und dem Wettbewerb ausgesetzt sowie die Privatisierung der Energiewandlung und -versorgung vorangetrieben. Des Weiteren wurde der Netzzugang Dritter ermöglicht und neue Energiemärkte wie die Energiebörse EEX in Leipzig geschaffen, um den Handel mit Strom und anderen Energieträgern zu organisieren. Unabhängige Akteure traten als neue Erzeuger, Stromhändler und Energieversorgungsunternehmen (EVU) in den Markt ein.

Mit den steigenden Anteilen der EE an der Stromerzeugung in Deutschland wurden in den vergangenen Jahren sowohl aus der etablierten Energiewirtschaft als auch teilweise aus der Wissenschaft und Politik Forderungen laut, die EE im Interesse einer effizienteren Förderung besser in die liberalisierten Strommärkte zu integrieren. **Gefordert wird u. a., dass die EE in Zukunft ihre Stromproduktion ähnlich wie die konventionellen Kraftwerke (KW) an den Preissignalen der Strommärkte ausrichten, um somit zum besseren Ausgleich von Angebot und Nachfrage beizutragen**. Die wissenschaftliche und politische Diskussion in den vergangenen Jahren über ein zukunftsfähiges Förder- und Marktdesign im Rahmen der Energiewende vermittelt jedoch teilweise den Eindruck, dass die grund-

¹ inkl. Netzverluste und Eigenverbrauch.

sätzlichen, techno-ökonomisch bedingten Unterschiede der konventionellen und erneuerbaren Erzeugungstechnologien einerseits und deren spezifische Charakteristika bei Leistungs- und Preisgeboten an der Strombörse andererseits, nur unzureichend berücksichtigt werden. So zeigt sich z. B., dass die durch den Liberalisierungsprozess neu geregelten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (allgemein Marktdesign²) zunächst für einen auf der konventionellen Erzeugung mit speicherbaren Energieträgern basierenden Kraftwerkspark ausgelegt wurden. Diese Feststellung bezieht sich u. a. auf die Einteilung des Kraftwerksparks in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke, die Regelungen zur Bereitstellung von Ausgleich- und Regelenergie, die implementierten Algorithmen zur (Markt-)Preisfindung sowie mögliche Vermarktungsstrategien der Akteure auf den verschiedenen Marktplätzen für den kurz- und mittelfristigen Handel mit Strom.

Bei kapitalintensiven und langjährigen privatwirtschaftlichen Investitionen werden i. d. R. bei immanent vorhandener Unsicherheit über die zukünftigen Markt- und Preisentwicklungen Risikoaufschläge bei Eigen- und Fremdkapitalgebern (EK und FK) eingepreist. Werden zum Zweck der Markteinführung bestimmte Technologien staatlich gefördert, kann das u. U. dazu führen, dass sich die Förderkosten des EE-Ausbaus erhöhen. **Die möglichen Auswirkungen solcher Effekte werden zentral von der Wahrnehmung und Entscheidungsfindung der betroffenen Akteure beeinflusst.** Aus diesem Grund werden in der vorliegenden Arbeit neben den techno-ökonomischen auch die soziotechnischen Herausforderungen durch neue Akteure und Akteursstrukturen beim Design von Markt- und Förderregimen berücksichtigt. Die Internationale Energieagentur (IEA) identifiziert in diesem Zusammenhang in ihrer 2014 erschienenen Studie *The Power of Transformation* bei der Ausgestaltung eines zukünftigen Marktdesigns einen schwer aufzulösenden ‚Trade-Off‘, der bei der Integration der fluktuierenden EE ins System zu berücksichtigen ist (IEA 2014, S. 20):

„On the one hand, variable renewable energy generators need to be exposed to price signals that reflect the different value of electricity (depending on the time and location of generation), so as to facilitate system integration. On the other hand, variable renewable energy requires capital-intensive technology and, as such, is highly sensitive to investment risk, a risk that is increased by short-term price exposure. An appropriate market design will need to strike a delicate balance between these two objectives“.

Schon kurz nach der Umsetzung der Liberalisierungsrichtlinien der EU und der Etablierung des ‚Merit-Order‘-Prinzips zur Bestimmung der Einsatzreihenfolge der KW am Strommarkt, wurde immer wieder infrage gestellt, ob der ‚Energy-Only‘-Markt³ (EOM) überhaupt adäquate Investitionsanreize für den Kraftwerksneubau senden kann, um dauerhaft gesicherte Erzeugungskapazitäten für das definierte Versorgungssicherheitsniveau zu gewährleisten (Cramton et al. 2013; Groscurth & Bode 2009; Rosen et al. 2000; Weber 2002). Das Phänomen fehlender Investitionsanreize wird in der Diskussion auf das sog. ‚Missing-Money‘-Problem bei einer Markträumung nach uniformer Preisregel (uMCP - ‚uniform market-clearing-pricing‘) zurückgeführt. Demnach generieren die preissetzenden Grenzkraftwerke unter den gegebenen Umständen ggf. nicht ausreichende Deckungsbeiträge zur Refinanzierung der Investitionsvollkosten (Ockenfels 2008). Bei einer Übertragung dieser Problemstellung auf einen Kraftwerkspark mit hohen Anteilen an fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) ist diese Frage erst recht ungeklärt.

² Mit dem Begriff *Strommarktdesign* werden in dieser Arbeit sämtliche energiewirtschaftlichen und -politischen Regelungen bezeichnet, die zur Anwendung auf den verschiedenen Strom(teil)märkten kommen. Zur Abgrenzung des i. d. R. klassisch relativ eng gefassten Begriffs des Marktdesigns wird im Folgenden für die verfolgte ganzheitliche und integrierte Betrachtung deshalb der Begriff des *Systemdesigns* verwendet.

³ ‚Energy-Only‘-Markt bedeutet, dass nur eine Vergütung für die produzierte und gelieferte Energiemenge erfolgt, nicht jedoch für die Vorhaltung von potenzieller Erzeugungsleistung.

Der Zweifel wird vor allem damit begründet, dass Wind- und Photovoltaik(PV)-Anlagen als dargebotsabhängige Technologien Strom zu Grenzkosten von näherungsweise null Euro pro Megawattstunde (€/MWh) produzieren. Diese Charakteristik wirkt sich bei steigenden EE-Anteilen im Markt nachweislich preisdämpfend auf die Großhandelspreise an der Strombörse aus (Diekmann et al. 2007; Neubarth et al. 2006; Sensfuß 2008; Sensfuß et al. 2008; Traber & Kemfert 2011). Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob zukünftig bei theoretisch weiter sinkenden Großhandelspreisen durch eine immer höhere FEE-Stromeinspeisung die notwendigen Investitionen in flexible Erzeugungs-, Ausgleichs- und Verbrauchseinheiten kosteneffizient refinanziert werden können. Durch die meteorologisch bedingte Gleichzeitigkeit der dargebotsabhängigen Stromerzeugung sind jedoch auch die FEE-Anlagenbetreiber selbst von starken Marktwertverlusten betroffen (Hirth 2013; Reeg et al. 2013; Winkler et al. 2015; J. Winkler et al. 2016).

Die in den vergangenen Jahren in Deutschland geführte Diskussion um die Einführung eines Kapazitätsmechanismus⁴ als mögliche Lösung für das ‚Missing-Money‘-Problem konzentriert sich jedoch größtenteils auf die Refinanzierungsbedingungen des (noch) vorherrschenden thermisch-fossilen Kraftwerksparks mit speicherbaren Energieträgern. Werden jedoch nicht gleichzeitig die spezifischen Charakteristika der FEE sowie der zunehmende Verdrängungswettbewerb zwischen konventionellen und EE-Anlagenbetreibern berücksichtigt, scheint die proklamierte Zukunftsfähigkeit vieler Reformvorschläge für ein neues Marktdesign aus Sicht des Autors fragwürdig. Vorteilhafter wäre es, sich frühzeitig Gedanken darüber zu machen, wie ein **ganzheitliches Systemdesign**⁴ aussehen könnte, bei dem die FEE die tragende Säule der Strombereitstellung im System darstellen sollen. In einem solchen System wird die Koordination von Angebot und Nachfrage immer komplexer und es ergeben **sich neue Herausforderungen für eine effiziente Markträumung im Stromgroßhandel sowie für einen stabilen Netzbetrieb.**

Die vorliegende Arbeit befasst sich aus diesem Grund schwerpunktmäßig sowohl **auf der System- als auch der Akteurebene** mit folgenden Fragestellungen:

- Kann sich ein rein auf den heutigen liberalisierten Marktmechanismen basierendes erneuerbares und versorgungssicheres Stromsystem marktendogen refinanzieren?
- Können sich die FEE zukünftig mit weiter steigender Wettbewerbsfähigkeit bei den Stromgestehungskosten (LCOE) ebenfalls ohne weitere Förderung marktendogen refinanzieren?
- Oder braucht ein Stromsystem, das langfristig auf hohen Anteilen von FEE basiert, neue und andere Preisfindungsmechanismen, Förder- und Anreizsysteme?
- Wie könnte ein solches neues Markt- bzw. Systemdesign aussehen, das für eine effektive und gleichzeitig effiziente EE-Zielerreichung im Rahmen der Energiewende im Stromsektor sorgt?

Zur Definition und Abgrenzung der Begrifflichkeit des **ganzheitlichen Systemdesigns für hohe Anteile an FEE** soll im Rahmen dieser Arbeit Folgendes gelten:

Wenn von einem zukünftigen und langfristig funktionierenden ganzheitlichen Systemdesign gesprochen wird, dann beziehen sich die Aussagen auf ein Stromsystem in Deutschland, in dem über 40 % der Bruttostromerzeugung aus EE erfolgen, von denen wiederum rund 70 % aus fluktuierenden Quellen stammen.

⁴ Der Begriff „ganzheitlich“ wird in der vorliegenden Arbeit im Sinne einer holistischen Systembetrachtung verwendet. In der Systemwissenschaft wird davon ausgegangen, dass „das Ganze“ mehr ist als die Summe seiner „Teile“. Dieser Umstand soll darauf hinweisen, dass aus dem vorliegenden Wissen über einzelner Systembestandteile nicht auf das Verhalten des Systems als Ganzes geschlossen werden kann. Dieses Phänomen wird auch als „Emergenz“ bezeichnet und der dieser Betrachtungsweise zugrundeliegende Leitsatz als „Holismus“ (Matthies 2002).

Nach den Zielen des EEG (2014) oder des Energiekonzepts der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 sowie der BMU-Leitstudie 2012 könnte das etwa ab 2020 der Fall sein; bis 2050 soll sich der FEE-Anteil am Strom-Mix nach den Szenarien des Energiekonzepts dann auf ca. 60 % der Bruttostromerzeugung erhöhen (Nitsch et al. 2012; Prognos et al. 2010).

1.2 Zielsetzung der Arbeit

Seit der Liberalisierung der Energiewirtschaft gibt es für Betreiber von Stromerzeugungsanlagen drei wesentliche Vermarktungspfade, um die Investitionen ihrer in Wettbewerb stehenden Stromerzeugungstechnologien zu refinanzieren:

- Den institutionellen Großhandel (= Strombörse)
- Den ‚over-the-counter‘ (OTC) oder auch bilateralen Handel
- Den Regelenergiemarkt für Systemdienstleistungen

Um die in Abschnitt 1.1 aufgeworfene Fragestellung zur marktendogenen Refinanzierbarkeit neuer Investitionen beantworten zu können, wird im Sinne des kritischen und methodischen Rationalismus nach Karl Popper zunächst von **der Gültigkeit der mittelstarken Markteffizienz-Hypothese von Fama (1965; 1970; 1991) im Stromgroßhandel zur (Re-)Finanzierung der Investitionen** ausgegangen:

Ein auf den heutigen liberalisierten Markt- und Refinanzierungsmechanismen basierendes Stromsystem der Zukunft, das primär auf fluktuierenden erneuerbaren Energien gründet, kann allein durch marktendogene Anreize aus dem EOM für eine kosteneffiziente und gleichzeitig suffiziente Investitionsdynamik zur Gewährleistung einer sicheren Strombereitstellung sorgen (im Sinne der statischen als auch dynamischen Funktionsfähigkeit des Systems).

Die in Abschnitt 1.1 geäußerten Zweifel an der Gültigkeit der Markteffizienz-Hypothese im Stromsektor führt damit zu folgender **Null-Hypothese**:

Die alleinige marktendogene Refinanzierbarkeit des Stromsystems in Deutschland mit hohen Anteilen an FEE ist nicht möglich.

Die Null-Hypothese leitet sich dabei aus den Beobachtungen zur Börsenpreis- und Marktwertentwicklungen der jüngeren Vergangenheit ab und unterliegt dabei folgender Gedankenkette:

1. Wie in der Vergangenheit zu beobachten war, kann auch kurz- bis mittelfristig davon ausgegangen werden, dass sowohl die Strombörsenpreise als auch die EE-Marktwerte im EOM durch den sog. ‚Merit-Order‘-Effekt mit weiter steigender FEE-Einspeisung weiter abnehmen werden.
2. Dieser preisdämpfende Effekt könnte dabei durch den Marktwertverlust die Wirtschaftlichkeit von FEE-Anlagen wahrscheinlich noch deutlich stärker beeinflussen, als die der Kraftwerksbetreiber mit speicherbaren Energieträgern.
3. Die Volatilität der sich kurzfristig einstellenden Spotmarktpreise würde mit steigendem Marktanteil der FEE ceteris paribus wahrscheinlich ansteigen. Hoch volatile Preise auf Absatzmärkten hemmen jedoch die Investitionstätigkeit von Investoren, wenn die dadurch induzierten Preisrisiken nicht angemessen diversifiziert und anderweitig entsprechend abgesichert („hedged“) werden können.
4. Für viele bisherige oder auch zukünftige potenzielle (marktferne) EE-Investoren mit kleinen und kaum diversifizierten Portfolien stellt dies jedoch eine kaum – wenn nicht sogar unmöglich - zu bewältigende Herausforderung dar.
5. Die Preissignale auf dem EOM würden selbst bei vorhandenem ‚Peak-Load-Pricing‘ (d. h. keine Gebotsobergrenzen, sodass auch im institutionellen Stromhandel extreme Knappheitspreise

möglich sind) höchstwahrscheinlich nicht alle notwendigen Investitionen adäquat absichern, da sie unter der Berücksichtigung langer Planungs- und Genehmigungszeiten der entsprechenden Infrastruktureinheiten auch mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf erfolgen müssen.

6. Preisentwicklungen auf den Spot- und Terminmärkten bedingen sich gegenseitig. Kurzfristige, aber tendenziell dauerhafte Effekte, die z. B. zu Preisverfällen auf den Spotmärkten führen, haben auch mittelfristig sinkende Terminmarktpreise zur Folge.
7. Längerfristige Preisentwicklungen, die über den liquiden Terminmarkt von drei bis vier Jahren hinausgehen, sind für langfristige und kapitalintensive Investitionsgüter mit entsprechender technischer Lebensdauer nur schwer prognostizierbar.
8. Darüber hinaus kann davon ausgegangen werden, dass die FEE einem besonderen Absatzpreis- und damit einem zusätzlichen Investitionsrisiko ausgesetzt sein könnten, da sie über keinen speicherbaren Energieträger verfügen und somit kaum in der Lage sind, über Terminmärkte zukünftige Preisrisiken adäquat abzusichern.

Dieser Logik folgend besteht die Gefahr, dass mit den Anreizen des aktuell geltenden Marktdesigns nicht hinreichend Investitionen sowohl in fluktuierende als auch gut regelbare Kraftwerke sowie komplementäre Flexibilitätsoptionen⁵ getätigt werden, um eine sichere Stromversorgung auch in Zukunft gewährleisten zu können.

Versteht man das Stromversorgungssystem hoch entwickelter Volkswirtschaften zudem als komplexes soziotechnisches System, sollte für eine erfolgreiche Umsetzung und Steuerung eines konsistenten Transformationspfades neben den technischen und ökonomischen Herausforderungen auch die soziale Dimension berücksichtigt werden. Und wie u. a. der Atomausstieg nach Fukushima gezeigt hat, wird sich ohne soziale Akzeptanz kaum eine technische „Innovation“ durchsetzen können. Da darüber hinaus weltweit bisher kein Stromsystem existiert, das zu einem überwiegenden Teil aus FEE gespeist wird, und Einigkeit darüber herrscht, dass es sich bei der geplanten Systemtransformation nicht allein um die Substitution von Technologie A zu Technologie B handelt, kann die Energiewende in Deutschland auch als „Realexperiment“ angesehen werden, dessen Ausgang nur schwer abgeschätzt werden kann (Welzer 2012).

Ergebnisse aus der soziotechnischen Transformationsforschung weisen u. a. darauf hin, dass ein „Masterplan zur Energiewende“ aus diesem Grund nicht erstellt werden kann, geschweige denn wünschenswert wäre. Vielmehr müssten entsprechende **Governance-Strukturen und lernende Anreizsysteme entwickelt sowie soziale Lernprozesse initiiert werden** (Energy-Trans 2016). Ein mögliches Rahmenkonzept für die Steuerung der Energiewende bietet dabei die sog. **reflexive Multi-Level-Governance** (MLG), bei der institutionelles Lernen der gesetzgeberischen und administrativen Institutionen sowie der Policy-Akteure ermöglicht werden soll (Schreurs et al. 2016; Tews 2015). Im MLG-Konzept sollte der Staat laut Schreurs et al. (2016) vor allem dafür Sorge tragen, dass:

- die dezentralen Energiewendeaktivitäten unterstützt werden,
- Risiken übernommen und gezielt vielversprechende Ansätze gefördert werden („Upscaling“), um Raum für innovative Pioniere eines resilienten Gesamtsystems zu schaffen,
- Institutionen und Situationen als Arenen für transnationale sowie Bund-Länder Kooperationen (horizontale und vertikale Integration) geschaffen werden, um Lernprozesse zu ermöglichen,
- ein politischer Wille entwickelt wird, der die Risiken des Übergangs bei Pionieren übernimmt bzw. abfedert, und

⁵ Hierzu zählen alle angebots- und nachfrageseitigen Optionen zur Flexibilisierung, wie z. B. das Lastmanagement (DSM – „Demand Side Management“), P2X-Technologien, Stromspeicher (chemisch, thermisch, elektrisch) oder das Stromnetz.

- Mehrebenendynamiken stärker genutzt werden, um Energieeffizienz und Sektorintegration voranzutreiben.

Im Sinne der ganzheitlichen Betrachtung sollten diese Bedingungen deshalb bei der Ausgestaltung von neuen Regelungen für die Stromsektortransformation ebenfalls berücksichtigt werden.

Zur Adressierung dieser Herausforderung wäre es für Entscheidungsträger in Politik und Wirtschaft von enormem Vorteil, wenn **geplante Änderungen des Markt-, Förder- oder Regulierungsdesigns vorab getestet** werden könnten, bevor sie in der Realität mit ihren heterogenen Akteursstrukturen und komplexen Systeminterdependenzen implementiert werden. Mit einem adäquaten Analyse-Werkzeug könnten jedoch die Gefahr nicht intendierter Nebenwirkungen und Brüche innerhalb der Transformationsdynamik zumindest eingeschränkt werden. Deshalb sollen in der vorliegenden Arbeit mit der **Entwicklung des agentenbasierten Simulationsmodells AMIRIS⁶ zur Gesetzesfolgenabschätzung** die techno-ökonomischen Effekte sowie soziotechnischen Herausforderungen möglicher Transformationspfade mit Hilfe der Szenario-Technik analysiert werden. Mit dem entwickelten Simulationsmodell AMIRIS sollen **akteursspezifische Wirkungsanalysen** ermöglicht werden, um **robuste Handlungsempfehlungen zur Anpassung und Weiterentwicklung des Markt- und Förderdesign** ableiten zu können.

Zu diesem Zweck wird in der vorliegenden Arbeit die Erlössituation verschiedener Anlagenbetreiber-Typen mit unterschiedlichen EE-Technologien, Standortbedingungen und Verhaltenscharakteristika hinsichtlich der in der aktuellen wissenschaftlichen und politischen Diskussion befindlichen Förderinstrumente zur Marktintegration der FEE vergleichend untersucht.

Die Untersuchung beginnt zunächst mit einer theoretischen Analyse der Anreizwirkung der Instrumente hinsichtlich des Betriebs- und Investitionsverhalten der FEE. In den simulationstechnischen Analysen rückt der Fokus im Anschluss auf den tatsächlichen Einfluss der Instrumente unter Berücksichtigung der komplexen Interdependenzen im Stromsystem. Modellanalytisch untersucht werden die **variablen und fixen Markt- sowie Kapazitätsprämienmodelle**, ergänzt um eine erste Analyse der **Einführung eines Ausschreibungsmodells zur Bestimmung der Förderprämienhöhe**.

Bei der Analyse der Refinanzierungsbedingungen und deren Auswirkungen auf die FEE-Investitionsdynamik wird mit dem AMIRIS-Modell das aktuelle Markt- und Fördersystem agentenbasiert abgebildet und in stündlicher Auflösung über einen Zeitraum bis 2035 simuliert. Die vergleichende modelltechnische Untersuchung soll dabei:

- die zentralen Einflussfaktoren zur Entwicklung der FEE-Marktwerte auf Systemebene identifizieren, um erste Abschätzungen über die Förder- bzw. Finanzierungskosten des Systems bis 2035 abgeben zu können,
- für jedes Instrument die Vor- und Nachteile hinsichtlich der Förderung und Refinanzierung der FEE auf System- und Akteursebene offen legen sowie
- Rückschlüsse ermöglichen, welche Voraussetzungen geschaffen werden müssen, damit auch in Zukunft ohne oder mit weiterentwickelter EE-Fördersystem in einen Kraftwerkspark mit hohen Anteilen an EE, thermischen ‚Back-up‘-KW als auch komplementären Flexibilitätsoptionen investiert wird, welcher das System auf einem adäquaten Versorgungssicherheitsniveau halten kann.

Die Untersuchung umfasst dabei neben der Analyse der diversen Einflussfaktoren, die sich kurzfristig in Form von Anpassungen im Förderdesign umsetzen lassen, auch die Auswirkung langfristiger Optionen, die durch Entwicklungen im Speicherbereich zur Flexibilisierung des Systems entstehen.

⁶ AMIRIS steht für „Agentenbasierte Modellierung zur Integration Regenerativer in den Stromsektor“.

1.3 Methodik und Aufbau der Arbeit

Auf konzeptioneller Ebene und ohne Anwendung eines Energiesystemmodells wurden in der Vergangenheit bereits Untersuchungen zum Einfluss der EE auf sowie die effiziente Integration derselbigen in die deutschen Strommärkte durchgeführt (DNV GL et al. 2014; Nabe 2006; Wawer 2007; Winter et al. 2011). Allerdings gehen diese Untersuchungen nicht von einem grundsätzlichen Konflikt des derzeitigen Markt- und Systemdesigns in Bezug auf die Aufrechterhaltung der EE-Investitionsdynamik und deren Refinanzierung aus, sondern leiten eher kurz- bis mittelfristige Verbesserungsvorschläge für Teilaspekte der Strommärkte ab. Mit theoretischen Überlegungen zu weiteren Teilaspekten einer verbesserten Integration beschäftigen sich außerdem die Arbeiten von Weber (2010) zur Modifizierung des ‚Intraday‘-Handels und Leprich et al. (2009) zur Modifizierung des Bilanzkreiswesens.

Simulationsgestützte Modellanalysen zur Wirkung des EE-Ausbaus auf die liberalisierten Strommärkte wurden in den Dissertationen von Richstein (2015), Hirth (2014), Nicolosi (2011), Sensfuß (2008) und Schulz (2007) durchgeführt. Dabei stützen sich die Arbeiten vorwiegend auf die Annahme vollkommener Märkte mit perfekter Voraussicht, vollständiger Information und rational handelnden Akteuren. Eine direkte modelltechnische Untersuchung zur Wirkung von EE-Förderinstrumenten findet sich in der Dissertation von Fais (2015), jedoch auf Basis eines Integrated Assessment Models. Eine erste Veröffentlichung zum Einfluss von Förderinstrumenten auf die Strommärkte und Marktwertentwicklung findet sich bei (Jenny Winkler et al. 2016). Größtenteils unberücksichtigt blieb somit bisher vor allem die spezifische Rolle der Akteure im Transformationsprozess unter expliziter Berücksichtigung von Unsicherheit und Unschärfe.

In der **vorliegenden Arbeit wird die dargelegte Problematik durch die Entwicklung und den Einsatz des agentenbasierten Simulationsmodells AMIRIS untersucht**. Für die Analyse komplexer, vielfach vernetzter Systeme mit autonom handelnden Akteuren eignet sich insbesondere der Ansatz der agentenbasierten Modellierung (ABM), deren Ursprünge auf den Forschungsbereich der künstlichen Intelligenz zurückgehen (Chmieliauskas et al. 2012; Nolic 2009; Wooldrige 2002). Dabei lässt sich mit der ABM - wie u. a. auch von (Sensfuß 2008) und (Richstein 2015) verwendet - das Paradigma vollkommener Märkte mit perfekter Voraussicht und rein rational als *Homo oeconomicus* handelnden Agenten aufheben. Bei der ABM können als zentraler Mehrwert die Akteure eines Systems individuell modelliert und in Folge dessen mit Unsicherheit, autonomem Verhalten sowie individuellen Charakteristika und langfristigen Handlungsstrategien ausgestattet werden.

Durch die Modellierung des Strommarktes als adaptiv komplexes System mit heterogenen Agenten sollen mit Hilfe des AMIRIS-Modells erstmals:

- sowohl die **Verhaltensänderungen der Akteure**, die durch Anpassungen der energiepolitischen Instrumente induziert werden, als auch
- die Auswirkungen dieser **Verhaltensänderungen auf der Systemebene** (Börsenpreise, eingespeiste EE-Strommengen, Investitionsdynamik)

über den Zeitverlauf hoch aufgelöst simuliert und analysiert werden. Das entwickelte AMIRIS-Modell berücksichtigt dabei explizit die in den klassischen ökonomischen Energiesystemmodellen häufig vernachlässigten Wechselwirkungen zwischen der Mikro- und der Makroebene. Das in der vorliegenden Arbeit herausgearbeitete Vorgehen bei der Erhebung der Daten und Einflussfaktoren zur Modellierung der Akteure basiert dabei auf einer fundierten soziotechnischen Akteursanalyse (Reeg et al. 2013; Wassermann et al. 2015). Zu diesem Zweck wurden 17 semi-strukturierte Experteninterviews durchgeführt.

Die vorliegende Arbeit unterscheidet sich damit grundsätzlich im methodischen Ansatz, beim Untersuchungsschwerpunkt oder beim zeitlichen Analysehorizont bzw. der zeitlichen Auflösung von allen

bisherigen Arbeiten (vgl. auch Abschnitt 4.1). So beschäftigt sich bisher auch keine modelltechnische Untersuchung explizit mit den potentiellen Friktionen, die sich zwischen dem derzeitigen Markt- und Förderdesign und den Anforderungen eines Systems mit hohen Anteilen an FEE in Bezug auf die Investitionsdynamik und die Versorgungssicherheit ergeben könnten. Durch den agentenbasierten Modellierungsansatz können vor allem die **intertemporalen Wechselwirkungen verschiedener Einflussfaktoren auf die Marktwertentwicklung und damit Refinanzierungsbedingungen** untersucht werden.

Zur Beantwortung der Problemstellung wird zunächst auf die techno-ökonomischen und soziotechnischen Herausforderungen bei Investitionen in und den Betrieb sowie die Marktintegration von FEE-Erzeugungskapazitäten eingegangen. Dabei werden einerseits die Herausforderungen hinsichtlich der Bereitstellung von Flexibilitäten zur Koordination des zunehmend fluktuierenden Stromangebots mit der (noch) unelastischen Nachfrage behandelt. Andererseits wird im Detail analysiert und erörtert, welche Herausforderungen bzw. Risiken sich vor allem für die FEE-Investoren und Betreiber im heutigen Markt- und Förderdesign bei der Vermarktung ihrer Strommengen ergeben (Kapitel 2).

Das Kapitel 3 befasst sich mit der qualitativen Bewertung verschiedener markttechnischer Entwicklungsoptionen für ein System mit hohen Anteilen an EE, die perspektivisch einen entscheidenden Einfluss auf das Refinanzierungsproblem der FEE sowie der konventionellen KW haben und damit einen Beitrag zur Lösung des ‚Missing-Money‘-Problems im liberalisierten Strommarkt leisten könnten. Zusätzlich erfolgt eine qualitative Bewertung der diskutierten EE-Förderinstrumente mit Hilfe des RESMIP⁷-Modellschemas. Als Zwischenergebnis werden Risikoprofile der Instrumente abgeleitet, die zusammen mit den Erkenntnissen aus den Experteninterviews in eine Quantifizierung von instrumentenspezifischen Risikofaktoren münden.

Anschließend wird in Kapitel 4 das entwickelte AMIRIS-Modell vorgestellt. Zunächst wird jedoch darauf eingegangen, warum aus Sicht des Autors viele bisherige Modellansätze zur ‚Policy‘-Analyse aus methodischen Gründen Unzulänglichkeiten aufweisen und warum in der vorliegenden Arbeit deshalb ein agentenbasierter Modellierungsansatz favorisiert wird. Als Modellierungs- und Parametrisierungsgrundlage dienen als methodische Neuerung die bereits angesprochenen soziotechnischen Akteursanalysen. Der Hauptteil des Kapitels befasst sich anschließend mit der formalen Modellbeschreibung und den spezifischen Modellierungsansätzen für die Abbildung der relevanten Stromteilmärkte.

Das anschließende Kapitel 5 befasst sich mit detaillierten modellgestützten Wirkungsanalysen zur Marktintegration der FEE. Hierfür werden die im Rahmen des EEG Reformprozesses 2014 energiewissenschaftlich diskutierten Instrumente bezüglich ihrer Wirkung bei der Marktintegration in unterschiedlichen Szenario-Varianten vergleichend untersucht. Bei der Marktintegration und Vermarktung der FEE über Strommärkte sind wie für alle Produkte, die auf freien Märkten gehandelt werden, zunächst zwei Vermarktungsrisiken zur Erwirtschaftung (Refinanzierung) zuvor getätigter Investitionen von vornehmlicher Relevanz: Das **Preis- und das Mengenrisiko**. Das **politische Risiko** der Entwicklung und Art der zukünftigen EE-Förderung **wird als dritter Faktor durch die Berücksichtigung des Finanzierungsrisikos bei FEE-Investition in die modellgestützten Analysen integriert**.

Abschließend werden in Kapitel 6 aus den gewonnenen modellanalytischen Erkenntnissen entsprechende Handlungsempfehlungen für ein ganzheitliches Systemdesign abgeleitet, um einen sicheren Betrieb des Stromsystems mit hohen Anteilen an FEE und die Refinanzierung der dafür benötigten Infrastruktureinheiten zu gewährleisten. Kapitel 7 beinhaltet als Fazit eine kurze Zusammenfassung der Ergebnisse mit kritischer Reflexion des gewählten Ansatzes und der Schlussfolgerungen sowie

⁷ RESMIP steht für „RES-E Support Mechanisms Implications on Investment and Plant Operation“.

einen Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf. Abbildung 1-1 gibt den strukturellen Aufbau des Vorgehens wieder.

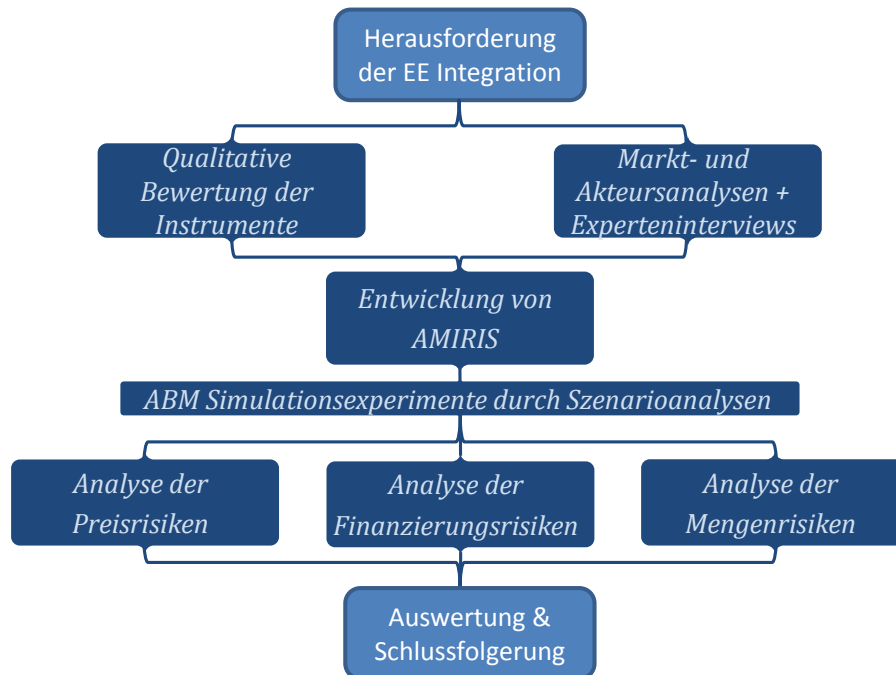


Abbildung 1-1: Struktureller Aufbau der Arbeit

2 Techno-ökonomische und soziotechnische Herausforderungen bei der FEE-Marktintegration sowie der Markt- und Systemorganisation

2.1 Techno-ökonomische Anforderungen an ein System mit hohen Anteilen an FEE⁸

Studien bzw. Szenarien, die eine konsistente und möglichst kostenoptimale deutsche oder europäische Energieversorgung bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus berechnet und teilweise modellgestützt analysiert haben, sind in den vergangenen Jahren vielfach veröffentlicht worden (European Commission 2011; Cochran et al. 2014; EREC 2010; IBP et al. 2010; McKinsey et al. 2010; Nitsch et al. 2012; Prognos et al. 2010; Repenning et al. 2014; Teske et al. 2015; Teske et al. 2014; Beer et al. 2009; Schmid et al. 2013; European Commission 2013). Dabei zeigt sich in der langfristigen Perspektive ab ca. 2030 eine enorme Spannweite an möglichen Entwicklungspfaden. Die Varianzen auf dem Weg zum Ziel lassen sich nach (Knopf et al. 2013) vor allem durch Unterschiede bei der angewendeten Szenariomethodik („forecasting“ oder „backcasting“, also deskriptiv oder normativ), durch die den Berechnungen zugrunde liegenden Annahmen über Kosten- und Preisentwicklungen der diversen Einflussfaktoren, oder auch durch Annahmen über gesellschaftliche und technologische Innovationsentwicklungen erklären. Gleichzeitig kommen Knopf et al. in ihrer Meta-Studie zu dem Schluss, dass sich relativ unabhängig von den getroffenen Annahmen, Zielsetzungen oder eben der Methodik drei Entwicklungen im Sinne von (Dieckhoff et al. 2014) als robuste Aussagen über die Zukunft herauskristallisieren lassen:

- Bis 2030 sind die Dekarbonisierungsstrategien aller analysierten Studien relativ ähnlich.
- Erneuerbare Energien (EE) spielen die tragende Rolle bei der Dekarbonisierung des Energiesystems.
- Die Steigerung der Energieeffizienz ist eine der kosteneffizientesten Mitigationsstrategien.

Eine im Jahr 2014 veröffentlichte Untersuchung zu deutschen Klimaschutzszenarien stellt darüber hinaus fest, dass „die Stromerzeugung [...] einen deutlich höheren Minderungsbeitrag leisten [muss], da die Vermeidung der Nicht-CO₂-Treibhausgase (vor allem in der Landwirtschaft) an Grenzen stößt. Der Anteil erneuerbarer Energien an der inländischen Stromerzeugung muss bis 2050 auf ca. 95 % steigen, um die Ziele [der Bundesregierung] zu erreichen. Windkraft und Solarenergie spielen hierbei die wichtigste Rolle.“ (Repenning et al. 2014, S. 14).

Unter diesen Bedingungen erscheint ein weiterer oder sogar verstärkter Ausbau der FEE in Deutschland als notwendig, und zwar wahrscheinlich auch über die im Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 definierten EE-Anteile hinaus (BMU & BMWi 2010). Auch wenn bisher ein relativ großer Konsens in der Forschungslandschaft darüber herrscht, dass die ‚Dispatch‘-Funktion des ‚Energy-Only‘-Markts (EOM), d. h. die kurzfristige Synchronisierung von Stromangebot und Nachfrage auch bei hohen Anteilen an FEE in den Spotmärkten⁹ erhalten bleiben würde (BMWi 2015b; BMWi 2015a), wurde in der jüngeren Vergangenheit dennoch zunehmend die Sorge über die zukünftige Aufrechterhaltung der mittel- bis langfristigen Versorgungssicherheit (VS) geäußert. Grund dafür ist vor allem die Sorge, dass die konventionellen Kraftwerke (KW) sich wegen des zunehmenden Verdrängungswettbewerbs mit den FEE kaum noch über die existierenden Strommärkte refinanzieren lassen und somit zukünftig nicht mehr als ‚Back-up‘-Kraftwerke (KW) zur Verfügung stehen könnten (Öko-

⁸ Der Inhalt dieses Kapitels basiert teilweise auf Überlegungen und Ausführungen des vom Autor im März 2014 veröffentlichten Diskussionspapiers *Entwurf eines ganzheitlichen Strommarktdesigns für hohe Anteile erneuerbarer Energien - Flexibilität statt reiner Kapazität* (Reeg 2014).

⁹ Als Spotmärkte („Day-ahead“ und „Intraday“) werden in der Energiewirtschaft die Kurzfristmärkte (< eine Woche bis physikalischer Erfüllungspflicht) bezeichnet. Die Langfristmärkte (Forward und Futures) werden als Terminmärkte bezeichnet (siehe auch Abschnitt 2.2.1).

Institut et al. 2012; Achner et al. 2011; BET 2011; Consentec & IAEW 2011; Consentec & r2b 2015; Ecke et al. 2013; Elberg et al. 2012).

Darüber hinaus ergibt sich hinsichtlich der Aufrechterhaltung der VS die Herausforderung, dass die Produktion des Stroms im Falle der FEE nicht wie bisher der Stromnachfrage beliebig folgen kann, sondern zunehmend vom Angebot der meteorologisch schwankenden Energieressource abhängt. Je höher dabei der Marktanteil der FEE im System ist, desto stärker sollte ceteris paribus auch die Entwicklung der Großhandelsstrompreise im Spotmarkt zukünftig mit dem FEE-Angebot korrelieren und damit die Preisvolatilität steigen. Ob ein EOM, bei dem allein die produzierte Strommenge vergütet wird, die Kapazitäten in einem System mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien refinanzieren kann, ist zum heutigen Zeitpunkt deshalb noch völlig unklar. Das liegt auch daran, dass beim heutigen Stand des Wissens kaum zuverlässig abgeschätzt werden kann, wie sich ein grenzkostenbasierter Markt mit einem uniformen Markträumungspreis (uMCP - ‚uniform Market-Clearing-Price‘) verhält, wenn ein Großteil der Erzeugungskapazitäten mit Wind- und PV-Anlagen zu Grenzkosten von näherungsweise null Euro Strom produziert.

So kann man einerseits die plausible Annahme treffen, dass das zukünftige potenzielle Überangebot an grenzkostenfreiem Strom der Theorie nach bei hohem Ressourcenaufkommen und gleichzeitig niedriger Nachfrage die Großhandelspreise beim uMCP gegen Null streben lässt bzw. bei unzureichender Flexibilität im System sogar ins Negative. Andererseits scheint auch die Überlegung überzeugend, dass die Strompreisbildung bei einem potenziellen Angebotsüberhang zukünftig immer häufiger nicht mehr von den Grenzkosten der Produktion, sondern der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager bestimmt wird, die Großhandelspreise also keinesfalls in solchen Situationen bei ≤ 0 €/MWh liegen müssen (Brunner & Möst 2015). So können Brunner & Möst (2015) anhand einer modellgestützten statischen Gleichgewichtsanalyse zeigen, dass verschiedene Flexibilitätsoptionen ganz unterschiedliche Wirkung auf die zukünftige Strompreisbildung haben. Während zusätzliche **„Strom-zu-Strom“ Speicher kaum eine preishebende Wirkung** im unteren Preissegment der ‚Merit-Order‘ aufweisen, **können Substitutionstechnologien** wie Power-to-Heat (P2H), Power-to-Gas (P2G) oder Power-to-Vehicle (P2V), die als zusätzliche Verbraucher aus anderen Wirtschaftssektoren zukünftig vermehrt Strom zur eigenen sektoriellen Energiebedarfsdeckung nutzen, **die Angebots- und Nachfragekurve wieder häufiger zur Deckung bringen** (ebd.)¹⁰. Prinzipiell könnten extrem niedrige oder negative Preise so auch wieder auf ein höheres Niveau gehoben werden. Ab wann und vor allem mit welchen Kapazitäten diese zukünftigen neuen Verbraucher dem bereits heute einsetzenden Preisverfall an den Großhandelsmärkten entgegenwirken können, ist jedoch noch Gegenstand der Forschung.

Gleichzeitig zeigen erste modelltechnische Untersuchungen, dass vor allem die FEE-Marktwerte¹¹ mit steigenden installierten Kapazitäten weiter fallen werden (Hirth 2013; Kopp et al. 2013). Studien, die den Effekt von ‚Demand-Side-Management‘ (DSM) bzw. ‚Demand-Response‘ durch ‚Real-Time-Pricing‘ (Echtzeit-(Strom-)Bepreisung), Stromspeichern sowie einer räumlichen Diversifikation von EE-Anlagen in Bezug auf den Marktwertverlust analysieren, kommen zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen. Das Marktwertsteigerungspotenzial dieser Optionen ist räumlich und zeitlich sehr unter-

¹⁰ Strom-zu-Strom-Speicher (P2P) sind im engeren physikalischen Sinn eigentlich nur Kondensatoren wie bspw. ‚Super-Caps‘. Im weitergefassten allgemeinen Sprachgebrauch werden aber auch häufig Akkumulatoren wie bspw. Li-Ionen Batterien als 2P-Speicher bezeichnet, obwohl hier elektrische in chemische Energie zwischengespeichert wird. Da die chemische Energie während der Entladung (neben Wärme) primär wieder nutzbare Energie in Form von Strom bereitstellt, ist die Verwendung in diesem Sinne jedoch nachvollziehbar.

¹¹ Als Marktwert wird in dieser Arbeit der Wert des FEE-Stroms am ‚Day-ahead‘-Spotmarkt im Vergleich zum Grundlast-Strompreis bezeichnet. Der sogenannte ‚Physical Electricity Index‘ (PHELIX) bildet dabei den mengengewichteten Durchschnitt aller gehandelten Stundenkontrakte eines Tages an der ‚Day-ahead‘-Strombörse ab. Er dient als maßgeblicher Basiswert (‚underlying‘) für finanzielle Absicherungsgeschäfte am Terminmarkt.

schiedlich, ist zusätzlich vom Penetrationslevel der FEE im System abhängig und wird von ca. 0-20 €/MWh angegeben (Brunner & Möst 2015; Mills & Wiser 2014). Somit stellt sich auch bei den FEE-Technologien zunehmend die Frage der zukünftigen Refinanzierbarkeit am EOM. Ob und ggf. wie der konventionelle und erneuerbare Stromerzeugungsmix zur Aufrechterhaltung der VS zukünftig über den EOM angereizt und refinanziert werden kann (Investitionsanreiz-Funktion des EOM), muss also erst noch untersucht werden. Hierfür müssen wie in der vorliegenden Arbeit die Modellanalyseergebnisse auf Akteursebene ausgewertet werden können.

Informationsgütermärkte, die ebenfalls von hohen Fix- und vernachlässigbaren Grenzkosten sowie hohen Skaleneffekten geprägt sind, könnten aufgrund der ähnlichen Gegebenheit hierfür als möglicher Vergleich dienen (Varian 1996). Denkbar und auch volkswirtschaftlich vorteilhafter könnte nach Varian (1996) in solchen Märkten z. B. eine Preisdifferenzierung anstelle einer uniformen Preisbildung sein (Varian 1996; Varian 1985). Im Gegensatz zu Produkten auf den Informations- und Kommunikationsgütermärkten handelt es sich in der Energiewirtschaft bei Strom jedoch (bisher) primär um ein homogenes Gut. In diesem Fall könnte eine Preisdifferenzierung der Anbieter, bei nicht entsprechend vorhandener Zahlungsbereitschaft der Nachfrager für eine bestimmte Qualität des Produktes, erschwert werden. Dennoch wäre es auch denkbar, dass unter den zukünftigen Bedingungen Strom auf den Großhandelsmärkten nicht nur wie heute aufgrund seiner kurzfristigen Verfügbarkeit (z. B. bei Regelleistung) oder ökologischer Bedingungen (z. B. bei sog. „Grünstrom“), von Kunden im Vergleich zu „grauen“ „Baseload“-Strom¹² höher wertgeschätzt werden wird. Ebenso könnte für die Energieversorgungsunternehmen (EVU) zukünftig auch die Energiebereitstellung aus langfristig gesicherter und/oder kurzfristig abrufbarer, klimaneutraler und/oder schnell regelbarer Leistung eine zusätzliche Qualität darstellen und entsprechend der individuellen Wertschätzung höher vergütet werden als heute.

In der Vergangenheit erfolgte der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch vor allem durch ein System der maximalen Auslastung großer zentraler Kraftwerksblöcke, da diese von erheblichen positiven Skaleneffekten profitieren konnten, ergänzt durch nur zeitweise benötigte Mittel- und Spitzenlastkapazitäten (Iimi 2003; Thompson et al. 1996). Es galt das *Paradigma des Lastfolgebetriebs*: Damit die relativ unflexiblen großen Grundlastkraftwerke die Lastkurve möglichst effizient abfahren konnten, wurde systemtechnisch versucht, die u. a. tageszeitabhängig schwankende Stromnachfrage zu glätten, indem z. B. Nachtspeicherheizungen oder spezielle Anreize bei den Netzentgelttarifen eingeführt wurden (Grashof et al. 2015). Für das künftige Stromsystem muss jedoch nach heute vorherrschender Ansicht die Flexibilisierung möglichst aller potenziellen Infrastruktureinheiten, die einen kostengünstigen Beitrag zum kontinuierlichen Ausgleich der Stromein- und -auspeisung leisten können, gelingen, um die VS auf einem ähnlich hohen Niveau wie heute halten zu können (Reeg et al. 2015; Lehmann et al. 2015).

Diesen Entwicklungen folgend gibt es auf dem Weg der Energiesystem-Transformation drei wesentliche Herausforderungen, die zur Sicherstellung stabiler Rahmenbedingungen integriert betrachtet und in der vorliegenden Arbeit adressiert werden sollen:

- die **Sicherstellung des kosteneffizienten EE-Ausbaus** im Stromsektor bei verstärkter Marktintegration,
- die **Erschließung ausreichender Flexibilität** zur Koordination von Angebot und Nachfrage,
- die **Gewährleistung der langfristigen VS**.

¹² Der Grundlaststrompreis („Baseload“) wird auf dem Spotmarkt ermittelt und gilt heute als der einheitliche Referenzpreis für Stromprodukte, die am nächsten Tag („Day-ahead“) physisch zu erfüllen sind.

Wie diese drei Aspekte im zukünftigen Strommarkt- bzw. Systemdesign in Einklang gebracht werden könnten, soll u. a. Ergebnis der vorliegenden Untersuchung sein. Dabei soll das zukünftige Markt- bzw. ganzheitliche Systemdesign holistisch betrachtet werden, d. h. es sollen möglichst sämtliche Aspekte berücksichtigt werden, die seit der Liberalisierung theoretisch über Märkte adressiert werden können: also Investitionen in Stromerzeugungsanlagen, die Koordination des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzes („Dispatch“), die Bereitstellung von Systemdienstleistung zur Aufrechterhaltung der VS inkl. einer Steuerung der Nachfrage. Als natürliche Monopole sind in dieser marktbezogenen Betrachtung deshalb nur die Netze ausgenommen. In den folgenden Abschnitten wird im Detail auf diese drei Herausforderungen eingegangen, um die Schwierigkeiten einer parallelen Zielerreichung darzustellen.

2.1.1 Kosteneffizienter und -effektiver EE-Ausbau bei verstärkter Marktintegration

Mit dem Energiekonzept von 2010 hat die Bundesregierung vorgegeben, dass das deutsche Energiesystem langfristig von hohen Anteilen erneuerbarer Energien (EE) getragen werden soll (BMU & BMWi 2010). Außerdem sollen sich seit Liberalisierung der Energiemärkte die Kraftwerksinvestitionen vor allem über die Strommärkte refinanzieren. Beide Rahmenbedingungen stellen für die Entwicklung eines zukunftsfähigen Strommarktdesigns große Herausforderungen dar, da sich sowohl die Kostenstruktur als auch die Vermarktungsmöglichkeiten konventioneller und erneuerbarer KW deutlich unterscheiden können. So sind im Gegensatz zu vielen konventionellen KW vor allem die FEE von einem hohen Anteil fixer Investitionskosten und entsprechend einem geringen Anteil variabler Wartungs- und Betriebskosten geprägt.

Mit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 und den darin definierten fixen Einspeisetarifen (FiT – „Feed-in Tariff“) sowie einer garantierten Abnahme des produzierten Stroms begann die Markteinführung der EE in Deutschland. Durch den Wegfall des Preis- und eines großen Teils des Mengensikos wurde eine sehr hohe Investitionssicherheit auch für viele marktferne Akteure geschaffen. So kommen verschiedene Innovationsforscher in einem Expertenstatement zur Wirkung des EEG zu dem Schluss, dass „erst durch das EEG und vergleichbare Einspeisevergütungen in andern europäischen Ländern [...] neue Akteure – z. B. kleine Genossenschaften, private Hauseigentümer, Landwirte, Versicherungen und Pensionskassen – gewonnen werden [können], [die] umfangreiches Kapital zur Verfügung stellen. Dank der geringen Renditeanforderungen dieser Akteure und des langfristigen Anlagehorizonts können die Kosten der Energiewende deutlich reduziert werden“ (Ragwitz et al. 2014). Aufgrund des EEG-induzierten Ausbaus der EE konnten in der Produktion dieser Technologien außerdem hohe Leistungssteigerungen sowie massive Kostendegressionen erzielt werden. Dieser Umstand kann jedoch die Förderung der EE nicht generell in Frage stellen. Solange die externen Kosten der konventionellen Erzeugung (Nitsch 2013) und vielfältige weitere Markteintrittsbarrieren für neue Technologien und Akteure (Lehmann et al. 2012) beim Kostenvergleich zwischen konventionellen KW und EE-Anlagen nicht berücksichtigt werden, ist der deutsche Stromsektor vom sog. *Level-Playing-Field* in der Energiewirtschaft noch weit entfernt.

Mit steigenden Anteilen der EE in Deutschland, die Ende des Jahres 2016 bereits einen Marktanteil von 32 % der Bruttostromerzeugung auf sich vereinigen konnten (AGEB 2017), sehen sich die EE-Investoren und Anlagenbetreiber zunehmend dem Druck ausgesetzt, sich besser in die Strommärkte zu integrieren. So kritisieren laut einer Metastudie der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) **16 verglichene Studien, die sich in den zwei Jahren vor der EEG-Reform 2014 mit Förderdesignänderung beschäftigt haben, die mangelhafte Marktintegration sowie die fehlende Kosteneffizienz und Kostenkontrolle beim Ausbau der EE** nach damaliger Förderpolitik (AEE 2014a). Dabei muss angemerkt werden, dass in den Studien weder eine einheitliche Definition des Begriffs „Marktintegration

der EE“ verwendet wird, noch eindeutig definiert ist, was unter „effizienter“ genau verstanden wird. Häufig wird mit der Forderung nach verstärkter Marktintegration jedoch die Vorstellung verbunden, dass sich die EE-Anlagen zukünftig stärker an den Preissignalen der Großhandelsmärkte orientieren sollen, um somit besser zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage beitragen zu können. Die in den Studien vorgeschlagenen Instrumente variieren dabei teilweise stark hinsichtlich der Intensität ihrer Anreize zur Ausrichtung an den Preissignalen. Manche Veröffentlichung implizieren mit dem Begriff der Marktintegration jedoch sogar eine langfristige Refinanzierung der EE über die Strommärkte ohne weitere Förderzahlungen. So heißt es bspw. auch im aktuellen Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, dass „das EEG [...] ein Instrument zur Markteinführung von Erneuerbaren Energien [ist]. Sie sollen perspektivisch ohne Förderung am Markt bestehen. Daher wird die Koalition die Erneuerbaren Energien in den Strommarkt integrieren.“ (CDU, CSU & SPD 2013), S 54.

In diesem Zusammenhang ist auch im wissenschaftlichen und öffentlichen Diskurs häufiger davon die Rede, dass **das EEG mit seinem bisherigen Einspeisetarif ineffizient sei und dass marktbasierete¹³ Instrumente bezüglich der Kosteneffizienz zu bevorzugen seien** (AEE 2014a). Dabei bleibt aber häufig unklar, was als ökonomischer Referenzwert („Benchmark“) für die Bewertung der Kosteneffizienz herangezogen wird. Nur mit einem „Benchmark“ lässt sich die Effizienz einer Politik überhaupt erst messen bzw. bewerten. So stellt Dees (2013) fest, dass viele Untersuchungen zu EE-Fördersystemen in der Europäischen Union (EU) in der Diskussion um die effizienteste EE-Förderung entweder von einem theoretischen Standpunkt zur Effizienzbewertung sowie der Anwendbarkeit des ökonomischen Standardmodells ausgehen (neo-klassisches Pareto-Effizienzkriterium). Andere hingegen versuchen die Instrumente an konkreten Erfolgen der bisherigen Zielerreichung in Form empirischer Evidenz zu bewerten (ebd.).

Letzteres zielt dabei neben der praxisnahen Bewertung der Effizienz eines Förderinstrumentes auch auf die Effektivität zur Erreichung eines normativ gesetzten Ausbauziels ab. Im Gegensatz zu den empirischen Studien zeigen die Autoren mit theoretischer Perspektive hingegen eine klare Präferenz hinsichtlich handelbarer Zertifikatssysteme (z. B. Quotenmodelle mit Zertifikaten) gegenüber Einspeisevergütungen, da diese zielgenauer und effizienter seien (Drillisch 2001; Häder 2005; Lienert & Wissen 2006; Verhaegen et al. 2009). Dabei konnte Dees (2013) in seiner Arbeit mit einem stochastischen Modellierungsansatz zeigen, dass die Zielgenauigkeit in der Praxis auch bei Quotenmodellen durch die immanent vorhandenen Unsicherheiten (z. B. über die CO₂- oder EE-Zertifikatspreisentwicklungen) nicht zwangsläufig gegeben ist und erhebliche Ineffizienzen in der Preisbildung auftreten können. Dies kann in der Praxis dazu führen, dass höhere Zertifikatspreise gezahlt werden als durch fundamentale Faktoren gerechtfertigt wäre (ebd.). In der Folge kommt es zu Ineffizienzen, weil die finanzielle Förderung des EE-Ausbaus damit höher ausfällt als für die Zielerreichung notwendig gewesen wäre. Diese Argumentationslinie von Dees soll in der vorliegenden Untersuchung auf die Diskussion über die Marktintegration der EE übertragen werden. Die vorliegende Arbeit greift bei der Effizienzbeurteilung der untersuchten Förderinstrumente auf die Definition von Gawel et al. (2013), S. 15, zurück:

„Ökonomische Effizienzbeurteilungen werden [...] für ein Setting hergeleitet, bei dem gegebene Ziele mit unterschiedlichen Instrumenten angesteuert werden können und die bei der Zielrealisierung jeweils anfallenden volkswirtschaftlichen Kosten miteinander verglichen werden. Zum Zweck einer solchen ökonomischen Effizienzanalyse sind unter anderem Festlegungen erforderlich in Bezug auf

¹³ Markt-basierte Instrumente setzen auf zusätzliche Preisanreize, die im freien Wettbewerb entstehen (z. B. durch einen Zertifikatehandel), bei gleichzeitiger Vorgabe einer fixen Menge, im Gegensatz zu regulatorisch-basierten Instrumenten, die meistens auf eine fixe Preisvorgabe (z. B. durch eine Steuer, Abgabe oder Subvention) als zusätzlichen Anreiz setzen, wobei sich im optimalen Fall dann die gewünschte Menge aus dem Markt heraus ergibt.

das zugrunde gelegte Ziel oder Zielsystem, die unterstellte Ausgestaltung der Instrumente, den modelltheoretisch unterstellten Wirkmechanismus von Instrumenten zur Zielebene sowie die Methodik der Kostenerfassung beim Vergleich.“ Daraus ergibt sich in vereinfachter Darstellung folgende Definition des in dieser Arbeit verwendeten Effizienzbegriffs:

$$\text{Effizienz der Politik} = \frac{\text{Effektivität der Zielerreichung}}{(\text{instrumenteller}) \text{ Kostenaufwand}}$$

Die Effizienz beschreibt damit, mit welchem Aufwand sich das festgelegte Ziel bei gegebener Effektivität > 0 mit den gewählten Instrumenten erreichen lässt. Wird das Ziel jedoch gar nicht erreicht (Effektivität = 0), ist auch die Effizienz nicht mehr gegeben. „Dabei ist die Effizienz ein mögliches Unterziel der Effektivität und stellt Input und Output der Wirtschaft in Relation“ (Weis 2015). **Zusammen beeinflussen die Effizienz und die Effektivität damit den Erfolg einer bestimmten Politik.**

Die in der Definition von Gawel et al. (2013) genannten Settings und Instrumente sollen in der vorliegenden Arbeit mit Hilfe eines agentenbasierten Modellierungsansatzes, an sog. *Referenzszenarien* (SV_REF) gespiegelt werden. Um eine realistische Effizienzbewertung für den Transformationsprozess vornehmen zu können, orientieren sich die Annahmen über die Risikowahrnehmung der Agenten im Markt an den Wahrnehmungen der Akteure in der Realität. Mit den Worten von Gawel et al. ausgedrückt, soll das Ergebnis dieser „kritisch reflektierten Effizienzanalyse [...] das präzise Aufdecken der „Wenn“-Komponenten [sein], unter denen die Ergebnisse [des Standardmodells] theoretisch zutreffen“. Für eine Bewertung zur Gesamtkosteneffizienz bei Förderinstrumenten zur Marktintegration der EE werden darüber hinaus aus systemischer und dynamischer Perspektive gleichzeitig mehrere Effizienz Aspekte berücksichtigt:

- **Statische Effizienz:** Die Maßnahmen zum Ausbau der EE sollten so gewählt werden, dass die kurzfristigen (geförderten) Systemkosten minimiert werden. So sollen die Förderkosten einerseits so niedrig wie möglich und andererseits so hoch wie nötig sein, um ein definiertes EE-Ausbauziel erreichen zu können. Gleichzeitig ist ein kurzfristig effizienter (konventioneller) Kraftwerksdispatch sicherzustellen.
- **Dynamische Effizienz:** Ein Instrument ist so auszugestalten, dass mittel- und langfristig auch Anreize zur Entwicklung, Markteinführung und Diffusion neuer (technologischer) Innovationen zur Förderung der Systemtransformation entwickelt werden (Reeg et al. 2015).
- **Transaktionskosten-Effizienz:** Die Kosten, die mit der Beschaffung der notwendigen Informationen, mit Verhandlungen und Entscheidungen sowie der Überwachung und Durchsetzung von politischen Maßnahmen verbunden sind, sind zu minimieren. Diese Kosten fallen i. d. R. sowohl beim Regulierer als auch bei den regulierten Akteuren an (McCann 2013).
- **Adaptive Effizienz:** Es gilt zu verhindern, dass regulatorische Eingriffe neue technische, institutionelle und finanzielle Pfadabhängigkeiten schaffen. Das Instrument sollte bei immanent vorhandener Unsicherheit und unvollständiger Information so ausgelegt sein, dass es sich an veränderte Rahmenbedingungen dynamisch anpassen lässt (North 1990).

Auch wenn Märkte bzw. die auf ihnen handelnden Akteure durch ihre hohe Adaptionsfähigkeit i. d. R. auf sich dynamisch wandelnde Rahmen- und Umweltbedingungen schnell reagieren und anpassen können, wird in der öffentlichen und politischen Diskussion um die EE-Markintegration gelegentlich vernachlässigt, dass ökonomischer Wettbewerb über **Märkte nur eines von drei möglichen Instrumenten ist, um das System im Sinne der energiepolitischen Zielerreichung zu organisieren und zu koordinieren** (Kopp et al. 2013). Neben dem Markt gibt es z. B. noch die Möglichkeit hierarchischer Strukturen (in der Energiepolitik z. B. in Form staatlicher Regulierung) oder die Steuerung

über kooperative Netzwerke, um ein System zu organisieren und hinsichtlich eines bestimmten Ziels auch zu steuern.

Denn „der Markt“ als Koordinierungsinstrument führt bei Vorhandensein vielfältiger Markt- oder Staatsversagenstatbestände nicht zwangsläufig auch zu einer effizienten Zielerreichung. Und auf den Investitionsgütermärkten für Stromerzeugungstechnologien mit ihren typischerweise hohen versunkenen Kosten, langen Projektplanungszeiten, ausgedehnten Skaleneffekten, (teilweise) hohen Markteintrittsbarrieren für neue Akteure, den spezifischen Eigenschaften der Nichtspeicherbarkeit und der Homogenität des gehandelten Gutes, treten i. d. R. vielfältige Markt- und Staatsversagenstatbestände auf (Klann 2015; Lehmann et al. 2012; Reeg et al. 2015; Rosen et al. 2000). Gross et al. (2012) sind deshalb der Ansicht, dass es aus förderpolitischer Perspektive sinnvoll sein kann, EE gezielt und technologiespezifisch zu fördern anstatt auf global steuernde, marktbasierende Instrumente zu setzen: „Neoclassical concepts of external costs aren't wrong, but they need to be understood in a dynamic and practical sense. Policy also needs to harness innovation through policies that encourage investment in renewable energy.[...] Pricing carbon is part of the solution to the climate change problem, but to the extent that it is not the most cost effective means to drive investment it is neither sufficient nor optimal“ (Gross et al. 2012, S. 5).

Auch institutionenökonomische Ansätze weisen darauf hin, dass Politikinstrumente nicht allein aus der neo-klassischen Theorie mit der Annahme rein rational handelnder Akteure mit perfekter Voraussicht – des sog. *Homo oeconomicus* - abgeleitet werden sollten, wenn - wie im Stromsektor üblich - Unsicherheiten, sowie unvollständige bzw. asymmetrische Informationen bei den Marktakteuren vorliegen. „In Hinblick auf die Diskussion bzgl. einer verstärkten Konfrontation der einzelnen FEE-Investoren mit zukünftigen Marktpreisschwankungen ist detailliert zu überprüfen und abzuwägen, inwieweit die mit einer Anpassung verbundene Zuordnung von Marktrisiken dazu führt, dass die dezentralen Akteure aus gesamtgesellschaftlicher Sicht wünschenswerte Investitionsentscheidungen treffen und in welcher Höhe sich kapitalkostensteigernde Effekte ergeben.“ (Beckers & Hoffrichter 2014, S. 16). Eine Übertragung dieser sog. unproduktiven Risiken, sollte im weiteren Prozess der EE-Marktintegration also vermieden werden. Die große Herausforderung beim Design marktbasierter Förderinstrumente besteht nach der *Power of Transformation*-Studie der internationalen Energieagentur (IEA) deshalb auch darin, eine **fein austarierte Balance zwischen Risikoüberwälzung und Investitionssicherheit zu finden** (IEA 2014). Einerseits sollen die FEE den Preissignalen ausgesetzt werden, die den unterschiedlichen temporalen und räumlichen Wert des Stroms widerspiegeln, um für eine bessere Systemintegration zu sorgen. Andererseits sind FEE als kapitalintensive Technologien einem hochsensiblen Investitionsrisiko ausgesetzt, das sich wiederum umso eher realisieren kann, je stärker die FEE der Signalwirkung von Marktpreisen unterliegen (ebd.).

Es lässt sich festhalten, dass für eine realitätsnahe Effizienzbewertung der Förder- bzw. Refinanzierungsinstrumente die theoretischen Konzepte und Annahmen der neo-klassischen Ökonomie allein nicht herhalten können. Stattdessen muss in einem ersten Schritt zunächst dezidiert analysiert werden, in welchen Strommarktsektoren und bei welchen Technologien, die Überwälzung von Marktrisiken auf die Akteure aufgrund der unterschiedlichen Kostenstrukturen adäquat, d. h. effizient für die Zielerreichung, ist. Umgekehrt muss untersucht werden, bei welchen Förder- bzw. Marktdesigns die Gefahr besteht, dass die Investitions- und Finanzierungskosten unverhältnismäßig steigen, weil unproduktive Risiken auf die Akteure überwältigt werden. Dies würde unnötig hohe Förderkosten und ggf. sogar einen Bruch der Ausbaudynamik zur Folge haben. Erst in einem zweiten Schritt kann dann eine Aussage darüber gemacht werden, **welche Art von Instrumenten in welchen spezifischen Ausgestaltungsvarianten im Kontext der Energiewende für eine effektive und effiziente Erreichung am besten geeignet ist.**

2.1.2 Erschließung von kurzfristiger Flexibilität zur Koordination von Angebot und Nachfrage

Das Energiesystem in Deutschland, wie es sich in den Jahrzehnten vor der Liberalisierung der Energiewirtschaft entwickelt hatte, war vor allem in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts zur Erzielung von Skaleneffekten von zentralen Strukturen geprägt.¹⁴ Des Weiteren erfolgte die Verteilung des Stroms i. d. R. von der obersten Ebene der Übertragungsnetze monodirektional über die Verteilnetze hin zu den nahe gelegenen Verbrauchszentren. Für die Erzeugungsseite galt das Prinzip der Lastfolge, d. h. es sollte immer so viel Strom produziert werden, wie die Nachfrage zum jeweiligen Zeitpunkt gerade benötigte. Für eine bestmögliche Auslastung der relativ inflexiblen thermischen Großkraftwerke wurden darüber hinaus Maßnahmen zur Lastglättung erlassen - bspw. in Form von Leistungspreisen für Großverbraucher oder durch die Installation von Nachtspeicherheizungen in Haushalten. Die Nachfrageseite wird in der Energiewirtschaft deshalb auch traditionell als unelastisch bezeichnet. Unsicherheit bezüglich der Koordination von Angebot und Nachfrage gab es in der Vergangenheit vor allem bezüglich zweier Systemkomponenten: zum einen bei der Prognose des tages- und jahreszeitlich schwankenden Verbrauchs, zum anderen bei stochastisch auftretenden kurzfristigen Erzeugungsausfällen. Mit der Einspeisung von FEE-Erzeugungsanlagen kommt seit einigen Jahren eine dritte stochastische Komponente hinzu, die die Koordination von Angebot und Nachfrage abhängig vom Grad des FEE-Anteils im System erheblich erschwert (Krewitt et al. 2011). **Wenn in Zukunft Technologien wie Windkraft- und PV-Anlagen die tragende Säule der Stromversorgung darstellen sollen, kann die vom Ressourcendargebot abhängige Erzeugung zu jeder Zeit der Last folgen.** Mit zunehmender volatiler Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen steigen deshalb in Abhängigkeit der restlichen Energiesystemcharakteristika auch die Anforderungen an die Flexibilisierung des Gesamtsystems (IEA 2014). Dabei geht es sowohl um die Situationen, in denen ein potenzielles Überangebot an FEE-Strom zur Verfügung steht, als auch die Situationen einer Dunkelflaute¹⁵. Beispielsweise kann ein System mit gleichzeitig hohen Anteilen an Speicherwasserkraft wie in Skandinavien oder mit einem hochflexiblen konventionellen Kraftwerkspark wesentlich einfacher sowohl kurz- als auch langfristige Schwankungen im FEE-Angebot ausgleichen, ohne großen Druck auf die Flexibilisierung der Nachfrageseite auszuüben. Auch Stromsysteme, die eine gute Netzinfrastruktur und zusätzlich hohe Übertragungskapazitäten ins Ausland aufweisen (z. B. Dänemark), können die Fluktuation wesentlich einfacher großräumig verteilen und somit einfacher hohe Anteile an FEE-Strom integrieren. Dementsprechend kommt auch die *Power of Transformation*-Studie der IEA zur folgenden durchschnittlichen Kostenspannweite bei den zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen (IEA 2014):

- Netzausbau im Verteilnetz mit 1 €/MWh und im Übertragungsnetz mit 2 €/MWh
- flexible Erzeugung aus Gasturbinen und Speicherwasserkraft mit 1-5 €/MWh
- Demand Side Management mit ca. 7 €/MWh
- Umrüstung von Speicherwasserkraft mit existierendem Reservoir zu Pumpspeicherwerken (PSW) mit 20 €/MWh
- und neue PSW mit 30-200 €/MWh

Zu beachten ist, dass die individuelle Höhe der Flexibilitätsoptionskosten auch davon abhängt, wie im System die fluktuierende Erzeugung und die Verbrauchszentren räumlich verteilt sind. Aufgrund hoher Windeinspeisung im Norden und Lastzentren im Süden ist z. B. seit Jahren in Deutschland ge-

¹⁴ Durch die Mindestblockgröße des *300-Megawatt-Erlasses* aus dem Jahr 1964 sollten vor allem große Kraftwerksblöcke möglichst lastnah errichtet und zur Deckung der schwankenden Nachfrage nur zeitweise von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken ergänzt werden (Grashof et al. 2015; Coenen 1985).

¹⁵ Als Dunkelflaute wird eine Wettersituation bezeichnet, in der über längere Zeiträume kaum oder kein Wind- oder PV-Strom zur Verfügung steht.

plant, vor allem neue Nord-Süd Trassen im Übertragungsnetz zu errichten (Feix et al. 2014). Der Ausbau verzögert sich jedoch aufgrund von Planungs- und Koordinationsschwierigkeiten auf der Bundesländer-Kompetenzebene sowie Bürgerprotesten vor Ort immer wieder (Schadtler 2013), sodass die Gefahr einer regionalen Unterdeckung der Stromnachfrage vor allem in den Verbrauchszentren Süddeutschlands steigt (Borggreve et al. 2014; Schlemmermaier 2013).

Gleichzeitig bieten noch viele regulatorische Anreizsysteme in der Energiewirtschaft wie bspw. starre Entgelte und Umlagen keine großen Anreize, auf der Nachfrageseite Flexibilisierungspotenziale zu erschließen (Connect Energy Economics 2015; Jahn et al. 2014). Dabei bestehen durch die Integration von Wärmespeichern bei stromgeführter KWK und verschiebbaren Lasten durchaus hohe Potenziale zur besseren Integration der FEE (Gils et al. 2014; Liebe & Wissner 2015; Scholz et al. 2014). Das Problem scheint vielmehr darin zu liegen, die vorhandenen technischen Potenziale auch aus betriebswirtschaftlicher Perspektive der Akteure attraktiv zu gestalten. Das mag auch daran liegen, dass viele Akteure im System noch die klassische Perspektive vertreten, dass sich die FEE in das gegebene System integrieren (lassen) müssen, anstatt über eine Transformation des Gesamtsystems nachzudenken, bei dem sich das System an den spezifischen Bedingungen der FEE orientiert. Die IEA kommt in der *Power of Transition*-Studie deshalb zu dem Schluss (IEA 2014, S. 14):

„The classic view sees VRE [Variable Renewable Energy] integration as adding wind and PV generation without considering all available options for system adaptation. This ‘traditional’ view may miss the point. Integration effects are determined by both VRE and other system components. Consequently, they can be reduced by interventions on either side. In short, integration of VRE is not simply about adding VRE to „business as usual“, but transforming the system as a whole. [...] Minimising total system costs at high shares of VRE requires a strategic approach to adapting and transforming the energy system as a whole.“

Dass das Stromsystem in einzelnen Stunden schon heute nicht flexibel genug ist, um die auftretenden Mengen an FEE-Strom zu integrieren, zeigt sich in den Situationen, in denen an der Strombörse negative Preise auftreten. Dies geschieht selbst in Situationen, in denen die Residuallast¹⁶ (RL) noch deutlich über 20 GW groß ist und der EE-Anteil zur Deckung der Nachfrage in keiner Stunde die Marke von 65 % überschritten hat (Götz et al. 2014; Reeg et al. 2013; Consentec 2016). Das liegt an der mangelnden Flexibilität im System durch sog. ‚Must-Run‘-Kapazitäten - also KW, die ständig am Netz bleiben müssen, um Systemdienstleistung und Regelenergie bereitstellen zu können - oder aus technischen Restriktionen ihre Leistung nicht kurzfristig drosseln können bzw. wollen. Ebenfalls zählen dazu Anlagen, die aufgrund der Fördersystematik ihre Stromproduktion nicht nach den Preissignalen der Großhandelsmärkte ausrichten, wie z. B. wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), Anlagen zur Eigenstromerzeugung oder nach fixen Einspeisetarifen vergütete EE (Diermann 2015; Götz et al. 2014; Consentec 2016). Eine weitere Ursache könnte nach Ansicht des Autors aber auch darin liegen, dass sich im bisherigen System *kein Akteur direkt für den Ausgleich der Fluktuation verantwortlich* zeigen muss, sondern die Volatilität der FEE einfach auf „den Markt“ gewälzt werden kann und der dann über die entsprechenden Preissignale selbst die notwendige Anreizwirkung zur Flexibilisierung entfalten soll. Die an dieser Stelle geäußerte Skepsis, ob die Anreizwirkungen des EOM ausreichen, hängt u. a. mit der Art der bisherigen Vermarktungslogik bei der Direktvermarktung von EE-Strom über die Strombörse zusammen und wird im Abschnitt 2.2.1 genauer erläutert.

Angesichts der noch nicht absehbaren Kostenentwicklung der vielfältigen Flexibilitätsoptionen schlussfolgern Winkler und Altmann (2013), dass sich die Abfolge der notwendigen Erschließung der Potenziale optimaler Weise über einen technologieutralen Wettbewerb herauskristallisieren sollte

¹⁶ Als Residuallast wird die Gesamtlast abzüglich der Einspeisung aus EE-Anlagen bezeichnet.

(Winkler & Altmann 2012). Dieser Ansatz birgt allerdings die Gefahr, dass die hohen Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung von Börsenpreisen, Umlagen und Abgaben, potenzielle Investoren abschrecken bzw. dass so hohe Risikoprämien verlangt werden, dass eine frühzeitige Erschließung neuer Geschäftsmodelle unattraktiv erscheint.

2.1.3 Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit

Unabhängig von den neuen Herausforderungen für die effiziente Förderung der EE wurde bereits in den vergangenen Jahren immer wieder in Frage gestellt, ob eine reine Vergütung der (konventionellen) Stromerzeugungskapazitäten nach der produzierten Strommenge („Energy-Only“) in einem liberalisierten Strommarkt adäquate Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazitäten liefern kann, um dauerhaft eine hohe VS zu gewährleisten (Cramton et al. 2013; Groscurth & Bode 2009; Rosen et al. 2000; Stoff 2002; De Vries & Hakvoort 2004; Weber 2002). Das sog. ‚Missing-Money‘ Problem ist hierbei zwar nicht ursächlich der vorrangigen Einspeisung aus EE geschuldet, wird von ihr aber mit forciert, weil die konventionellen KW ab einem bestimmten EE-Anteil zwangsläufig ihre Einsatzstunden reduzieren müssen und deshalb nicht mehr die zum Investitionszeitpunkt geplanten Volllaststunden erreichen (siehe auch Abschnitt 2.3.3). Eine Vollkostenfinanzierung der KW ist in diesen Fällen kaum noch möglich bzw. mit großer Unsicherheit behaftet. Gleichzeitig weisen Wind- und PV-Anlagen trotz massiven Zubaus nur sehr geringe Kapazitätskredite¹⁷ auf. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob die nötigen Investitionen in neue Kapazitäten - sowohl für konventionelle als auch EE-Anlagen - im bestehenden Marktdesign zukünftig noch refinanziert werden können.

Vor allem seit 2011 und der energiepolitischen Neuausrichtung nach Fukushima wurde aus Gründen der inzwischen relativ hohen EE-Anteile Bedenken hinsichtlich der VS, besonders in Süddeutschland, geäußert. Gründe dafür sind der Wegfall gesicherter Leistung durch den Kernkraftausstieg bis 2022 i. H. v. 13 GW, die altersbedingte Stilllegung konventioneller KW bis 2020 i. H. v. aktuell geschätzt bis zu 15 GW und eine zusätzlich drohende Stilllegung gerade erst ans Netz gegangener, hoch effizienter Gaskraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen von derzeit schätzungsweise 7,5-14,5 GW (Öko-Institut et al. 2012; Atomgesetz 2011; Borggrefe et al. 2014; BDEW 2013; Ecke et al. 2013; Elberg et al. 2012; Schlemmermaier 2013). Die Diskussion beschränkte sich in den letzten Jahren vor allem auf die Einführung von Kapazitätsmärkten, auf denen zusätzlich zu den Einnahmen am EOM die sicher bereitgestellte Leistung vergütet wird. Die meisten Ausgestaltungsvarianten konzentrieren sich für die Bereitstellung dieser Leistung auf die Bedingungen der konventionellen KW (Reeg et al. 2015). Zukünftig reicht es angesichts der hohen FEE-Anteile für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität aber nicht mehr aus, allein die Bereitstellung gesicherter Leistung aus konventionellen („Back-up“-)KW zu adressieren. Neben dieser sog. **statischen Funktionsfähigkeit** ist für eine effiziente Integration der EE gleichzeitig eine hohe Flexibilität im Gesamtsystem notwendig. Zur Beurteilung der potenziellen Zuverlässigkeit eines Stromsystems mit hohen Anteilen an EE bekommt zukünftig deshalb ein zweiter Aspekt eine zentrale Bedeutung: Für Systeme mit entsprechend stochastischen Elementen muss die Erzeugungsleistung im Bedarfsfall auch kurzfristig einsatzbereit und regelbar sein (**dynamische Funktionsfähigkeit**). Bei den thermischen KW-Investitionen mit speicherbaren Energieträgern muss deshalb berücksichtigt werden, dass die ‚Back-up‘-Einheiten im Falle einer stark schwankenden FEE-Einspeisung auch kurzfristig und flexibel eingesetzt werden können, um die steileren Gradienten der Residuallast effizient abfahren zu können.

Aus diesem Grund sind bei neuen konventionellen KW-Investitionen keine weiteren Grundlastkraftwerke, sondern hochflexible Kraftwerke erforderlich. In der aktuellen Diskussion, insbesondere bei

¹⁷ Der Kapazitätskredit gibt i. d. R. die sicher verfügbare Leistung eines Kraftwerks bzw. Anlage an.

den meisten Ansätzen mit „klassischen“, umfassenden Kapazitätsmärkten, wird der Aspekt der dynamischen Funktionsfähigkeit jedoch nicht explizit berücksichtigt. Oder es wird implizit angenommen, dass die kurzfristigen Preissignale des EOM eine entsprechende Flexibilisierung der bestehenden Kapazitäten anreizen. Eine Ausnahme bildet das Konzept des fokussierten Kapazitätsmarkts von Öko-Institut et al. (2012), bei dem technische Mindestvoraussetzungen zur Teilnahme an den Kapazitätsauktionen vom Regulierer definiert werden. Hierdurch sollen u. a. die derzeit als erstes aus dem Markt gedrängten Gaskraftwerke durch eine zusätzliche Kapazitätszahlung im Markt gehalten werden, während im Gegenzug die inflexiblen Grundlastkraftwerke einen Wettbewerbsnachteil erleiden und somit früher aus dem Markt scheiden würden (ebd.). Im Hinblick auf die besonderen Anforderungen an das Stromsystem im Rahmen der Energiewendeziele sollte man aus den genannten Gründen nicht einfach die „klassischen“ Kapazitätsmärkte, wie sie teilweise in anderen Ländern mit generell drohender Kapazitätsunterdeckung eingeführt wurden, eins zu eins auf den deutschen Markt übertragen, da sich im deutschen Marktgebiet durch den weiteren PV- und Windkraft-Ausbau zunehmend Situationen mit Angebotsüberhang ergeben werden.

Für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende geht es bei der Bereitstellung von gesicherter Leistung stattdessen um **die Bereitstellung flexibler Kapazitäten, die auch die Möglichkeiten auf der Nachfrageseite, der Stromspeicherung, zur Kopplung mit anderen Energiesektoren (Wärme-, Gas- und Verkehrssektor) sowie der europäischen Potenziale nutzen**. Vorteilhaft wäre deshalb, sich frühzeitig Gedanken darüber zu machen, wie ein Markt- bzw. Systemdesign aussehen könnte, bei dem die FEE die tragende Säule der Strombereitstellung darstellen und in Folge dessen die Aufrechterhaltung der VS immer komplexer wird. Die in der Vergangenheit geführte Diskussion befasste sich hingegen vorrangig mit dem Problem neuer gesicherter Erzeugungskapazitäten. Statt zu wenig sind derzeit aber eher zu viele Kapazitäten im System, sodass die Großhandelspreise in Kombination mit den seit 2010 ebenfalls extrem niedrigen CO₂-Preisen zusätzlich stark gesunken sind (Kallabis et al. 2015; Reeg et al. 2015).

Auch wenn der idealtypische EOM theoretisch die richtigen Investitionssignale senden kann, um ein angemessenes Niveau an VS zu gewährleisten sowie Investitionen in Flexibilität anzureizen, muss auch bei den langfristigen Investitionen in konventionelle Kraftwerkskapazitäten und Flexibilitätsoptionen darauf Rücksicht genommen werden, dass Investoren und Anlagenbetreiber in der liberalisierten Energiewirtschaft häufig mit vielfältigen Markt- und Staatsversagenstatbeständen konfrontiert sind (Reeg et al. 2015). So ist auch die IEA der Auffassung, dass zur Gewährleistung der VS auch in Zukunft mit staatlichen Interventionen gerechnet werden muss (IEA 2014). Erfahrungsgemäß wird ein drohender ‚Black-‘ bzw. ‚Brown-Out‘¹⁸ in hochentwickelten Industriestaaten durch den Produktions- und Konsumausfall i. d. R. mit relativ hohem volkswirtschaftlichem Verlust (Kosten) verbunden.

2.2 Vermarktung des Stroms zur Refinanzierung von Investitionen im Stromhandel

Zur Refinanzierung der Investitionen stehen den Betreibern von Stromerzeugungsanlagen seit der Liberalisierung verschiedene Marktplätze zur Verfügung, um den von ihnen produzierten Strom oder die bereitgestellte Leistung zu vermarkten. Ende der 1990er Jahre, zum Zeitpunkt der Umsetzung der Entflechtung von Erzeugung, Netz und Vertrieb in der Energiewirtschaft und der Auflösung der Gebietsmonopole der bis dahin vertikal integrierten EVU, spielten die erneuerbaren Energien noch keine wesentliche Rolle in Deutschland bzw. der EU. Deshalb verwundert es auch nicht, dass die durch den Liberalisierungsprozess neu geregelten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (allg.

¹⁸ Als ‚Black-Out‘ wird im Englischen ein großräumiger Netz- und damit Versorgungsausfall bezeichnet. ‚Brown-Outs‘ stehen für eher regional begrenzte Systemausfälle.

Marktdesign) zunächst für die Gegebenheiten eines konventionellen Kraftwerksparks mit speicherbaren Energieträgern konzeptioniert wurden. Durch den diskriminierungsfreien Netzzugang wurde es aber nicht nur neuen, unabhängigen Stromerzeugern, sondern auch neuen (marktfernen) EE-Investoren ermöglicht, in den Markt einzusteigen. Die Unterschiede bei den Vermarktungsmöglichkeiten von Strom aus FEE und speicherbaren Energieträgern soll im folgenden Abschnitt erörtert werden, um die Probleme bzw. Herausforderungen bezüglich einer effizienten Marktintegration herauszuarbeiten.

2.2.1 Vermarktung über Termin- und Spotmärkte

Im liberalisierten Markt haben Anbieter und Nachfrager von Strom inzwischen eine große Auswahl von Marktplätzen und Produkten mit verschiedenen Preiskonditionen und Laufzeiten, die entweder in standardisierter Form über die Strombörse (institutioneller Handel) abgewickelt oder bilateral zwischen zwei Vertragspartnern ausgehandelt werden (OTC - ‚over-the-counter‘). Der Spotmarkt besteht im deutschen Marktgebiet aus dem ‚Day-ahead‘- und dem ‚Intraday‘-Markt, wobei die Handelsaktivitäten im ‚Day-ahead‘-Markt einen Tag vor physikalischer Erfüllung und beim ‚Intraday‘-Handel (hauptsächlich) am Tag der physikalischen Erfüllung, durchgeführt werden.

Im ‚Day-Ahead‘-Markt müssen die abgegebenen Preisgebote nicht fix sein, sondern können auch in Form eines oberen oder unteren Limits abgegeben werden. Der Börsenbetreiber bringt anschließend die für andere Marktteilnehmer nicht einsehbaren (geschlossen) Gebote jeder Stunde in eine auf- bzw. absteigende Reihenfolge – die sog. ‚Merit-Order‘. Im Schnittpunkt der sich so ergebenden Angebots- und Nachfragekurve wird der uniforme Markträumungspreis (MCP - ‚Market Clearing Price‘) gebildet (siehe Abbildung 2-1), der für alle zum Zuge gekommenen Marktteilnehmer gleichermaßen gilt.

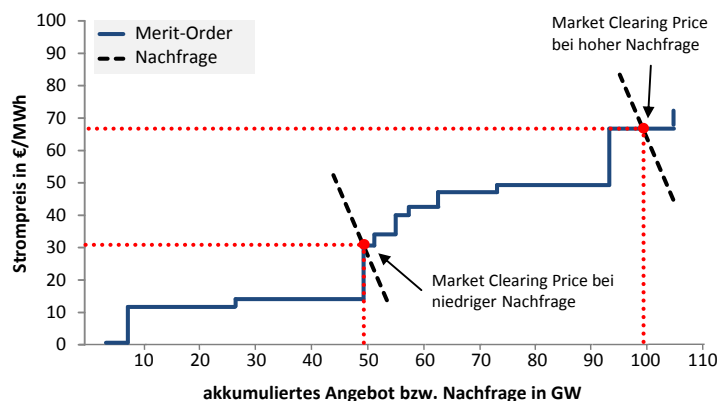


Abbildung 2-1: Uniforme Preisbildung im ‚Day-ahead‘-Auktionshandel [eigene Darstellung nach (Kober 2011)]

Nachfragekurve wird der uniforme Markträumungspreis (MCP - ‚Market Clearing Price‘) gebildet (siehe Abbildung 2-1), der für alle zum Zuge gekommenen Marktteilnehmer gleichermaßen gilt. Das Marktergebnis jeder Stunde definiert gleichzeitig den Kraftwerksdispatch für den nächsten Tag, also die Festlegung, welche Erzeugungsanlagen mit welcher Leistung in welchen Stunden Strom erzeugen und einspeisen dürfen.

Bei der Auktion sind die Gebote nicht auf stündliche Verträge beschränkt, denn es können auch sog. Blockkontrakte über mehrere Stunden abgegeben werden. Diese kommen nur dann zur Ausführung, wenn die einzelnen Gebote auch in jeder einzelnen Stunde beim ‚Market-Clearing‘ zum Zuge gekommen wären. Diese Kontrakte werden vor allem von Marktteilnehmern genutzt, die über mehrere Stunden kontinuierlich Strom verkaufen wollen, weil bspw. die Erzeugungsanlage nicht stündlich hoch- und runtergefahren werden soll bzw. kann.

Da der Zeitpunkt der physikalischen Erfüllung bei Abgabe der Gebote noch 12-36 Stunden in der Zukunft liegt, kann es durch Prognosefehler bei der nachgefragten oder erzeugten Strommenge zu Abweichungen zwischen der Soll-Einspeisung bzw. Entnahme und dem Zeitpunkt der tatsächlichen physikalischen Erfüllung (Ist-Einspeisung bzw. Entnahme) kommen. Besonders betroffen sind davon FEE-Anlagen, die nur innerhalb einer sehr kurzen Vorlaufzeit ihre Einspeisung mit einer für den Stromhandel akzeptablen Fehlerbandbreite abschätzen können (De Giorgi et al. 2011; Lange 2003; Rentzing 2011). Nach Energiewirtschaftsgesetz ist jeder Händler von Strom als Bilanzkreisbetreiber

bzw. -verantwortlicher¹⁹ für den viertelstündlichen Ausgleich aller eingespeisten und entnommenen Strommengen verpflichtet (EnWG 2009).

Zum Ausgleich der Abweichung vom Fahrplan können die Marktteilnehmer noch bis zu 45 Minuten vor physikalischer Erfüllung auf dem ‚Intraday‘-Markt zu jeder Viertelstunde handeln. Falls zum Zeitpunkt der Einspeisung und Entnahme im Netz immer noch ein Bilanzungleichgewicht im System vorliegt, sind die ÜNB zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität für den Abruf von Regelleistung auf den Regelenenergiemärkten (REMs) verantwortlich (siehe Abschnitt 2.2.2).

Der Terminmarkt dient den Marktteilnehmern vor allem zur Absicherung (‚Hedging‘) von Preis- und Mengenrisiken in der Zukunft. Dabei dient z. B. ein Verkauf eines Future-Kontrakts zur Absicherung gegen fallende und der Kauf zur Absicherung gegen steigende Börsenpreise (Konstantin 2009). Wie bei allen anderen institutionalisiert gehandelten Produkten auch können an der Börse nur standardisierte Produkte gehandelt werden, bei denen Volumen, Lieferperiode (Kalendermonat, Quartal oder Jahr) sowie die physische oder finanzielle Absicherung vordefiniert sind. Sämtliche Geschäfte können jedoch neben der Börse auch bilateral OTC ausgehandelt werden und werden in dieser Form als ‚Forwards‘ bezeichnet. Hier bieten sich den Vertragspartner somit größere Spielräume bei der Produktdefinition. Letztendlich geht es beim Handel auf Termin darum, zum aktuellen Zeitpunkt eine Strommenge zu einem verhandelten Preis in einer definierten zukünftigen Periode zu kaufen oder zu verkaufen.²⁰ Der Großteil des vermarkteten Stroms wird in Deutschland über den Terminmarkt gehandelt. Der ‚Day-ahead‘-Spotmarkt dient vor allem der Portfoliooptimierung und dem kurzfristigen Ausgleich von Prognosefehlern (ebd.).

Bei der Vermarktung der FEE über die Spotmärkte könnten sich nach Ansicht des Autors jedoch zukünftig Friktionen mit der konventionellen Stromvermarktung ergeben, die zu erheblichen Wettbewerbsnachteilen der FEE-Anlagen führen könnte (siehe Abbildung 2-2). Nach den aktuellen Vermarktungsstrategien setzen die konventionellen Kraftwerksbetreiber mit einer Vorlaufzeit von bis zu vier Jahren ihre Strommengen über den Terminmarkt nach und nach ab bzw. decken sich die EVU mit ähnlicher Vorlaufzeit mit den voraussichtlich zu liefernden Strommengen nach und nach ein (siehe Abbildung 2-2, dicke Pfeile in Skizze Nr. 1). Über einen Terminkontrakt kann sich ein konventioneller Kraftwerksbetreiber zur Lieferung verpflichten (lassen) und damit den Vorrang zur Einspeisung erwerben. Nur noch relativ geringe Mengen müssen dann, je näher der Zeitpunkt der Ist-Einspeisung rückt, zur Portfoliooptimierung über den Spotmarkt abgedeckt werden (siehe Abbildung 2-2, dünne Pfeile in Skizze Nr. 1).

Zu dem Zeitpunkt, an dem die FEE-Anlagen ihren Strom über die Spotmärkte verkaufen wollen bzw. müssen, haben die EVU im Fall der Fälle keinen zusätzlichen Bedarf mehr an größeren Mengen von FEE-Strom. Falls der Spotmarktpreis in diesen Situationen unterhalb des abgesicherten Terminkontrakts bzw. der jeweiligen Grenzkosten der Erzeugung liegt, können die konventionellen KW stattdessen ihre Produktion drosseln und mit dem Kauf des zu diesem Zeitpunkt günstiger verfügbaren FEE-Stroms ihre Lieferverpflichtung erfüllen (siehe Skizze Nr. 2). Das führt solange nicht zu Friktionen bei der Vermarktung, wie die gesamte FEE-Strommenge im System geringer ist als der in der jeweiligen Stunde anfallende Bedarf der Vertriebe, und solange konventionelle KW ihre Leistung entsprechend drosseln können (siehe Skizze Nr. 3). Zum Vermarktungsproblem bei den FEE kommt es erst, wenn die einzuspeisende FEE-Strommenge größer ist als der Bedarf bzw. der ‚Must-Run‘-Sockel im konven-

¹⁹ Nicht jeder Marktteilnehmer muss selber Bilanzkreisverantwortlicher sein, sondern kann sich mit seinem Bilanzkreis auch einem anderen Bilanzkreisverantwortlichen anschließen.

²⁰ Auf Termin können ‚Base-‘ oder ‚Peakload‘-Produkte gehandelt werden, wobei ‚Baseload‘-Kontrakte zu einer durchgehenden Lieferung über 24 Stunden und ‚Peakload‘-Kontrakte zur durchgehenden Lieferung zwischen 8-20 Stunden eines Tages verpflichten (Konstantin 2009).

tionellen Segment (siehe Skizze Nr. 4). In diesen Situationen gibt es über den Spotmarkt keinen kurzfristigen Bedarf mehr an FEE-Strom und die potenziellen FEE-Überschüsse werden trotz ihrer Grenzkosten von näherungsweise 0 €/MWh *marktgetrieben abgeregelt*, da der sich einstellende sehr niedrige oder gar negative Preis einen Weiterbetrieb der Anlage in der Direktvermarktung trotz Förderung unwirtschaftlich werden lässt.

Ein Anspruch auf eine Förderzahlung in Form der Marktprämie besteht laut § 22 Abs. 1 EEG 2014 aber „nur für Strom, der tatsächlich eingespeist und von einem Dritten abgenommen wurde“. Für ein System mit bilanziellen EE-Mengenanteilen von 80 % und mehr - wie es im Energiekonzept bis 2050 vorgesehen ist - muss jedoch Überschussstrom für Zeiten mit niedriger EE-Einspeisung zwischengespeichert werden. Zum Problem für die EE-Zielerreichung könnte es insofern kommen, als die Abregelung des FEE-Stroms im Vergleich zu allen anderen Flexibilitätsoptionen die wohl (kosten)günstigste Variante ist und auch in Zukunft bleiben wird. Ob sich mit diesem Vermarktungssystem überhaupt hohe Anteile an EE erreichen lassen, bleibt somit zunächst offen.

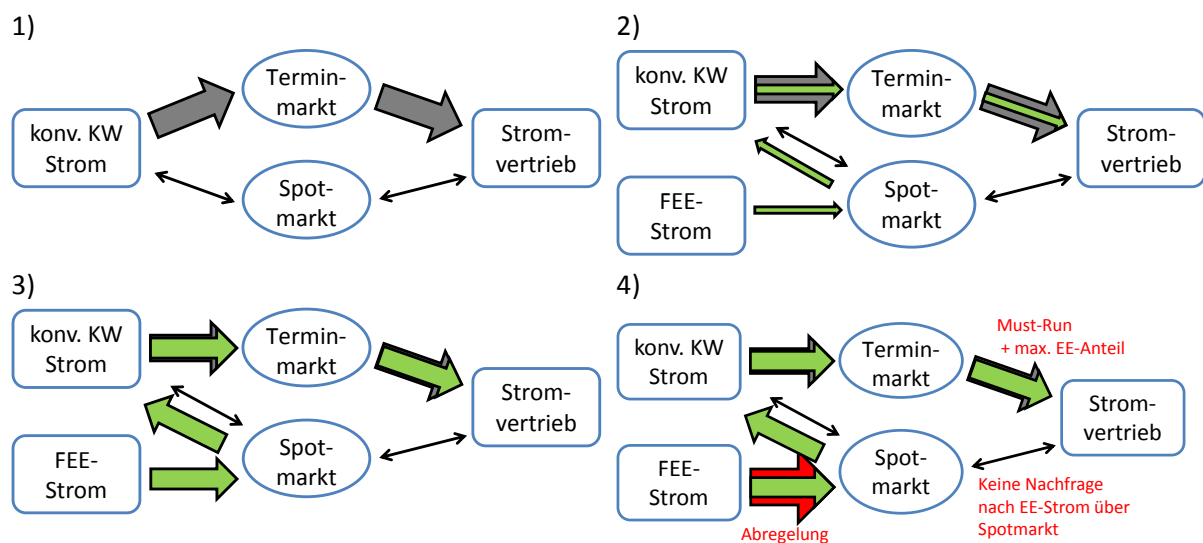


Abbildung 2-2: Aktuell gültige, mögliche Vermarktungslogik (Strategie) von konventionellem- und FEE-Strom über die Termin- und Spotmärkte [eigene und erweiterte Darstellung nach (Hölder 2014)]

Neben dem Problem, zukünftig die notwendigen Strommengen im Markt absetzen zu können, sind FEE-Anlagenbetreiber mit einer weiteren Herausforderung konfrontiert. Bei der Vermarktung des Stroms über die Börse ist ein Anlagenbetreiber bzw. der für die Vermarktung verantwortliche Direktvermarkter von den sich einstellenden Preisen am Spotmarkt abhängig. Für Anlagen mit hohen Kapitalkosten und vernachlässigbaren Grenzkosten ist ein FEE-Betreiber gleichzeitig darauf angewiesen, so viel Strom wie möglich abzusetzen, um seine Vollkosten möglichst schnell zu refinanzieren. Jedoch hat er als sog. Preisnehmer²¹ im Gegensatz zu Technologien mit speicherbarem Energieträger i. d. R. nicht die Möglichkeit, sich gegen fallende Preise am Spotmarkt über Termin abzusichern (Tietjen 2014). Hinzu kommt, dass durch den Gleichzeitigkeitseffekt²² der FEE die Preise am ‚Day-ahead‘-Spotmarkt gerade dann niedrig sind, wenn viele Anlagenbetreiber FEE-Strom produzieren und somit einspeisen wollen. Ein Instrument oder auch Marktdesign, das dieses Risiko nicht adäquat berück-

²¹ Die Begriffe Preisnehmer („price-taker“) und Preismacher („price-maker“) werden in der volkswirtschaftlichen Literatur eigentlich im Zusammenhang mit dem Marktmachtausübungspotenzial eines Akteurs verwendet. Die vorliegende Arbeit orientiert sich jedoch an der Art der Verwendung der Begriffe aus Gross et al. (2012).

²² Der Begriff Gleichzeitigkeitseffekt bezieht sich auf das Phänomen, dass sich bei dargebotsabhängigen Technologien (WKA und PV) häufig ähnliche meteorologische Bedingungen über einen größeren Gebiet erstrecken und deshalb ein einzelner Anlagenbetreiber genau dann viel Strom produziert, wenn andere das in seiner weiteren Umgebung auch können, und infolgedessen die Preise an der Börse i. d. R. (stark) einbrechen.

sichtigt und deshalb beim Eintreten dieses Risikos die Ausbauziele gefährdet, kann im praktischen Sinne schon allein deshalb nicht effizient sein, da das Vorhandensein von Effektivität beim Einsatz eines Instruments notwendige Bedingung für die Existenz von Effizienz ist (vgl. Abschnitt 2.1.1). Wird jedoch das Ziel nicht erreicht, ist allein die Effektivität schon nicht gegeben. Die reale oder praktische Effizienz eines solchen Mechanismus' müsste im strengen Sinne somit mit Null bewertet werden.

Durch die Beschreibung der Handelsabläufe und verfügbaren Stromprodukte wird bereits deutlich, dass vor allem der institutionelle Börsenhandel mit den bisherigen Produkten (noch) nicht für Stromerzeuger ohne speicherbaren Energieträger ausgelegt ist. Dargebotsabhängige Stromerzeugungsanlagen werden unter den Handelsbedingungen des heutigen Strommarktdesigns auch zukünftig aufgrund des immanenten Risikos einer nur relativ schlecht vorhersehbaren Einspeiseleistung Wettbewerbsnachteile haben, da die bedarfsgerechte Lieferung bisher in den meisten Fälle zwingende Voraussetzung für die Nutzung der verschiedenen Produkte und hedging-Möglichkeiten im Terminhandel ist.

Auch wenn sich die kurzfristigen Prognosen für FEE in letzter Zeit verbessert haben, werden die FEE-Anlagen, solange sie keine eigenen Speichermöglichkeit erschließen, auch in Zukunft kaum in der Lage sein, langfristige Termingeschäfte zur Absicherung von Preisrisiken abzuschließen, ohne diese Absicherungsgeschäfte wiederum über Termin durch andere (regelbare) Erzeugungsanlagen absichern zu lassen. Neue, sog. *Energiewende-Produkte*, die den Anforderungen zur Flexibilisierung gerecht werden sollen, wurden im Jahr 2015 bereits von der EEX als Betreiber des zentralen Energiehandelsplatzes in Deutschland angekündigt (EEX 2015). Diese neuen Produkte sind jedoch wiederum vor allem für einen flexibilisierten Handel konventioneller Stromerzeugung ausgelegt. Ob bzw. wie neue Produkte auch von den FEE-Investoren bzw. -Betreibern in der Direktvermarktung genutzt werden können, muss sich erst noch zeigen.

2.2.2 Vermarktung über die Regelenenergiemärkte

Neben dem EOM haben Kraftwerksbetreiber noch die Möglichkeit, zusätzliche Erlöse bei der Vermarktung über die Regelenenergiemärkte (REMs) zu generieren, indem sie einen Teil ihrer Kraftwerkskapazitäten den ÜNB zum Ausgleich eines potenziellen Leistungsungleichgewichts als Systemdienstleistung (SDL) zur Verfügung stellen. Auch wenn die Regelenenergiemarkterlöse bei der Bewertung von Investitionen i. d. R. keine Berücksichtigung finden, da die Höhe der Erlöse einerseits zu unsicher und andererseits das erlösbare Volumen im Vergleich zum EOM sehr gering ist²³ (Kober 2013), sollen sie im Sinne einer umfassenden Bewertung der Refinanzierungsmöglichkeiten dennoch als zusätzliche Option im AMIRIS-Modell Berücksichtigung finden.

Für die Frequenz- und Spannungshaltung im Netz innerhalb eines tolerierbaren Bereichs sind nach EnWG die ÜNB verantwortlich. Da sie durch die Entflechtungsvorschriften als Netzbetreiber keine eigene KW betreiben dürfen²⁴, müssen sie zur Sicherung der Netzstabilität Reserveleistung erwerben, die im Bedarfsfall durch den Einsatz von Regelarbeit das Ungleichgewicht im Netz ausgleichen soll. Je nach zeitlichen Vorlauf stehen den ÜNBs zur Spannungs- und Frequenzhaltung drei Regelleistungsarten zur Verfügung, die sich nach dem zeitlichen Auftreten einer Frequenzabweichung und nach der Einsatzdauer der Regelenenergie unterscheiden (siehe Abbildung 2-3).

²³ Laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des Bundeskartellamts (BKA) (2014) beliefen sich im Jahr 2013 die gesamten Kosten für Regelleistung auf 594,2 Mio. € (Minutenreserve: 156,1 Mio. €, Sekundärregelung: 352,9 Mio. € und Primärregelung: 85,2 Mio. €). Die Netto-Stromerzeugung betrug gemäß der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) im gleichen Jahr 596,4 TWh. Bei einem ‚Baseload‘-Preis von 37,78 €/MWh ergibt sich hieraus ein theoretisches Marktvolumen von 22.532 Mio. €.

²⁴ Es gibt regulatorische Ausnahmen wie z. B. die sog. *Winterreserve*, die von den ÜNB vorgehalten wird. Diese KW nehmen jedoch nicht mehr am regulären Strommarkt teil. Aktuell in der Diskussion ist eine *Winterreserve* der ÜNBs i. H. v. 2 GW.

Besteht nach über einer Stunde immer noch ein Bilanzungleichgewicht, ist der verursachende Bilanzkreisverantwortliche für den weiteren Ausgleich des Ungleichgewichts zuständig. Die Anforderungen an die kurzfristige Leistungsregelung der anbietenden Anlagen sind unterschiedlich hoch. Dies schlägt sich einerseits in den Präqualifikationsanforderungen der ÜNB für die teilnehmenden Anlagen nieder, andererseits in den Preisen, die für angebotene Primär-(PRL), Sekundär-(SRL) oder Minutenreserveleistung (MRL) gezahlt werden.

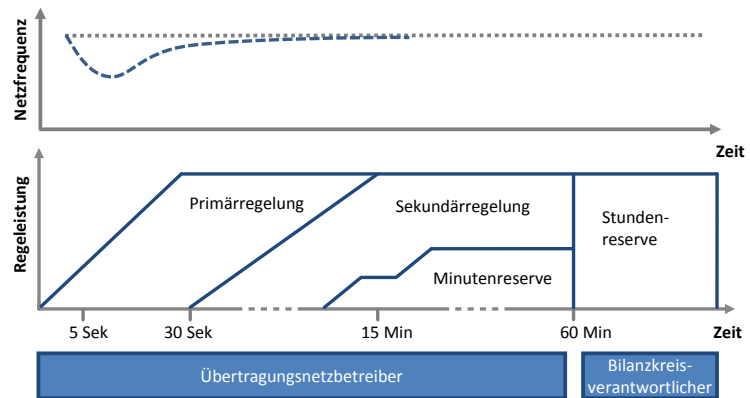


Abbildung 2-3: Zeitliche Zusammenarbeit der einzelnen Regelleistungsarten [eigene Darstellung nach (Konstantin 2009)]

Je kürzer die Vorlaufzeit bis zum Zeitpunkt der physikalischen Erfüllungspflicht, desto höher sollten der Theorie nach auch die Preise sein, da die angebotene Dienstleistung zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität bis zum Zeitpunkt der Ist-Einspeisung immer wertvoller wird. Die eingegangenen Gebote werden vom zuständigen ÜNB zunächst nach den gebotenen Leistungspreisen sortiert. Vom günstigsten Angebot ausgehend, werden alle Anlagen bezuschlagt, bis die ausgeschriebene Leistungsmenge erreicht ist. Der Preis des letzten bezuschlagten Gebots markiert den sog. *Grenzleistungspreis* (GLP). Die Einsatzreihenfolge im Falle eines Regelleistungsabrufs orientiert sich außer bei der PRL, die automatisiert frequenzgemessen erfolgt, an den gebotenen Arbeitspreisen. Die anfallenden Kosten bei den Netzbetreibern, die durch die Zahlung zur Vorhaltung von *Leistungspreisen* entstehen, werden über die Netzentgelte auf die Endverbraucher umgelegt. Die Kosten, die durch den Abruf von *Regelarbeit* entstehen, werden über eine einheitliche Berechnungsformel²⁵ in *Ausgleichsenergiekosten* umgerechnet (sog. *regelzonenübergreifender Bilanzausgleichspreis* reBAP) und den jeweiligen Bilanzkreisen verursachergerecht in Rechnung gestellt (ÜNB 2012).

Traditionell wird die Regelleistung auf den REMs von den thermischen KW vorgehalten. Erst durch den Einstieg in die Direktvermarktung ist es auch EE-Anlagenbetreibern erlaubt, am REM teilzunehmen, denn bei einer Vergütung nach fixen Einspeisetarifen nach § 56 Absatz 2 Satz 1 EEG gilt nach wie vor das Doppelvermarktungsverbot (EEG 2014). Durch die Lockerung der Präqualifikationsanforderungen und der Vorlaufzeit der Gebotsfristen in den letzten Jahren können inzwischen auch neue und vor allem kleine Akteure am Markt teilnehmen (Brauns et al. 2014; Görtz & Baumgart 2014). So gibt es inzwischen relativ viele (kleine) Biogasanlagen (BGA), Batteriespeicher und sogar eine Power-to-Gas (P2G)-Anlage, die im Pool als gebündeltes virtuelles Kraftwerk (vKW) am REM teilnehmen (ZfK 2014; Next Kraftwerke 2013). Bisher beschränkt sich die Bereitstellung von Regelleistung durch EE fast ausschließlich auf Biomasseanlagen, die aufgrund der geringsten Präqualifikationsanforderungen und Opportunitätskosten primär am Minutenreservemarkt für negative Regelleistung teilnehmen.

Um auch FEE-Anlagen zukünftig in die REMs integrieren zu können, bedarf es vor allem noch Anpassungen bei den Ausschreibungsbestimmungen (Brauns et al. 2014). Regelungstechnisch können vor allem WKA mit ‚Pitch‘- oder ‚Stall‘-Regelung am REM für negative Minutenreserve unter Berücksichtigung eines bestimmten Sicherheitsabschlages auf die prognostizierte Leistung teilnehmen (Görtz & Baumgart 2014). Die **Bereitstellung von positiver Regelleistung ist für FEE generell zunächst einmal**

²⁵ In jeder Viertelstunde wird die Summe der gesamten in Deutschland für den Bezug oder die Abgabe von Energie zum Ausgleich aller 4 Regelzonen des deutschen Netzregelverbundes (NRV) aufgewendeten Geldmenge (Saldo aus Kosten – Erlöse) durch den Saldo dieser Energiemenge, den NRV-Saldo, dividiert. Der NRV-Saldo wird aus der eingesetzten positiven abzüglich der eingesetzten negativen Energie gebildet (ÜNB 2012).

unattraktiv, da sie in diesen Fall gedrosselt laufen müssten und die potenziellen Mehrerlöse auf dem Markt für positive Regelleistung die Mindereinnahmen am ‚Day-ahead‘-Markt beim derzeitigen Preisniveau nicht annähernd kompensieren würden (Görtz & Baumgart 2014; Klempp 2015). **Problematisch für EE-Anlagen sind vor allem noch die langen Vorlaufzeiten und Produktdefinitionen der Auktionen.** So wird bspw. die SRL-Ausschreibung bisher nur wöchentlich durchgeführt und die Gebote werden nur in zwei recht grobe Zeitscheiben unterteilt: einmal für die Hauptzeit von 8-20 h für die Werktage (Mo-Fr) und einmal für die Nebenzeit für alle restlichen Stunden des Tages bzw. ganztägig an Wochenenden und Feiertagen. Da über den gesamten Gebotszeitraum die Leistung jederzeit sicher und kurzfristig verfügbar sein muss, ist eine Teilnahme sowohl für Wind- als auch PV-Anlagen allein aus prognosetechnischen Gründen bisher kaum möglich.

Unter den heutigen Rahmenbedingungen ist für FEE-Anlagen deshalb zunächst nur die Teilnahme am Regelleistungsmarkt für negative Minutenreserve attraktiv (Klempp 2015). Eine Abschätzung darüber, wie sich die Preise zukünftig entwickeln und ob ggf. auch eine Teilnahme auf den anderen Teilmärkten interessant wird, ist schwierig (siehe hierzu auch Abschnitt 2.3.3). Einerseits sind neben neuen Technologien wie Batterien oder Biogasanlagen in den letzten Jahren auch vermehrt Gas- und Pumpspeicherkraftwerke durch die Erlösprobleme am EOM in die Vermarktung am REM eingestiegen. Und durch die bisherige und weiterhin geplante Marktöffnung ist auch in Zukunft mit einer steigenden Anbieteranzahl auf den REMs zu rechnen. Ein höheres Angebot bei theoretisch gleichbleibender Nachfrage würde ceteris paribus in einem vollkommenen Markt zu sinkenden Preisen führen und die Teilnahme am REM für neue Akteure unattraktiver machen. Andererseits müsste der zunehmende Anteil an FEE zumindest mittel- bis langfristig zu einem höheren Bedarf an Regelleistung führen und ceteris paribus die Preise steigen lassen. Welcher Effekt in Zukunft überwiegen wird und ob etablierte Marktteilnehmer strategisch bieten können, um neue Akteure aus dem Markt fernzuhalten, lässt sich jedoch kaum vorhersagen.

Wie beim EOM zeigt sich auch bei der Bereitstellung von SDL, dass die Marktregeln für den REM ursprünglich auf die Anforderungen thermischer Großkraftwerke mit speicherbarem Energieträger ausgelegt wurden. Erst nach und nach öffnet sich der Markt, sodass inzwischen auch kleinere und neue Anbieter am REM teilnehmen können, wenn sie in einem Anlagenpool als vKW softwaretechnisch zusammengeschlossen werden. Zumindest für große Biogasanlagen konnte bereits gezeigt werden, dass Zusatzerlöse von bis zu 10 % relativ zur Einspeisevergütung durch die zusätzliche Teilnahme am REM erzielt werden können (Reeg et al. 2013).

2.2.3 Regionale bzw. lokale Direktvermarktung und Eigenstromerzeugung

Neben der Vermarktung von Strom über den EOM oder REM gibt es weitere Möglichkeiten, die Kraftwerks- bzw. Anlagenbetreibern zur Verfügung stehen, um die Vollkosten ihrer Anlageninvestition zu refinanzieren. Im Gegensatz zur Vermarktung über die Großhandelsmärkte wird bei der sog. regionalen Direktvermarktung der produzierte Strom nicht über die Strombörse abgesetzt, sondern an industrielle oder gewerbliche Abnehmer bzw. Haushaltskunden veräußert, die sich in „unmittelbarer räumlicher Nähe“²⁶ zur Anlage befinden. Diese Art der Vermarktung steht nicht nur EE-Anlagen, sondern auch konventionellen KW prinzipiell als dritter Weg zur Verfügung, wenn dabei folgende Voraussetzungen des Stromsteuergesetzes erfüllt werden (StromStG 2012):

- Es muss ein regionaler Zusammenhang zwischen Erzeuger und Verbraucher vorliegen.
- Die maximale Anlagengröße darf 2 MW nicht übersteigen.

²⁶ Es gibt keine klare gesetzliche Vorgabe, wie der Begriff „in räumlicher Nähe“ genau zu interpretieren ist. Aber in der Rechtsprechung hat sich eine maximale Distanz von ca. 4,5 km etabliert (Urteil des Bundesfinanzhofs vom 20.04.2004 – BFH VII R 44/03).

- Der produzierte Strom muss durch das öffentliche Netz an den Verbraucher weitergeleitet werden.
- Es muss nachgewiesen werden, dass der an den Endkunden verkaufte Strom zeitgleich zur Erzeugung verbraucht wurde.

Sind diese Voraussetzungen erfüllt, kann sich der Stromerzeuger nach § 9 Absatz 1, Nr. 3 (StromStG 2012) von der Stromsteuer i. H. v. 20,5 €/MWh befreien lassen und damit einen Preisvorteil beim Endkundertarif im Vergleich zu seinen Wettbewerbern erzielen. Handelt es sich zusätzlich um eine EE-Anlage und erfüllt diese die allgemeinen Voraussetzungen zur Direktvermarktung²⁷ sowie die Voraussetzung zur Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 35 EEG, hat der Stromerzeuger bei der regionalen Direktvermarktung außerdem Anspruch auf den Erhalt der gleitenden Marktprämie (Buchmüller 2014). Wichtig ist außerdem, dass der erzeugte Strom unmittelbar vom Anlagenbetreiber zum Letztverbraucher geliefert wird, da bei einer Zwischenschaltung Dritter (z. B. eines Direktvermarkters) kein Anspruch mehr auf eine Stromsteuerbefreiung besteht.

Im Gegensatz zum sog. *Grünstromprivileg*, das im Zug der EEG-Reform 2014 abgeschafft wurde, darf der Anlagenbetreiber wegen des Doppelvermarktungsverbots den gelieferten Strom jedoch nicht als „Grünstrom“ vermarkten. Dies ist ein Nachteil für EE-Anlagenbetreiber, die Wert auf ihren aus regenerativen Quellen erzeugten Strom legen und dafür auch eine entsprechende Zahlungsbereitschaft beim Endkunden erwarten. Durch die regionale Vermarktung von EE-Strom konnte in der Vergangenheit häufig auch die Akzeptanz für den Neubau von Anlagen in der Nachbarschaft erhöht werden (Buchmüller 2014).

Für EE-Anlagenbetreiber, die ihren Strom nicht als „Graustrom“ vermarkten wollen, bleibt nur die **Möglichkeit des lokalen Direktverkaufs, bei dem der Strom nicht über das öffentliche Netz, sondern über eine Direktleitung geführt bzw. direkt an Ort und Stelle verbraucht wird** (CLENS 2011; HEG 2013; Sonneninitiative 2015). Bei dieser nicht geförderten Form der Direktvermarktung kann weder die EEG-Einspeisevergütung noch die Marktprämie in Anspruch genommen werden. Stattdessen schließt der Anlagenbetreiber einen langfristigen Direktabnahmevertrag („Power Purchase Agreement“) mit dem Endverbraucher wodurch sich die Netzentgelte, die Konzessionsabgabe, die KWK- und Offshore-Umlagen sowie die Stromsteuer einsparen lassen, die bei einem Strombezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung normalerweise anfallen. Diese Vertragsform gleicht zwar einer fixen Einspeisevergütung, jedoch belastet sie im Gegensatz zum ehemaligen *Grünstromprivileg* nicht das EEG-Umlagesystem, da die Finanzierung der Investition direkt vom langfristig gebundenen Endabnehmer abgesichert wird.

Die letzte Vermarktungsmöglichkeit, die sowohl konventionellen als auch EE-Anlagenbetreibern zur Verfügung steht, ist die sog. gewerblich genutzte Eigenstromerzeugung bzw. der Eigenstromverbrauch bei privaten Haushalten, bei dem der Betreiber Strom für seinen eigenen Bedarf erzeugt. Wichtigster energierechtlicher Unterschied zu den beiden zuvor beschriebenen Konzepten ist, dass **Stromerzeuger und -verbraucher hier eine juristische Personenidentität bilden (müssen)**. Dadurch entfallen weitere energierechtliche Pflichten, die einem Stromlieferanten i. d. R. nach EnWG auferlegt sind. Hierzu zählen bspw. der Abschluss entsprechender Liefer-, Bezugs- und Netzverträge, das Führen eines Bilanzkreismanagements, ggf. die Anzeige der Belieferung von Letztverbrauchern gegenüber der Regulierungsbehörde, die Abwicklung der EEG-Umlage (und ggf. der Netznutzungsent-

²⁷ Diese sind: 1) Personenverschiedenheit zwischen Anlagenbetreiber und Abnehmer/Verbraucher, 2) Durchleitung des erzeugten Stroms durch ein Netz, 3) grundsätzliche Vergütungsfähigkeit des erzeugten Stroms i. S. d. EEG, 4) keine Inanspruchnahme vermiedener Netznutzungsentgelte, 5) Installation technischer Einrichtungen i. S. d. § 6 EEG, 6) Einhaltung der Anforderungen an Messung und Bilanzierung der Stromeinspeisung bzw. -lieferung und 7) Einhaltung der gesetzlichen Meldefristen nach dem EEG.

gelte), sonstige Informations- und Meldepflichten gegenüber dem zuständigen ÜNB, der Regulierungsbehörde und dem zuständigen Hauptzollamt sowie die Abrechnung der Stromlieferung unter Berücksichtigung der Vorgaben des EnWG (Buchmüller 2014). Die Refinanzierung der Investitions- und Betriebskosten erfolgt über das Einsparen der Ausgaben für die Beschaffung des Stroms aus dem öffentlichen Netz. In der Vergangenheit mussten dabei nur die individuellen Stromgestehungskosten (LCOE) ohne Berücksichtigung der Abgaben, Umlagen und Steuern mit denen des eigenen Stromlieferungsvertrags verglichen werden.

Durch den allgemeinen Anstieg der Stromendkumentarife – sowohl im gewerblich-industriellen als auch im Haushaltssektor – und bei gleichzeitig gesunkenen PV-Anlagenpreisen ist die Eigenstromerzeugung bzw. der Eigenstromverbrauch in den letzten Jahren immer attraktiver geworden. Seit dem EEG 2014 müssen jedoch auch die EE-Eigenstromverbraucher teilweise die EEG-Umlage²⁸ abführen. Dies wurde von Seiten der Politik damit begründet, dass verhindert werden solle, dass sich zukünftig noch mehr nicht-privilegierte Endverbraucher aus der Solidargemeinschaft zur Finanzierung des EE-Ausbaus über die EEG-Umlage verabschieden.

Insgesamt weisen diese vorgestellten Vermarktungsformen für EE-Anlagen nur ein begrenztes Potenzial auf, da es schwierig werden dürfte, den gesamten Strombedarf in Deutschland aus EE-Anlagen in räumlicher Nähe zu decken. Nicht ohne Grund fristen diese Formen der Vermarktung deshalb bis heute ein Nischendasein im deutschen Stromsystem. Dazu trägt neben dem beschränkten Potenzial auch immer noch eine hohe Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Befreiungstatbestände für die Umlagen, Abgaben und Steuern bei. So können **kaum allgemeingültige Aussagen darüber getroffen werden, welche EE-Anlagen von den Befreiungstatbeständen profitieren können**, um eines der Konzepte als lukratives Geschäftsmodell zu erschließen. Diese Entscheidung ist sehr stark einzelfallabhängig und wird von den zuständigen Hauptzollämtern gefällt. Diese Rechtsunsicherheit wird wohl auch zukünftig bestehen bleiben, da die Befürwortung bzw. Ablehnung der Förderung dieser Vermarktungsformen sehr stark mit der Diskussion über eine eher dezentrale oder zentrale Energiewende zusammenhängt. Und hinsichtlich dieser Entscheidung gibt es nicht nur zwischen, sondern auch innerhalb der Parteien sehr unterschiedliche Auffassungen. Auf die modelltechnische Abbildung dieser Vermarktungsmöglichkeit wird in der vorliegenden Arbeit deshalb verzichtet.

Zum aktuellen Zeitpunkt kann nur festgehalten werden, dass die Politik – nach der Abschaffung des *Grünstromprivilegs* im EEG 2012 (§ 37 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009) – auf Drängen vieler Marktteilnehmer den Kundenbedarf an regional erzeugten und verbrauchten EE-Strom zumindest anerkannt und im März 2016 ein entsprechendes Eckpunktepapier zur Grünstromkennzeichnung vorgelegt hat (BMWi 2016b). Das BMWi hatte den brancheneigenen Vorschlag zur Einführung des sog. *Ökostrom-Markts Modells*²⁹ (ÖMM) zuvor im Oktober 2015 final abgelehnt.

2.3 Risiken bei Investitionen in Erzeugungskapazitäten

Vor der Liberalisierung der Strommärkte war das Risiko einer Fehlinvestition in Erzeugungskapazitäten relativ gering. Die vertikal integrierten Unternehmen konnten relativ zuverlässig den zukünftigen Strombedarf durch die Demarkationsverträge in ihrem Versorgungsgebiet abschätzen und ggf. in entsprechend notwendige neue Kapazitäten auf der Basis des ‚Least-Cost-Planning‘ investieren. Danach sollte in die Technologie investiert werden, die die geringsten Kosten für das Versorgungsgebiet

²⁸ Diese Regelung wurde im Rahmen der EEG Reform 2014 eingeführt. Der EEG-Umlagenanteil, der abgeführt werden muss, beträgt ab 2017 40 %. Ausgenommen sind Anlagen unter 10 kW installierter Leistung und mit einem Eigenverbrauch von maximal 10 MWh/a, Inselanlagen, die weder mittelbar noch unmittelbar mit dem öffentlichen Netz verbunden sind, und Anlagen von Letztverbrauchern, die sich vollständig mit Strom aus EE versorgen und nur den Überschussstrom ohne Inanspruchnahme der Einspeisevergütung ins öffentliche Netz einspeisen.

²⁹ Zur Erläuterung des ÖMM wird auf Keiffenheim (2015), für die Bewertung des Konzepts auf LBD (2014) verwiesen.

und damit den Endverbraucher verursacht (Rosen et al. 2000). Die Refinanzierung der Investitionskosten erfolgte über die regulierten Endkundenpreise, die sich die vertikal integrierten EVU bei der Regulierungsbehörde genehmigen lassen mussten.

Seit der Liberalisierung muss die Refinanzierung der Investition über die Erlöse der abgesetzten Strommengen auf den jeweiligen Stromteilmärkten erwirtschaftet werden. Die Erzeugungsanlagen stehen seitdem im Wettbewerb miteinander und können sich nicht mehr auf gut abschätzbare Absatzmengen und langfristig planbare Preise verlassen. Abbildung 2-4 zeigt einen Überblick über die drei Hauptrisikokategorien in liberalisierten Strommärkten, die bei Investitionen in Erzeugungskapazitäten entstehen können (Elkadragy 2014; Fagiani et al. 2013; Gross et al. 2010). Sowohl **die Folgewirkung eines sich realisierenden Risikos (Risikointensität) als auch die Eintrittswahrscheinlichkeit können dabei von den Akteuren selbst nur bedingt und sehr unterschiedlich beeinflusst werden**. Im Gegensatz zum Einfluss der globalen Rahmenbedingungen (z. B. Weltmarktpreise für Rohstoffe etc.) auf die Risikoentwicklung **lassen sich die energiepolitischen Rahmenbedingungen zur Abfederung bestimmter Risiken durch entsprechende Instrumente³⁰ aktiv gestalten**.

Bei den technischen Risiken spielen die Rahmenbedingungen eines liberalisierten Marktes nur bedingt eine Rolle, da diese Risiken primär von der eingesetzten Technologie abhängen und nicht so sehr von der Art und Weise der Marktorganisation. Neue Technologien tragen i. d. R. jedoch höhere Risiken, da Erfahrungswerte aus dem praktischen Einsatz fehlen. Technische Neuerungen sind deshalb zunächst einmal risikobehaftet hinsichtlich ihrer tatsächlichen Leistungsfähigkeit. Wie jedoch aus den Ergebnissen der Experteninterviews hervorgegangen ist, spielen bei den Wind- und PV-Anlagen die technischen Risiken inzwischen nur noch eine untergeordnete Rolle (vgl. auch Abschnitt 4.2.3).

Wesentlich relevanter für potenzielle Investoren sind inzwischen die Marktrisiken (in Form des Preis- und Mengenrisikos) sowie das Finanzierungsrisiko. Diese Risikoarten spielen eine entscheidende Rolle sowohl bei der Investitionsentscheidung konventioneller KW als auch EE-Anlagen und deren Möglichkeiten zur Finanzierung der Investitionskosten. Da nicht nur die meisten erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien aus den unterschiedlichsten Gründen eine Förderung oder Subventionierung erhalten, **stehen fast alle der dargestellten Risiken zusätzlich unter einem politischen Risikoeinfluss**. Die Kosten einer finanziellen Förderung müssen außerdem ökonomisch und gesellschaftlich gerechtfertigt werden können. In einer aktuellen europaweiten Untersuchung, bei der die durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten (WACC³¹) der 28-EU Staaten für Wind-Onshore-Projekte erhoben und miteinander verglichen wurden, wurde unter 80 Finanzierungsexperten bspw. **das ‚Policy Design‘-Risiko als das relevanteste hinsichtlich stabiler Rahmenbedingungen eingestuft** (Brückmann 2015). Es soll daher bei der späteren Modellbildung explizit berücksichtigt werden.

In den folgenden Abschnitten wird zunächst auf das Markt- und Finanzierungsrisiko in Bezug auf die unterschiedlichen Kostenstrukturen der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien sowie ihre Absicherungsmöglichkeiten eingegangen. Außerdem wird gezeigt, wie diese durch Policy-Maßnahmen beeinflusst werden können. Dadurch wird erklärbar, warum die heute und auch in naher Zukunft relevanten Erzeugungstechnologien in Deutschland zu unterschiedlichen Graden den verschiedenen Risiken ausgesetzt sind. Die unterschiedlichen Bedingungen der Technologien sollten deshalb bei der Ausgestaltung neuer Markt- und Förderdesigns berücksichtigt werden.

³⁰ Instrumente können zur Reduzierung der diversen Risiken auf vielfältige Art und Weise eingesetzt werden, z. B. in Form von Schutzzöllen, F & E-Programmen, finanziellen und steuerlichen Anreizen, Investitionskosten-Zuschüssen über Energie-Subventionen jeglicher Art sowie übernommenen Bürgschaften oder speziellen (Technologie-)Förderprogrammen, wie es z. B. das StromEG ab 1990 bzw. das EEG 2000 über FiT vorsah.

³¹ WACC steht für ‚Weighted Average Cost of Capital‘.

2.3.1 Markt- und Finanzierungsrisiken

Über die Wirtschaftlichkeit einer Anlageninvestition entscheiden **sowohl einnahme- als auch ausgabe-seitige Unsicherheiten** (vgl. Abbildung 2-4). Im einen liberalisierten Markt erzielen die Anlagenbetreiber i. d. R. den Großteil ihrer Einnahmen über die Spot- und Terminmärkte (Konstantin 2009). Natürlich trägt in einem liberalen Marktumfeld jeder Investor zunächst selbst das Preis- und Mengenrisiko seines abzusetzenden Gutes. Jedoch gibt es beim Gut Strom im Vergleich zu vielen anderen Handelsgütern zwei wesentliche Unterschiede: Erstens **ist Strom bei der Distribution netzgebunden** und zweitens im Gegensatz zu fast allen anderen eingesetzten Energieträgern bis heute und auch in absehbarer Zukunft nicht bzw. nur begrenzt und zu **relativ hohen Kosten speicherbar**³². Daraus folgt, dass zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität immer genau so viel Strom produziert bzw. eingespeist werden muss, wie im gleichen Moment verbraucht bzw. entnommen wird. Außerdem ist Strom ein **homogenes Gut**, was es Anbietern auf dem Markt erschwert, sich von Wettbewerbern durch die Produkteigenschaft abzusetzen. Ohne Herkunftsnachweis kann der Endverbraucher z. B. nicht zwischen „grauem“ und „grünem“ Strom unterscheiden. Diese Unterscheidung findet aber bisher auf den Großhandelsmärkten in Deutschland keinen Niederschlag, da EE-Strom im institutionellen Stromhandel bislang nur als standardisiertes „Graustrom“-Produkt gehandelt werden kann. Durch die Netz- und Speicherrestriktion ist die Wertigkeit des Stroms vor allem von Ort und Zeitpunkt seiner Produktion abhängig. Dieser Wert spiegelt sich im ‚Day-ahead‘-Marktpreis wider, der sich aus dem ‚Merit-Order‘-Prinzip ableitet und in Abschnitt 2.2.1 erläutert wurde. Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive sollte ein Anlagenbetreiber deshalb immer dann Strom produzieren, wenn der Wert

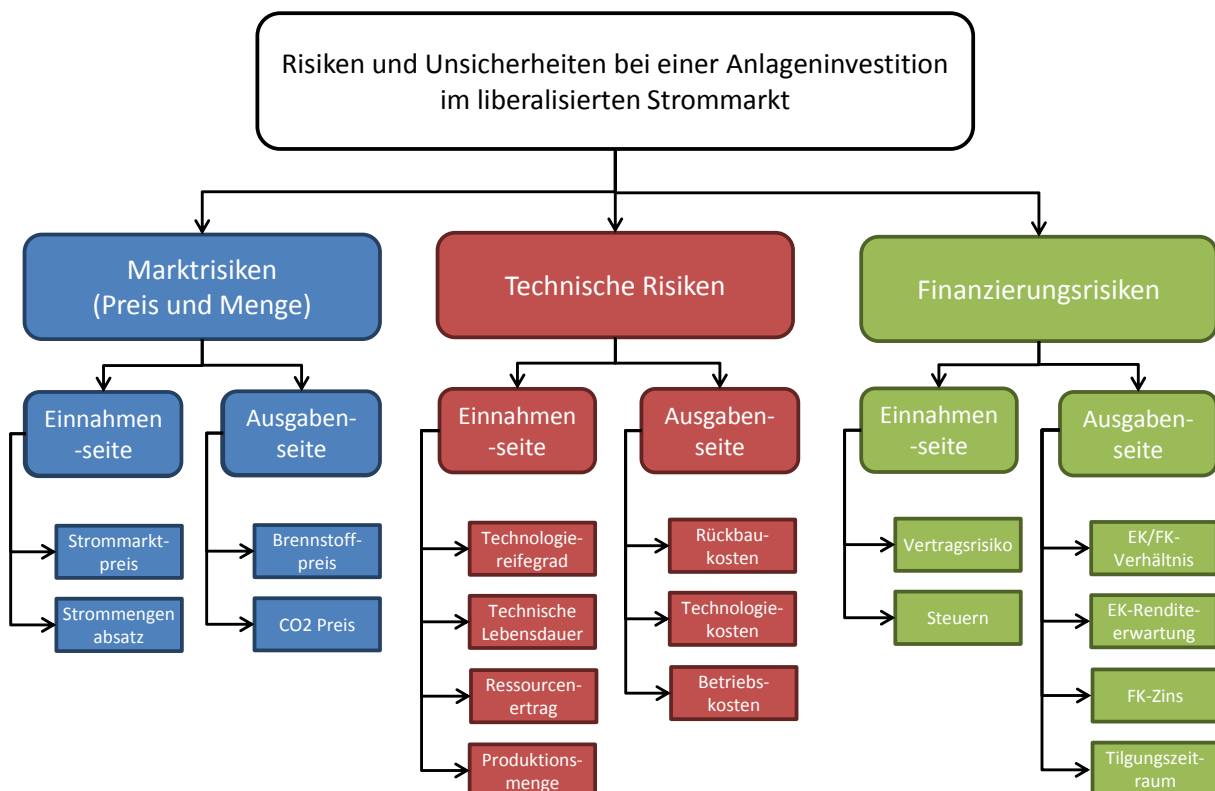


Abbildung 2-4: Risikoparameter bei der Investition in und dem Betrieb von Stromerzeugungsanlagen im liberalisierten Strommarkt [eigene und erweiterte Darstellung nach (Elkadragy 2014; Fagiani et al. 2013; Gross et al. 2010)]

³² Strom ist im engeren physikalischen Sinn, außer mit Kondensatoren, kaum direkt speicherbar. I. d. R. wird Strom zur Zwischenspeicherung in einen anderen thermischen, chemischen oder mechanischen Energieträger umgewandelt. Im weiteren Sprachgebrauch werden aber auch bspw. Batterien als Strom-zu-Strom Speicher bezeichnet.

des Gutes seine Grenzkosten der Produktion übersteigt. Technologien mit speicherbaren Energieträgern wie Kernkraft-, Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerke auf der konventionellen Seite sowie Biomasse- und Speicherwasserkraftwerke bzw. Pumpspeicherwerke (PSW) auf der Seite der EE können ihre Produktion relativ problemlos steuern und nach dem Bedarf bzw. der Wertigkeit am Markt ausrichten. Diese Art der Strombereitstellung wird deshalb auch als Bedarfsorientierung bezeichnet. **Wind- und PV-Anlagen sind jedoch vom Dargebot der energetischen Ressource abhängig** und können deshalb i. d. R. keinen Strom nach Bedarf produzieren. Letztgenannte sind gleichzeitig jedoch zu vernachlässigbaren Kosten bei nicht vorhandener Nachfrage abregelbar.

Durch die Nicht-Speicherbarkeit ist FEE-Strom von den jeweiligen Börsenpreisen abhängig und muss durch den Gleichzeitigkeitseffekt häufig zu Stunden am Markt verkauft werden, zu denen die Preise sehr niedrig sind. Niedrige Preise sind speziell ein Risiko auf der Einnahmenseite bei Technologien, die selber den Börsenpreis nicht beeinflussen können, da sie sich als Preisnehmer³³ am linken Rand der ‚Merit-Order‘ bewegen (Gross et al. 2010). Niedrige Preise oder gar hohe Preisschwankungen können wiederum von Technologien mit speicherbaren Energieträgern im Gegensatz zu dargebotsabhängigen Anlagen an den Terminmärkten abgesichert werden.

Für die langfristige Refinanzierung der Investition sind die **Vollkosten als Summe der fixen Investitions- und variablen Betriebskosten über die Lebensdauer einer Technologie** entscheidend. Ausgabeseitig können Preisrisiken der Input-Faktorkosten (z. B. Brennstoffe und CO₂-Zertifikate) bei Technologien mit fossilen Energieträgern in den Grenzkosten eingepreist werden, ohne einen zu großen Nachteil gegenüber einem Wettbewerber mit gleichem Energieträger zu erhalten, da alle Anlagenbetreiber je nach Einkaufstrategie früher oder später steigende Input-Faktorkosten aufweisen.

Sind diese Technologien in der ‚Merit-Order‘-Logik gleichzeitig sog. Preismacher („price maker“), die den Gleichgewichtspreis (MCP) an der Börse häufig setzen (i. d. R. bisher meist Steinkohle- und Gaskraftwerke), können sie zusätzlich relativ einfach Brennstoff- oder CO₂-Preissteigerungen an die Endverbraucher weitergeben. **Sie haben somit einen inhärenten Hedge gegen Brennstoff- und Strompreisschwankungen im Großhandel** (Gross et al. 2010; Tietjen 2014; Tietjen et al. 2016). Darüber hinaus sind vor allem **Technologien mit hohen Investitionskosten als Preisnehmer von starken Preisschwankungen betroffen**, da die Rückflüsse aus den notwendigen Deckungsbeiträgen so immer schwerer zu kalkulieren sind. Und mit zunehmendem Anteil an FEE im Markt wird die Volatilität der Börsenpreise höchst wahrscheinlich weiter bzw. wieder³⁴ steigen (Brunner 2014; Green & Vasilakos 2010; Green et al. 2011). Generell sind verlässliche Strompreisprognosen über einen Amortisationszeitraum der Investitionen von 10-20 Jahren so gut wie unmöglich. Und die Liquidität des Terminmarktes geht normalerweise nicht über drei bis vier Jahre hinaus.

Neben dem inhärenten Preisrisiko sind Technologien, deren Vollkosten von fixen und versunkenen Investitionskosten bestimmt sind, auch besonders vom Mengenrisiko betroffen. Bei den konventionellen KW nimmt das Verhältnis von Betriebs- zu Fixkosten mit Steigung der ‚Merit-Order‘ nach rechts zu. Technologien mit hohen Investitionskosten und vernachlässigbaren variablen Betriebskosten am linken Rand der ‚Merit-Order‘ wie bspw. Kern- und Braunkohle-KW sowie Wind- und PV-Anlagen benötigen jedoch relativ viele Einsatzstunden, in denen es sich ökonomisch rechnet, Strom zu produzieren (kurzfristige Grenzkosten < MCP), um möglichst häufig Deckungsbeiträge zur Refinanzierung der Vollkosten zu erwirtschaften (Kober 2013). Technologien mit speicherbaren Energieträgern können dieses Risiko wiederum über börsengehandelte oder bilaterale Termingeschäfte absichern. Wind- und PV-Anlagenbetreiber können das kaum. Bei zunehmender Marktintegration und

³³ Siehe auch FN 21.

³⁴ Die geringe Preisvolatilität der vergangenen Jahre lässt darauf zurückzuführen, dass sich der MCP meistens im linken flachen Bereich der ‚Merit-Order‘ befunden hat.

gleichzeitigem Anstieg der FEE-Einspeisung werden FEE-Anlagenbetreiber in Zukunft deshalb immer häufiger Situationen ausgesetzt sein, in denen sie Strom produzieren könnten, für den sich zum gleichen Zeitpunkt aber kein Abnehmer findet (vgl. Abschnitt 2.2.1). Die Folge ist eine markt(preis)getriebene Abregelung der FEE-Anlage.

Mit der zunehmenden Marktintegration steigt für die Erneuerbaren außerdem die Bedeutung der Erlöse am Strommarkt. Im Vergleich zu Einspeisetarifen mit garantierter Abnahme des produzierten Stroms steigen damit auch die Anforderungen an die Kalkulation und Finanzierung der Investitionen. Zukünftig muss nicht mehr nur eine energetische Ertragsprognose erstellt, sondern auch der erwartete Marktwert als Grundlage der Erlösprognose für den Stromabsatz abgeschätzt werden. Da der Marktwert der FEE wiederum von einer systematischen Bewertung der technologie- und standort-spezifischen Einflussfaktoren abhängt, ist zukünftig sowohl energiewirtschaftliches als auch meteorologisches Know-how bei der Projektplanung vonnöten. Da das erneuerbare Ressourcenaufkommen am Standort jedoch von Jahr zu Jahr stark schwanken kann, ist auch wiederum der Marktwert von FEE-Anlagen teilweise starken Schwankungen ausgesetzt (Nestle 2015; Reeg et al. 2013).

Sowohl das Preis- als auch das Mengenrisiko kann jedoch durch das Markt- bzw. Förderdesign vom Regulierer beeinflusst werden. Gross et al. (2010) weisen deshalb auch ausdrücklich darauf hin, dass **Politikinstrumente, die nur die ausgabeseitigen aber nicht die einnahmeseitigen Risiken betrachten, fehlschlagen könnten**. Für die Ausgestaltung effizienter Förderinstrumente ist das entscheidend, denn die unterschiedlichen Markt- und Politikrisiken, denen sich die verschiedenen Technologien gegenüber sehen, haben wiederum Auswirkungen auf die (Re)Finanzierungsrisiken. Wie aus den Experteninterviews hervorging, steigen bei hohen Investitionsrisiken entsprechend die geforderte Renditeerwartung an das eingesetzte Eigenkapital (EK - ‚Return on Equity‘ RoE), das Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital (EK/FK-Quote), der erwartete Fremdkapitalzinssatz oder der Tilgungszeitraum. All diese Faktoren haben bei Technologien mit hohen Investitionskosten einen sehr starken Einfluss auf die absolute Höhe der Kapitalkosten, die wiederum maßgeblich auf die Förderkosten einwirken. Der nächste Abschnitt befasst sich deshalb mit den Trade-Offs der Risikokosten der Investoren und dem Kostenrisiko einer finanziellen Förderung für den Regulierer bzw. die Endverbraucher.

2.3.2 Risikokosten und Kostenrisiko bei geförderten Investitionen

Ganz allgemein besteht bei den Gesamtkosten der Stromversorgung Unsicherheit darüber, mit welchen aktuell verfügbaren Technologien auch das zukünftige System am kostengünstigsten zu versorgen ist (Pahle et al. 2014). Diese Unsicherheit soll in der vorliegenden Arbeit jedoch nicht betrachtet werden, da der Ausbau der EE und die Transformation des Stromsystems durch die gesellschaftlichen und politischen Ziele als normativ gesetzt angenommen werden. Außerdem reduziert der Ausbau der FEE einen Teil dieses Risikos, da Wind- und PV-Strom keinem Brennstoffpreisisiko unterliegen und der Großteil der zukünftig anfallenden Kosten schon zum Zeitpunkt der Investition feststeht.

Nach der gängigen Definition von (Knight 1921) bezieht sich Risiko nur auf den Teil der Unsicherheit, der sich über Wahrscheinlichkeiten auch berechnen lässt. Der nicht quantifizierbare Teil wird hingegen als Unschärfe bezeichnet. Pahle et al. (2014) schlussfolgern in ihrem Aufsatz zu EE-Förderinstrumenten und Risiko, dass in „einem liberalisierten Markt [...] die dezentralen Risikoaversionen der privaten Akteure ausschlaggebend [sind], in einem regulierten Markt hingegen die zentrale Risikoaversion des Regulierers bzw. Staates“. Bei erhöhtem Investitionsrisiko agieren risikoaverse Investoren in der Realität entweder zurückhaltender oder verlangen entsprechend höhere Risikoprämien (Frontier Economics & Formaet 2013). Dieses Risiko kann sich in einem System mit hohen Anteilen an FEE sowohl bei den konventionellen als auch den erneuerbaren Technologien realisieren. Vor allem die für die VS notwendigen Grenzkraftwerke sind im derzeitigen Marktdesign auf Knappheitsrenten

aus vereinzelt Stunden im Jahr angewiesen, da sie mit steigenden EE-Anteilen immer seltener und kürzer zum Einsatz kommen werden. Investitionszurückhaltung bei ‚Back-up‘-KW oder den FEE gefährdet somit entweder die VS oder das Erreichen der EE-Ausbauziele. Beide Situationen gehen durch die entsprechende Einpreisung von Risikoprämien oder durch eine ausfallende Versorgung mit höheren Kosten für die Endverbraucher einher (Frontier Economics & Formae 2013).

Bei kapitalintensiven Investitionen dürfte die Risikoaversion bzw. die notwendige Risikoprämie sogar noch höher ausfallen als normalerweise, denn wie Harrison (2010) festgestellt hat, gilt auf individueller Ebene, dass die Menschen umso risikoaverser sind, je höher der Wert der Investition ist („risk adverse at the margin“). So konnte Kitzing (2014) auch in einer numerischen Analyse zeigen, **dass Instrumente mit geringeren Marktrisiken wie z. B. Feed-In-Tarifs (FiT) im Vergleich zu Marktprämien (MP) geringere Vergütungssätze benötigen, und das bei gleich hoher Attraktivität für den Investor.** Um für eine gezielte Transformation des Stromsystems dynamische Aus- bzw. Umbauanreize zu schaffen, kann es deshalb sinnvoll sein, das (Markt)Risiko für Neuinvestitionen zu reduzieren, wenn die durchschnittliche Risikowahrnehmung der Akteure höher ist als die Risikobereitschaft zu investieren.

Dieser Fall tritt dann ein, wenn sich Investitionsrisiken, die nicht über das eigene Portfolio adäquat diversifiziert werden können, in einem starken Anstieg der Finanzierungskosten auswirken (Bofinger 2013). Dieses Problem ist vor allem für kleinere und marktferne Akteure wie bspw. Landwirte und Privatpersonen relevant, die bisher über 60 % der EE-Investitionen in Deutschland getätigt und damit wesentlich zum Ausbau von Wind- und PV-Anlagen beigetragen haben. Auch andere (neue) Akteure wie EE-Projektierer oder kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) haben in den letzten Jahren verstärkt in EE-Kapazitäten investiert und vereinen weitere ca. 25 % der installierten Leistung in Deutschland auf sich (trend:research 2011). Insgesamt haben demnach **über 85 % der Anlagenbetreiber bisher nicht bzw. kaum die Möglichkeit, ein potenzielles Investitionsrisiko über ihr eigenes Portfolio zu diversifizieren.** Und selbst wenn diese Möglichkeit bei größeren FEE-Investoren besteht, konnte Tietjen (2014) ebenfalls mit einer numerischen Analyse zeigen, dass FEE-Technologien selbst in einem diversifizierten Portfolio höheren Investitionsrisiken ausgesetzt sind als Steinkohle- oder Gaskraftwerke. Nach Kast (2006) kann in solchen Fällen das Risiko durch folgende Möglichkeiten auf Dritte transferiert werden (Kast 2006):

- **Risikoteilung** auf mehrere Akteure („risk sharing“),
- **Aufnahme von Fremdkapital** (FK) zur Übertragung des Risikos,
- **Versicherung** des Risiko.

In den letzten beiden Fällen wird die Gegenseite wiederum eine entsprechende Risiko- bzw. Versicherungsprämie verlangen (Pahle et al. 2014), die die Förderkosten ebenfalls in die Höhe treiben kann. Die Aufnahme von Fremdkapital ist hingegen in der Energiewirtschaft gängige Praxis, da die hohen Investitionssummen nicht allein aus dem Eigenkapital (EK) finanziert werden können. Bei einer anteiligen Fremdkapitalfinanzierung bestimmt jedoch der FK-Geber entsprechend seines eigenen Risikomanagements über die Anforderungen an die EK/FK-Quote sowie an den dem übernommenen Risiko entsprechenden FK-Zinssatz inkl. Risikoprämie. Wie aus den Experteninterviews zu entnehmen war, konnten FEE-Projekte unter den sicheren Investitionsbedingungen des EEG mit Einspeisetarifen bisher mit FK-Quoten bis zu 80-90 % finanziert werden. Durch den sog. ‚Leverage-Effect‘ erhöht eine Absenkung der FK-Quote wiederum die gewichteten Gesamtkapitalkosten deutlich, da die EK-Renditeerwartung (RoE) normalerweise höher ist als der FK-Zins.³⁵

³⁵ Dieser Sachverhalt wird von einigen Investoren dazu genutzt, bei einer Investition durch einen hohen FK-Anteil die eigene EK-Renditeerwartung zu erhöhen, und wird in der Literatur als Hebeleffekt („Leverage-Effect“) bezeichnet.

Bleibt also die Risikoteilung, bei der das relativ hohe Marktrisiko der FEE z. B. sehr stark reduziert werden kann, indem die Risiken auf viele Endabnehmer einer Volkswirtschaft verteilt werden (Bofinger 2013). Häufig wird argumentiert, dass es aus volkswirtschaftlicher Sicht irrelevant sei, ob die Risiken von Investoren oder Stromverbrauchern getragen werden (Drillisch 2001; Häder 2005; Pahle et al. 2014; Tamás et al. 2010; Verhaegen et al. 2009). Aber genau hier liegt nach Bofinger (2013) auch der klare Vorteil von preis- gegenüber mengengesteuerten Förderinstrumenten. Bei einer Preissteuerung wie mit den diskutierten Instrumenten der gleitenden und fixen Markt- und Kapazitätsprämien wird der Preis staatlich reguliert, während sich die Menge aus dem Markt heraus ergibt. Bei der EEG-Umlage zur Finanzierung des EE-Ausbaus belaufen sich die Ausgaben eines durchschnittlichen Privathaushalts nach Bofinger (2013) derzeit auf rund 0,5 % des Jahreshaushaltsbudgets. Deshalb würde selbst eine unerwartete Verdopplung der Ausbaurkosten beim Einsatz eines preisgesteuerten Instruments für die meisten Haushalte keine merkliche finanzielle Belastung darstellen: „Die Risiken der Preissteuerung werden also aufgrund ihres sehr geringen Anteils an den Verbrauchsausgaben nahezu perfekt diversifiziert“ (ebd., S. 30).

Die Abwälzung des Kostenrisikos auf die Endverbraucher kann dabei aus mehreren Gründen Sinn ergeben: Erstens haben kleine und marktferne Akteure generell niedrigere Renditeerwartungen (Ragwitz et al. 2014; Reeg et al. 2013; Gerhard 2011). Zweitens können nach Aussage der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Experteninterviews FEE-Projekte mit entsprechend hohen Refinanzierungsrisiken nicht über eine Projekt-, sondern nur noch über eine Unternehmensfinanzierung abgesichert werden (vgl. Anhang D I.-b)). Das führt i. d. R. durch den höheren erwarteten RoE im Unternehmen³⁶ im Vergleich zum FK-Zins ebenfalls zu höheren Kapitalkosten als bei Projektfinanzierungen (Brückmann 2015). Darüber hinaus ist eine Unternehmensfinanzierung nur für große Unternehmen mit entsprechend großer Bilanzsumme und diversifiziertem Erzeugungsportfolio möglich. Drittens führt also auch eine höhere Anforderung an die EK/FK-Quote mit ggf. einhergehenden höheren Risikoaufschlägen der EK- und FK-Geber wiederum zu steigenden Kapital- bzw. Finanzierungskosten.

Fast alle Studien, die die verschiedenen Förderinstrumente explizit aus der Risikoperspektive und bezüglich der evidenzbasierten Kosteneffektivität bzw. -effizienz untersucht haben, konnten mit Hilfe dieser Zusammenhänge die Vorteilhaftigkeit von preis- gegenüber mengengesteuerten Instrumenten hinsichtlich einer adäquaten Risikoallokation aufzeigen (Bofinger 2013; Borenstein 2012; Butler & Neuhoff 2008; Fagiani et al. 2013; Gross et al. 2010; Haas et al. 2011; Klessmann et al. 2008; Lipp 2007; Menanteau et al. 2003; Mitchell et al. 2006; Token 2007). Durch die vielfältigen Wechselwirkungen der genannten Effekte konnte jedoch im Vergleich zur vorliegenden Arbeit keine der bisherigen Untersuchungen den Gesamteffekt in Bezug auf die Förderkosten in Deutschland modelltechnisch für ein Stromsystem mit hohen FEE-Anteilen quantifizieren.

Bei der weiterhin notwendigen Förderung der EE zur Risikominimierung muss jedoch genauso darauf geachtet werden, dass es nicht zu einer Überförderung der Investoren kommt, bei denen die entsprechenden EK-Renditen nicht mehr im Verhältnis zum eingegangenen Risiko stehen und infolgedessen unnötig hohe Förderkosten verursachen. Dieser Fall konnte teilweise gut während des starken PV-Ausbaus in den Jahren 2009-2012 oder nach der Einführung der gleitenden optionalen Marktprämie beobachtet werden (Breitschopf et al. 2014; Reeg et al. 2013). Dabei muss der Grund für eine Überförderung nicht zwangsläufig in einem relativ zu den LCOE zu hohen Vergütungssatz der geförderten Technologien liegen. Vielmehr war in der Zeit nach dem Ausbruch der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise die Referenzrendite für eine vergleichbare Investition mit ähnlichem Risi-

³⁶ Der ‚Return on Equity‘ (RoE) sollte für eine rationale Investitionsentscheidung eines Unternehmens immer oberhalb des internen Zinsfuß liegen, da das eingesetzte Eigenkapital für das geplante Projekt ansonsten die Gesamtunternehmensrendite (‚Return on Capital Employed‘ RoCE) verringern würde.

ko-Chancen-Verhältnis auf den Finanzmärkten stark gesunken (z. B. Staatsanleihen der BRD oder der USA). Zu diesem Zeitpunkt wurden Investitionen in EE mit fixen Einspeisevergütungen bei gleichbleibender Risikoperzeption der Investoren sehr attraktiv. Ein effizientes Förderinstrument sollte sich also auch an das dynamische Umfeld der Finanzmärkte anpassen können.

Bei gegebenen politischen Zielen mit gefördertem EE-Ausbau handelt es sich außerdem um ein sog. Monopson, d. h. es gibt nur einen Nachfrager (den Staat) bei einer Vielzahl von Anbietern (Investoren) (Bofinger 2013). Weisen die geförderten Technologien gleichzeitig große Unterschiede in der Höhe der potenziellen LCOE auf, besteht i. d. R. auch entsprechende Unsicherheit auf Seiten des EE-Nachfragers, also beim Staat, über den Verlauf der Angebotskurve (Informationsasymmetrie). Bofinger (2013) konnte zeigen, dass eine technologie- oder gar standortspezifische Förderung in diesem Fall volkswirtschaftlich günstiger als eine technologie- oder gar standortneutrale Mengenförderung sein kann (z. B. Quotensysteme mit handelbaren RESC), da bei einer standortspezifischen Förderung die überschüssigen Produzentenrenten bei den Anlagenbetreibern abgeschöpft werden können. Kann der Regulierer dennoch eine mögliche Überförderung nicht ausschließen und sieht sich damit der Gefahr des Überschießens der Ausbauziele ausgesetzt, kann es Sinn ergeben, über eine zusätzliche Mengensteuerung (z. B. in Form von auktionierten Ausbaumengen) dieses Kostenrisiko für die Endverbraucher zu reduzieren (ebd.).

Die Ausführungen haben gezeigt, dass es in einem von hoher Unsicherheit geprägten Umfeld und bei gegebenen, normativ gesetzten politischen Zielen nicht nur aus Kosteneffektivitäts-, sondern auch aus Kosteneffizienzgründen und damit auch volkswirtschaftlich vorteilhaft sein kann, Marktrisiken bei den FEE-Investitionen zu reduzieren, da sie selbst beim Vorliegen eines theoretischen ‚Level-Playing-Field‘ im Vergleich zu anderen Stromerzeugungstechnologien einem besonderen Investitions- und Betriebsrisiko ausgesetzt sind. Nachteilig sind diese Risiken hinsichtlich der Zielerreichung vor allem dann, wenn sie bei kapitalintensiven Technologien von den Akteuren nicht adäquat diversifiziert werden können und sich in der Folge die Risikoprämien direkt auf die Höhe der Kapitalkosten und damit die Förderkosten für die Endverbraucher auswirken. Im nächsten Abschnitt geht es darum, wann und wie sich die genannten Risiken während des Investitionszyklus am Strommarkt realisieren können.

2.3.3 Potenzielle (Re-)Finanzierungsrisiken von Anlageninvestitionen

Wie bereits erwähnt, sind für direktvermarkteten EE-Strom die spezifischen Erlöse am EOM entscheidend, um die Kosten der Investition zu refinanzieren. Die sich entwickelnden Börsenpreise bzw. technologiespezifischen Marktwerte der FEE müssen deshalb vom Investor über den angepeilten Amortisationszeitraum prognostiziert werden. Verschiedene numerische Modelluntersuchungen auf der Makroebene des deutschen oder zentraleuropäischen Marktsystems konnten aufzeigen, dass die Marktwerte der FEE mit zunehmendem Anteil an der Stromerzeugung kontinuierlich fallen – im Schnitt auf 70 % bei Windanlagen bei einem Marktanteil von 30 % und ebenfalls auf 70 % bei PV-Anlagen, hier aber bereits bei einem Marktanteil von 10-15 % (Hirth 2013; Kopp et al. 2012; Nicolosi 2011; Swider & Weber 2006).

Hirth (2013a) schätzt mit einem partiellen Gleichgewichtsmodell für das Nord-West-Europäische Stromsystem, dass der relative Marktwert für PV-Strom sogar bereits bei einem Marktanteil von gerade einmal 15 % unter 50 % des Referenzmarktwertes (‚Baseload‘-Preis) fällt. Bei Windstrom ist der Verfall des Marktwertes in der Untersuchung von Hirth ebenfalls stärker ausgeprägt als in den anderen Studien und liegt bei einem Wind-Marktanteil von 30 % auch nur noch bei 50 % (Hirth 2012). Erste modellgestützte Untersuchungen für ein System mit hohen Anteilen von FEE und einem Zeithorizont bis 2030, 2040 und 2050 kommen zu dem Ergebnis, dass eine alleinige Refinanzierung der FEE-

Anlagen über die EOMs eher unwahrscheinlich ist (Kopp et al. 2013; Mills & Wiser 2014)³⁷. Dies gilt selbst dann, wenn sie mit ihren durchschnittlichen LCOE unterhalb der durchschnittlichen Gesteungskosten konventioneller KW liegen und gleichzeitig extrem hohe CO₂-Preise von bis zu 285 €/t im Jahr 2050 angenommen werden (Kopp et al. 2013). Das liegt vor allem am bereits erwähnten Gleichzeitigkeitseffekt dieser Technologien bei der Vermarktung über die Spotmärkte.

Auf der anderen Seite gibt es erste Hinweise darauf, dass in Zukunft neue Speichertechnologien und Stromnachfrager durch P2X diesem Trend entgegen wirken könnten (Brunner 2014; Brunner & Möst 2015; Faulstich et al. 2013). Vorstellbar wäre diese Entwicklung z. B. im Zuge der Sektorenkopplung des Strom-Wärme-Verkehrssystems oder einer veränderten Preiselastizität der Nachfrager durch Demand-Response-Maßnahmen (DRM). So modelliert Brunner (2014) ein fiktives System mit 100 % EE-Stromversorgung im Jahr 2050 und deckt dabei nicht unerhebliche preissteigernde Effekte im unteren Preissegment der ‚Merit-Order‘ auf, die vor allem durch den Einsatz von *Substitutionstechnologien* entstehen. Die Nutzung dieser Potenziale ergibt sich aufgrund der noch hohen Kosten für viele dieser Technologien aber erst in der Langfristbetrachtung und wird dem kurz- bis mittelfristigen Marktwertverlust der FEE wahrscheinlich nicht sehr stark entgegenwirken können. Außerdem kann der Zeitpunkt des Markteintritts sowie der Beitrag dieser Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich des Marktwertverlustes zum heutigen Zeitpunkt aufgrund hoher Unsicherheit und Unschärfe nötiger Informationen noch nicht realistisch bestimmt werden. Weitere modelltechnische Analysen sind hierfür erforderlich.

Auch unter der Annahme, dass es zukünftig Wind- und PV-Anlagen ermöglicht wird, an dem REM für negative Sekundär-

und Minutenreserven teilzunehmen, erscheint es durch die größer werdende Anbietervielfalt auf den REMs und damit ceteris paribus tendenziell fallende Preise nicht wahrscheinlich, dass hier entscheidende Zusatzerlöse für FEE-Anlagen generiert werden können. Statt steigenden konnten seit 2008 um 15 % fallende Preise und eine um 25 % geringere notwendige Leistungsreserve beobachtet werden – und das obwohl sich der EE-Anteil im deutschen

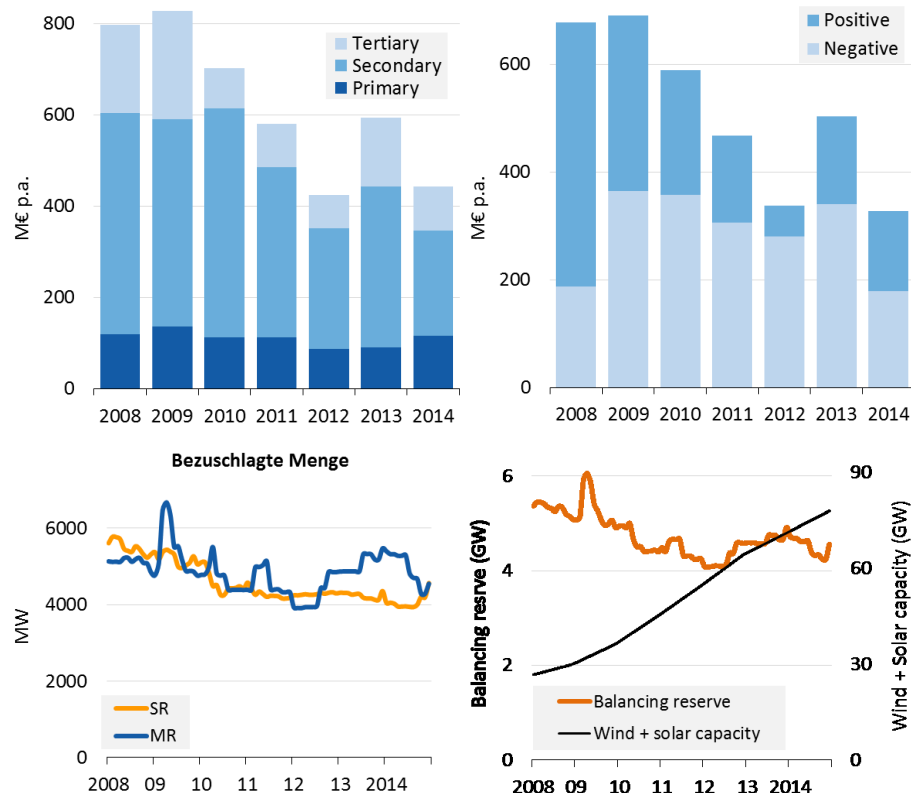


Abbildung 2-5: Entwicklung der Preise und Mengen auf den Regelenenergiemärkten für PRL, SRL und MRL, getrennt nach pos. und neg. Leistung sowie Entwicklung der bezuschlagten Mengen in der Zeit von 2008-2014 [Darstellung aus Hirth (2015)]

³⁷ Einzige Ausnahme bildet die Studie von Ecke et al. (2013) zum sog. *integrierten Energiemarktdesign* (iEMD) im Auftrag des Verbands kommunaler Unternehmen, dessen Ergebnisse der Modellierung vom Autor jedoch nicht nachvollzogen werden können.

Netzregelverbund (NRV) im gleichen Zeitraum verdreifacht hat (Hirth 2015; Roon 2012). So hat sich durch die Zusammenlegung der Regelzonen im Mai 2009 und 2010 vor allem für die SRL und MRL auch das Marktvolumen deutlich reduziert (siehe Abbildung 2-5). Überdies können die FEE-Anlagen bei einem potenziell drohenden Stromüberschuss im Netz auch kurzfristig ohne hohe Opportunitätskosten zu verursachen abgeregelt werden, sodass negative Regelleistung weiter an Wert verlieren dürfte.

Laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts beliefen sich im Jahr 2013 die gesamten Kosten für Regelleistung außerdem auf gerade einmal 594,2 Mio. € (Minutenreserve: 156,1 Mio. €, Sekundärregelung: 352,9 Mio. € und Primärregelung: 85,2 Mio. €) (siehe Grafik oben links in Abbildung 2-5 sowie (BNetzA & BKA 2014)). Die Gesamtstromerzeugung in Deutschland betrug gemäß der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen im gleichen Jahr 596,4 TWh (AGEB 2014). Selbst bei einem relativ niedrig angenommen ‚Baseload‘-Preis von 37,78 €/MWh ergibt sich hieraus ein theoretisches Marktvolumen am EOM von 22.532 Mio. €. Dieser Vergleich zeigt, wie relativ unbedeutend die REMs für Kraftwerksinvestoren im Vergleich zum ‚Day-ahead‘-Spotmarkt sind.

Unabhängig von den soeben erläuterten möglichen Refinanzierungsproblemen der FEE ist überdies noch ungeklärt, wie effiziente Refinanzierungsmöglichkeiten für die ebenfalls notwendigen thermischen ‚Back-up‘-KW (fossil oder erneuerbar) in einem solchen System ausgestaltet werden können. In der wissenschaftlichen und öffentlichen Diskussion der letzten Jahre sind hierfür vor allem Kapazitätsmechanismen vorgeschlagen worden (Öko-Institut et al. 2012; BET 2011; Consentec & BDEW 2013; Elberg et al. 2012).

Die konventionellen KW sind in Bezug auf steigende Anteile an FEE im System vor allem von zwei Refinanzierungsrisiken betroffen: Das Erste resultiert aus dem sog. ‚Merit-Order‘-Effekt der FEE (siehe Abbildung 2-6). Durch die Einspeisung der vereinfachend angenommen nahezu grenzkostenfrei produzierenden Wind- und PV-Anlagen werden die normalerweise preissetzenden Erzeugungstechnologien mit relativ hohen Grenzkosten aus dem Markt gedrängt (Rechtsverschiebung der Angebotskurve in Abbildung 2-6).

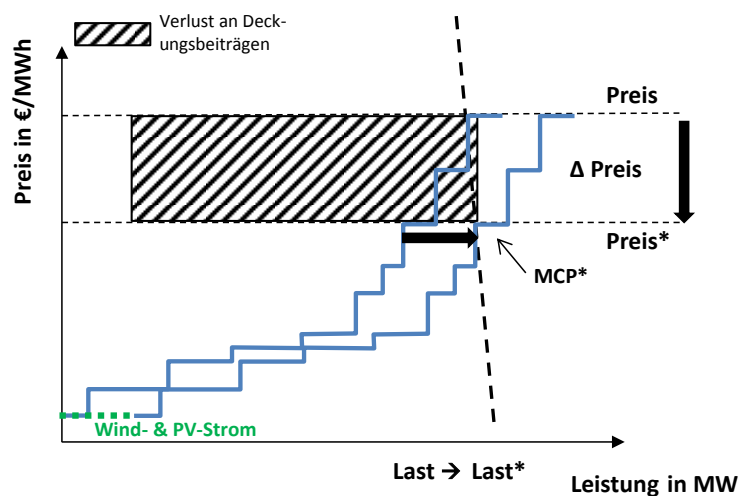


Abbildung 2-6: ‚Merit-Order‘-Effekt durch die Einspeisung von FEE

Der Großhandelspreis sinkt infolgedessen und die restlichen KW im Markt verlieren Deckungsbeiträge in Höhe der gestreiften Fläche, um ihre langfristigen Vollkosten zu decken. Dieser Effekt wurde bereits mehrfach sowohl empirisch als auch modelltechnisch nachgewiesen³⁸ (Diekmann et al. 2007; Neubarth et al. 2006; Sensfuß 2008; Sensfuß et al. 2008; Traber & Kemfert 2011).

³⁸ Wie stark der ‚Merit-Order‘-Effekt der EE auf die Strompreise wirkt, hängt von vielfältigen Faktoren ab, die im Analyseteil der Arbeit genauer untersucht werden (siehe Kapitel 5). Schon heute kristallisiert sich jedoch die immer wichtiger werdende Rolle sog. Substitutionstechnologien heraus (sämtliche P2X-Technologien). Unter diesem Begriff werden alle Technologien zusammengefasst, die Strom entweder direkt (Power-to-Vehicle - P2V) oder indirekt in andere Energieträger umwandeln (Power-to-Heat - P2H, Power-to-Gas - P2G, Power-to-Liquid - P2L), um diesen anderen Energieverbrauchssektoren zuzuführen. Da der Strom hierbei i. d. R. andere Energieträger ersetzt, werden diese Technologien deshalb auch als Substitutionstechnologien bezeichnet.

Das zweite Risiko betrifft in der Kurzfristbetrachtung vor allem die schon in der Vergangenheit mit Wirtschaftlichkeitsproblemen konfrontierten Spitzenlastkraftwerke (i. d. R. Gas- und Dampf-KW und Gasturbinen), aber in der Mittel- bis Langfristbetrachtung wahrscheinlich auch die Mittel- und Grundlastkraftwerke (i. d. R. Stein- und Braunkohlekraftwerke). Da die FEE aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten i. d. R. in der ‚Merit-Order‘ vor den Kohle- und Gaskraftwerken zum Zuge kommen, steigt für die ‚Back-up‘-KW das Risiko, dass sie nicht mehr auf ihre zum Investitionszeitpunkt kalkulierten Volllaststunden kommen. Ohne neue Verbraucher oder Speicherkapazitäten wird mit steigenden FEE-Anteilen die Auslastung der konventionellen KW weiter abnehmen. Dieses Auslastungsrisiko muss zukünftig jedoch auch bei FEE-Investitionen berücksichtigt werden. Dabei kann die Auslastung der FEE-Anlagen vor allem durch vier Risiken geringer ausfallen als ursprünglich in der Investitionsplanung angenommen:

- Die Anlage wird aufgrund extrem niedriger oder gar negativer Börsenpreise als Folge einer nicht vorhandenen kurzfristigen Stromnachfrage häufiger marktgetrieben abgeregelt als angenommen.
- Durch eine Reihe schlechter Wetterjahre fallen ggf. geringere Stromerträge an als langfristig in den Wind- und PV-Ertragsgutachten geschätzt wurde.
- Die Anlage muss u. U. wegen Wartungs- und Reparaturarbeiten häufiger still stehen als geplant (vor allem relevant für neue, noch nicht bewährte Technologien).
- Die Anlage wird aufgrund von Netzengpässen häufiger (ohne finanzielle Kompensation) abgeregelt als angenommen.

Die letzten beiden Risiken können vom Investor bzw. Anlagenbetreiber entweder über einen entsprechenden Wartungsvertrag voll abgesichert oder im Falle von Netzengpässen selber kaum beeinflusst werden. Beide werden als technisches Risiko in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. Die ersten beiden Risiken werden in den späteren simulationsgestützten Analysen jedoch genauer untersucht. Dem erstgenannten Risiko wurde erst kürzlich durch die Einführung des § 24 im EEG 2014 neue Beachtung geschenkt. Dieser Paragraph regelt, dass auch bei der geförderten Direktvermarktung keine Marktprämie mehr an EE-Anlagen gezahlt wird, wenn die Spotmarktpreise sechs Stunden in Folge negativ sind. Zunächst versuchte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) den § 24 EEG abzuschwächen, indem vom zuständigen Referat vorgeschlagen wurde, dass diese Regelung zukünftig erst greifen soll, wenn sowohl die ‚Day-ahead‘- als auch ‚Intraday‘-Preise gleichzeitig sechs Stunden in Folge negativ sind. Der Vorschlag wurde im reformierten EEG jedoch nicht umgesetzt (EEG 2017).

2.4 Soziotechnische Herausforderungen bei der Markt- und Systemtransformation

Neben den zuvor beschriebenen systemtechnischen und energie-ökonomischen Herausforderungen sollten im Sinne einer ganzheitlichen Betrachtung bei der Systemtransformation auch soziotechnische Aspekte bei der Ausgestaltung eines effizienten Förder- und Marktdesigns berücksichtigt werden. Ein sog. soziotechnisches System bezieht sich dabei auf die Interaktion von komplexen gesellschaftlichen Infrastrukturen und menschlichen Bedürfnissen und Verhaltensweisen (Schippl & Grunwald 2013; Grunwald & Schippl 2013). In diesem Sinne sind moderne Industriegesellschaften genauso wie die meisten ihrer Sub-Systeme komplexe soziotechnische System bzw. lassen sich wie das Energiesystem als soziotechnisches System konzeptualisieren. Eine erfolgreiche Transformation des Stromsystems basiert dabei auf einer Reihe von Innovationen, die nicht nur technischer und finanzieller, sondern vor allem auch institutioneller und organisatorischer Natur sind und verschiedene Ebenen des Systems berühren. Einen adäquaten analytischen Rahmen für die Analyse der Transfor-

mation soziotechnischer Systeme bietet u. a. die *Multi-Level-Perspective* von (Geels 2004; Geels 2002), die sich auf Erkenntnisse aus der Wissenschafts- und Technikforschung, dem Institutionalismus und der Evolutionsökonomik stützt.

Systeminnovationen entwickeln sich demnach durch ein Zusammenspiel mehrerer paralleler Entwicklungen auf unterschiedlichen Ebenen des Systems (siehe Abbildung 2-7). Die sog. ‚Landscape‘-Entwicklungen können für die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen für die globalen und regulatorischen Rahmenbedingungen stehen wie bspw. den gesellschaftspolitische Druck, den Energiesektor bis 2050 dekarbonisieren zu müssen, das Wissen über die Endlichkeit vieler natürlicher Ressourcen oder auch die gesellschaftspolitischen Antworten auf diese Herausforderungen durch die Einführung bestimmter energie- und umweltpolitischer Instrumente zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes. Zusätzlich zum politisch geförderten Ausbau der EE hat vor allem der beginnende Liberalisierungsprozess Ende der 1990 Jahre das alte Regime der Energiewirtschaft herausgefordert und zu gewaltigen Veränderungsprozessen – speziell organisatorischer Art – im Energiesystem geführt.

Die Aktivitäten im soziotechnischen Regime sind normalerweise von stabilen Regeln und Praktiken der etablierten Akteure geprägt (Geels 2004). Neben der Nutzung neuer sog. ‚*Windows of Opportunity*‘ durch die Liberalisierung auf der Regimeebene hat zusätzlich die Förderung neuer regenerativer Erzeugungstechnologien durch das EEG auf der untersten Systemebene für innovative Nischen gesorgt, in denen sich sowohl technologische als auch finanzielle und organisatorische Innovationen entwickeln konnten, um später durch neue soziotechnische Konfigurationen im System das dominierende Regime herausfordern zu können. Diese neuen Konfigurationen unterscheiden sich i. d. R. stark vom existierenden Regime und sind in der Anfangsphase noch von hoher Unsicherheit, instabilen Regeln und kleinen Unterstützernetzwerken geprägt (ebd.).

Das Stromsystem in Deutschland ist seit der Liberalisierung und der politischen Förderung von neuen

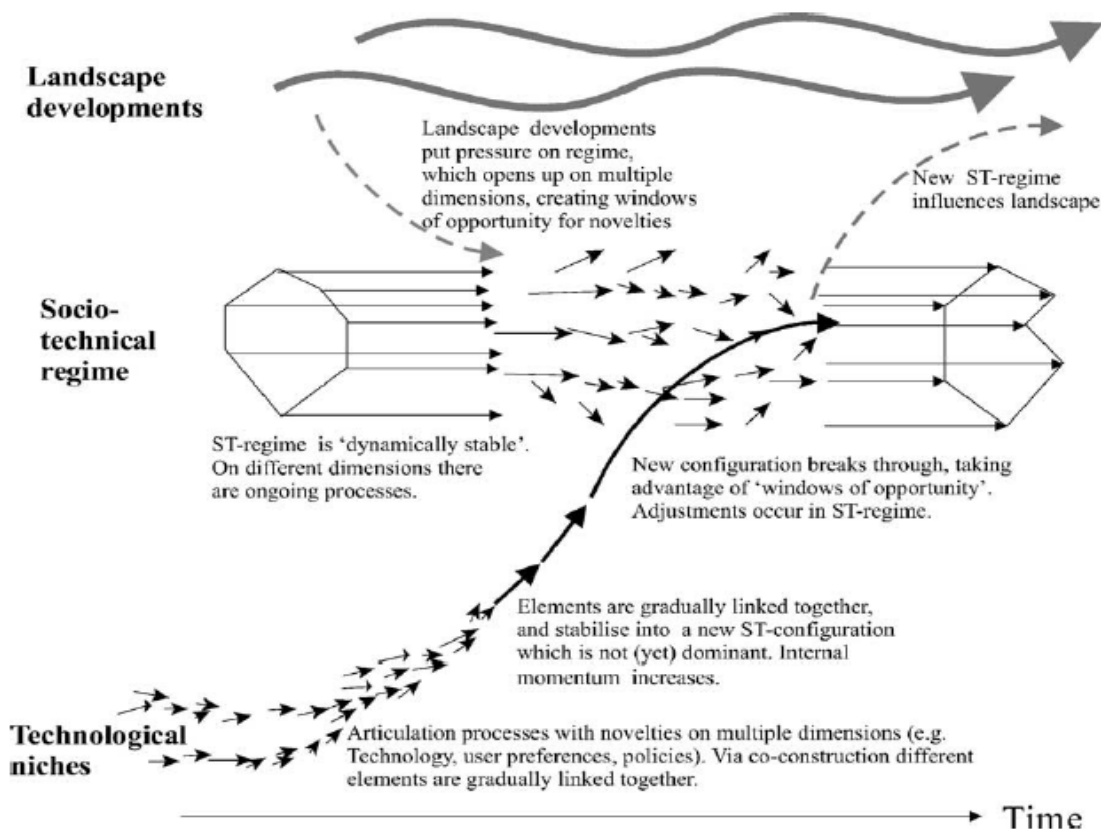


Abbildung 2-7: Die dynamische Multi-Level-Perspective auf Systeminnovationen [Darstellung aus (Geels 2004)]

Stromerzeugungs- und Speichertechnologien von einer Vielzahl neuer Akteure mit sehr unterschiedlichen Vorstellungen über das Zielsystem geprägt (z. B. zentrale vs. dezentrale Strukturen, private Profitmaximierung vs. Gemeinwohlmaximierung) (Scheer et al. 2013; Schmid et al. 2016). Da die heterogenen Akteure gleichzeitig über komplexe system- sowie marktbedingte Wechselwirkungen mit einander in Verbindung stehen, können sie i. d. R. sehr unterschiedlich auf Änderungen der systemendogenen als auch -exogenen Bedingungen reagieren. Die spezifischen Charakteristika auf der ‚Landscape‘-Ebene des deutschen Transformationspfads mit seinen vielen neuen Organisations- und Kooperationsformen (z. B. den Energiegenossenschaften, neuen marktfernen Akteuren, starken dezentralen Strukturen und sozialen Bewegungen), sehen Geels et al. (2016) in einer im europäischen Vergleich relativ starken und gut organisierten Zivilgesellschaft, dem föderalen politischen System und einer starken traditionellen Umweltbewegung (Geels et al. 2016).

Auf der Ebene der Förderung technologischer Nischen hat vor allem das EEG mit fixen Einspeisetarifen dazu beigetragen, dass durch die sicheren Investitionsbedingungen viel und günstiges Kapital aus dem privatwirtschaftlichen Sektor für die Innovationen mobilisiert werden und gleichzeitig dadurch auch eine relativ hohe Akzeptanz für die notwendigen Transformationsschritte geschaffen werden konnte (Ragwitz et al. 2014; Wassermann et al. 2015).

Kritik an der *Multi-Level-Perspective* wird vor allem dahingehend geübt, dass das Konzept co-evolutionäre Prozesse sowie die Akteure im System und daraus entstehende (Macht-)Konflikte unterschätze (Genus & Coles 2008; Meadowcroft 2009). So berücksichtigt **die Theorie bspw. keine sozialen Konfliktpotenziale zwischen neuen und alten Akteuren im System, bestimmten Motivationen einzelner Akteure oder zwischen technischen Neuerungen und Widerständen in der Bevölkerung** (z. B. beim Netzausbau oder Datenschutzvorbehalte im Smart-Grid). Wie das Beispiel der Direktvermarktung und Marktintegration der EE in Deutschland zeigt, treten diese Konflikte und Friktionen aber inzwischen immer häufiger zu Tage. Bei der Direktvermarktung realisieren sich die unterschiedlichen Vorstellungen über die „richtige“ Art der EE-Marktintegration in sehr unterschiedlichen Geschäftsmodellen, die entweder auf die alten zentralen oder neue dezentrale Strukturen ausgelegt sind (Wassermann et al. 2015).

Dabei können vor allem plötzliche politische Richtungswechsel zu Systemtransformationsbrüchen führen und die Innovations- und Investitionsdynamik behindern. Die Erkenntnisse der Transformationsforschung zeigen, dass bei der Reform der energiepolitischen Rahmenbedingungen auf radikale Systembrüche verzichtet werden und stattdessen auf eine schrittweise, aber kontinuierliche Entwicklung des Förder- bzw. Marktsystems gesetzt werden sollte. (Ragwitz et al. 2014) bezeichnen das u. a. als „missionsorientierte Innovationspolitik“. Entsprechend sollten zukünftig folgende Prinzipien bei der Ausgestaltung integrierter Politikinstrumente berücksichtigt werden (IEA 2014):

- **Die Harmonisierung von Politiken, Marktfunktionen und technischen Anwendungen:** Die Beziehung zwischen diesen drei sich gegenseitig beschränkenden Elementen wird zunehmend komplexer und als Schlüsselpunkt einer integrierten Energiesystem-Politikentwicklung angesehen.
- **Die Wiedarentdeckung der Koordination:** Die Zukunft mit hohen Anteilen an EE wird verschiedenartige Formen verstärkter Kommunikation erfordern, um einen erneuerten Fokus auf den Umfang von regulatorischen Maßnahmen zu garantieren und um die Kommunikation und Arbeitsbeziehungen zwischen den Markt- und System-Stakeholdern zu verbessern.
- **Die Stärkung der Verlässlichkeit regulatorischer und wettbewerblicher Rahmenbedingungen:** Ein gewisser Grad an Markt- und Regulierungsdesignänderungen wird vonnöten sein. Wobei diese Änderungen eher evolutionärer als revolutionärer Natur sein sollten, um das Vertrau-

en in grundsätzliche Markt- und Regulierungsparadigmen bei den Akteuren nicht zu untergraben.

- **Die Aufrechterhaltung der öffentliche Unterstützung:** Politikansätze sollten mit steigenden EE-Anteilen die öffentliche Unterstützung fördern. Abhängig von den lokalen Voraussetzungen wird sich das Förderdesign deshalb auch auf die Kosteneindämmung und die Minimierung der EE-Infrastrukturauswirkungen fokussieren müssen.
- **Die Förderung von Innovationen:** Über das Stromsystem hinweg können technologische und Geschäftsmodellinnovationen kosteneffiziente Lösungen hervorbringen, um die Transformation zu unterstützen. Die nächste Generation von Politikinstrumenten muss dafür sorgen, dass hierfür effektive Rahmenbedingungen geschaffen werden, die diese Innovationen unterstützen.

Alle empfohlen Designprinzipien versuchen, das Problem großer zukünftiger Unsicherheit und Unschärfe von Informationen zu adressieren. Kein Paradigma aus der Vergangenheit muss dabei zwangsläufig auch für die Zukunft gelten. Vielmehr geht es darum, das soziotechnische System selber als lernendes System zu begreifen, indem durch das Markt- und Fördersystemdesign den Markt- ebenso wie den Politikakteuren ermöglicht wird, aus Fehlern zu lernen, nicht intendierte Nebenwirkungen frühzeitig zu erkennen und Raum für neue Ideen und Ansätze zuzulassen (Grunwald 2015; Smith et al. 2005). Es kann somit kein Masterplan für die Energiewende erstellt werden, sondern das entsprechende Förder- und Marktdesign sollte sich am besten selber kontinuierlich an veränderte Rahmenbedingungen anpassen können (sog. *Resilienz-Design*).

2.5 Zwischenfazit

Wenn man die FEE durch eine vollständige Marktintegration zukünftig wettbewerblich refinanzieren will und das politische Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung im Auge hat, die Stromversorgung langfristig weitgehend mit EE zu decken, müssen die FEE frühzeitig im Marktdesign mitgedacht werden, um ihre Besonderheiten bei der Kostenstruktur, den Vermarktungsmöglichkeiten und der Empfänglichkeit gegenüber Markt- und Finanzierungsrisiken zu berücksichtigen. Ob die klassischen Produkte und Preismechanismen im Stromgroßhandel auch für FEE-Anlagen geeignet sind, scheint zumindest durch ihren engen Bezug auf konventionelle KW mit speicherbaren Energieträgern fragwürdig. Aber das ‚Missing-Money‘ Problem wird bei immer weiter steigenden FEE-Anteilen und den dadurch induzierten Marktwertverlusten durch den Gleichzeitigkeitseffekt auch für die FEE immer relevanter. Eine alleinige Refinanzierung der FEE über die EOMs scheint deshalb bei heutigem Stand des Wissens eher unwahrscheinlich.

Bei der weiteren Marktintegration und der Ausgestaltung entsprechender Instrumente sollte dabei eine sensible Balance zwischen der Überwälzung von Marktrisiken und dem Anstieg der Kapitalkosten gefunden werden. Es ist darüber hinaus noch völlig unklar, wie zukünftige Flexibilitätsoptionen die Großhandelspreise beeinflussen werden, geschweige denn wann und in welchem Umfang sie dem System zur Verfügung stehen, um einem Verfall der Großhandelspreise durch den ‚Merit-Order‘-Effekt entgegen zu wirken. Daher ist es von zentraler Bedeutung, sich frühzeitig über die Refinanzierung der FEE bei vollständiger Marktintegration Gedanken zu machen, wenn es zukünftig nicht zu systemimmanenten Friktionen bei der Vermarktung und Finanzierung von konventionellen und erneuerbaren Anlagen kommen soll. Aus einer soziotechnischen Perspektive müssen dabei sowohl technologische und organisatorische als auch finanzielle Lern- und Innovationsprozesse ermöglicht werden, die das System auf einem evolutionären Pfad begleiten, statt durch abrupte politische Ände-

rungen Systembrüche zu riskieren, die die Dynamik des Transformationsprozesses negativ beeinträchtigen können.

3 Wirkung und qualitative Bewertung verschiedener Marktentwicklungsoptionen und Instrumente

Für die Entwicklung eines Stromsystems mit hohen Anteilen an FEE stehen vielfältige Marktdesign- und Technologieoptionen zur Verfügung, die sowohl einen Einfluss auf die Refinanzierungsbedingungen der FEE als auch die konventioneller Kraftwerke (KW) haben. Aus Gründen der Umsetzbarkeit können nicht alle denkbaren Entwicklungsoptionen implementiert werden, die einen möglichen Einfluss auf die Refinanzierungsbedingungen ausüben. Eine modellgestützte Analyse erfordert sinnvollerweise zunächst die Darstellung heutiger Strommarktmechanismen ebenso wie bereits existierender oder absehbarer Handlungsoptionen, wenn sie sich, wie die in dieser Arbeit angewendete agentenbasierte Modellierung, auf empirische Grundlagen der Marktsoziologie sowie der Verhaltens- und Institutionenökonomie stützt.

Die modelltechnischen Analysen in Kapitel 5 fokussieren sich deshalb auf die Finanzierungsbedingungen über die Spot- und Regelenergiemärkte sowie auf verschiedene in der aktuellen Diskussion befindliche EE-Förder- bzw. Finanzierungsmodelle (variable und fixe Markt- und Kapazitätsprämien, die entweder administrativ festgelegt oder über einen wettbewerblichen Bieterprozess ermittelt werden). Zur Vervollständigung und besseren Einordnung der späteren modelltechnischen Analysen soll in diesem Kapitel der mögliche Einfluss weiterer möglicher Entwicklungsoptionen zumindest theoretisch diskutiert werden.

Nach der Erläuterung und qualitativen Beurteilung der Marktentwicklungsoptionen in Abschnitt 3.3 werden im Folgenden die in den Simulationsanalysen diskutierten Förder- bzw. Finanzierungsinstrumente in ihrer Funktionsweise und Anreizwirkung zur Marktintegration vorgestellt (Abschnitt 3.5) und ebenfalls qualitativ bewertet (Abschnitt 3.6). Die vollzogene qualitative Bewertung dient zusammen mit den Ergebnissen aus den Experteninterviews der späteren Parametrierung der instrumentspezifischen Risikofaktoren (β_{Si}) für die simulationsgestützten Analysen.

3.1 Darstellung möglicher Marktentwicklungsoptionen³⁹

Die Entwicklungsoptionen werden im Folgenden kurz in ihrer Funktionsweise und theoretischen Wirkung auf die Strompreise sowie die Erlöse der Marktteilnehmer erläutert, bevor im nächsten Abschnitt der Kriterienkatalog zur Beurteilung vorgestellt wird. Abschließend erfolgt eine qualitative Bewertung auf einer Ordinalskala hinsichtlich ihres Einflusses auf die Refinanzierungsbedingungen der FEE mittels der zuvor definierten Kriterien. Auch auf die Wirkung der Erlössituation bei konventionellen KW wird beispielhaft eingegangen.⁴⁰

3.1.1 Einführung der ‚Pay-as-bid‘-Preissetzung am ‚Energy-Only‘-Markt

Einerseits erschweren die immer geringeren Volllaststunden durch die zunehmende EE-Einspeisung die Refinanzierung der konventionellen KW. Andererseits werden die FEE mit immer geringer werdenden Marktwerten konfrontiert (vgl. Kapitel 2.3.3). Beide dieser KW-Betreiber-Typen können deshalb ein Problem bei der Refinanzierung ihrer Vollkosten über den ‚Energy-Only‘-Markt (EOM) mit einem uniformen Preismechanismus bekommen.

³⁹Die Ausführungen in Abschnitt 3.1 bis 3.4 sind primär aus Reeg (2014) entnommen und basieren u.a. auf den Arbeiten einer Abschlussarbeit von (Kober 2013), die vom Autor betreut wurde.

⁴⁰Die Einführung eines Quotenmodells mit handelbaren Grünstromzertifikaten wird an dieser Stelle nicht diskutiert, da es nur eine weitere Option zur Refinanzierung von EE-Investitionen, jedoch nicht von konventionellen KW mit einem ‚Missing-Money‘ Problem darstellt. Dies gilt ebenfalls für die Fortführung der bisherigen Ausgestaltungen der Einspeisetarife im Rahmen des EEG, da dieser Mechanismus nur die EE adressiert, jedoch nicht einer wettbewerblichen Refinanzierung derselbigen entspricht.

Bei einer ‚Pay-as-bid‘-Auktion können die Vollkosten im Gegensatz zum Uniform-Preisverfahren relativ einfach bei den Geboten eingepreist werden. Zumindest von der Theorie her sollten somit sowohl die konventionellen KW als auch FEE-Anlagen ihre Vollkosten über die Einsatzzeit decken können. Abbildung 3-1 zeigt schematisch, wie sich eine Pay-as-bid- von der einer uniformen Preisbildung unterscheidet. Im Gegensatz zum Uniform-Pricing erzielt der Marktteilnehmer nicht die Differenz aus seinen Grenzkosten zum einheitlichen MCP als Deckungsbeitrag (siehe linke Grafik), sondern die Differenz zu seinem eigenen Preisgebot (siehe rechte Grafik).

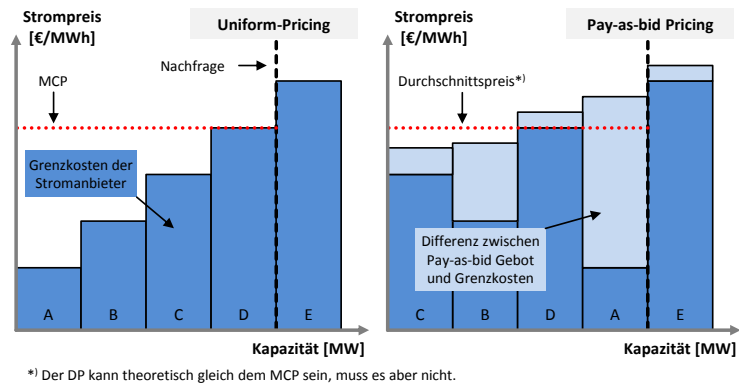


Abbildung 3-1: Vergleich der Preisbildung in Uniform-Pricing und Pay-as-Bid Auktionen [Darstellung nach (Kober 2013)]

3.1.2 Kopplung des deutschen EOM mit weiteren europäischen Strommärkten

Aufgrund der Kopplung des deutschen EOM mit Nachbarmärkten können auch im deutschen Marktgebiet zukünftig mehr ausländische Anbieter und Nachfrager auftreten, die die Marktpreisentwicklung beeinflussen. Beispielsweise kann in Zeiten eines hohen FEE-Stromangebots bei gleichzeitig niedriger Nachfrage mehr Strom in die Nachbarstaaten exportiert werden. Dies wirkt dem Marktwertverlust entgegen, während ausländische Kraftwerke zur Versorgungssicherheit in Deutschland beitragen können, wenn die inländischen Kapazitäten zur Deckung der Nachfrage nicht ausreichen. Die zunehmende Bedeutung der europäischen Marktkopplung und des damit verbundenen stärkeren Stromimports und -exports verdeutlicht Abbildung 3-2.

Obwohl viele skeptische Stimmen wegen der kurzfristigen Stilllegung der acht ältesten Kernkraftwerke nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima befürchteten, dass sich Deutschland innerhalb weniger Jahre vom Nettoexporteur zum -importeur entwickeln könnte, zeigt der Nettobilanzsaldo eine deutliche Zunahme des exportierten Stroms. Nach einem steilen Anstieg des Imports im März 2011 unmittelbar nach der Stilllegung in Deutschland

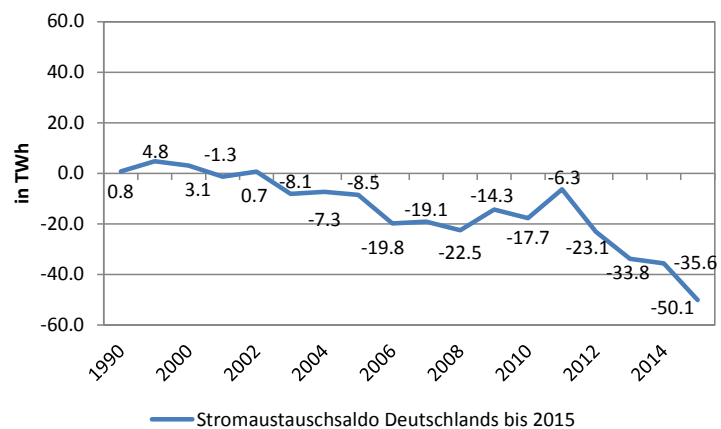


Abbildung 3-2: Entwicklung des Stromexports und -imports in Deutschland von 1990-2015 [eigene Darstellung, Daten: BDEW, Statista]

hat der Export von Strom von Anfang 2012 bis Ende 2015 kontinuierlich zugenommen und beläuft sich nach vorläufigen Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2016 bereits auf 55,5 TWh (Statista 2017). Weil exportierter Strom keinen Herkunftsnachweis führt, kann nur spekuliert werden, ob es sich dabei um „Grau-“ oder „Grünstrom“ handelt. Es gibt aber offensichtlich im deutschen Marktgebiet zunehmend Situationen mit einem Stromüberangebot, bei dem das Ausland als Käufer dieses Stroms auftritt. Dies führt zu einem Anstieg der Börsenstrompreise in Deutschland und Absenken der Preise im Nachbarmarkt, bis die Preisdifferenz ausgeglichen ist. Die Kopplung der Märkte

kann also in Zeiten eines potenziellen lokal begrenzten Stromüberangebots die Preise stabilisieren und zur Verbesserung der Erlössituation der Anlagen und Kraftwerksbetreiber beitragen.

3.1.3 Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes

Die klassischen Kapazitätsmechanismen vergüten über einen Kapazitätsmarkt neben dem erzeugten Strom die bereitgestellte Leistung und können so dem ‚Missing-Money‘-Problem des EOM entgegenwirken. Dabei kann der Beitrag gesicherter Leistung sowohl auf der Angebots- als auch der Nachfrageseite adressiert werden. Bei den klassischen Mechanismen kann grundsätzlich zwischen zentralen und dezentralen Ansätze unterschieden werden (Reeg et al. 2015). Dies ist abhängig davon, ob der Staat als zentraler Akteur oder die EVU als dezentrale Akteure die Nachfrageseite nach gesicherter Leistung darstellen⁴¹. Es müsste jedoch noch untersucht werden, ob Kapazitätsmechanismen auch für FEE so ausgestaltet werden können, dass sich effiziente Marktergebnisse einstellen und für diese der Marktwertverlust am EOM ausgeglichen werden kann. Zwar gibt es international bereits Kapazitätsmechanismen für Stromsysteme mit hohen Anteilen an EE wie bspw. in Kolumbien, Schweden und Finnland (Barrera et al. 2011; Rodilla et al. 2011). Diese Systeme sind jedoch durch hohe Anteile speicherbarer EE wie der Wasserkraft gekennzeichnet und unterscheiden sich damit fundamental von einem System mit hohen Anteilen fluktuierender Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen.

3.1.4 Ausschreibung langfristiger Abnahmeverträge

Bei dieser Option handelt es sich um den Abschluss langfristiger Verträge über zu liefernde Strommengen und/oder benötigte gesicherte Erzeugungskapazitäten mit – abhängig vom Kraftwerkstyp – gleichzeitigen, relativ sicher planbaren Rückflüssen über die Vertragslaufzeit zwischen Stromerzeuger und Stromnachfrager (sog. ‚Power-Purchase-Agreements‘). Hierfür werden von den FEE oder konventionellen KW-Betreiber bei der Abgabe der Gebote die geplante und langfristig prognostizierte Auslastung während der Vertragslaufzeit angesetzt, sodass sie ihre anfallenden Vollkosten zwar abschätzen müssen, dafür aber auch langfristig planen können, da die Abnahme garantiert ist. Es konnte bereits sowohl theoretisch als auch empirisch gezeigt werden, dass mit langfristigen Stromlieferverträgen effiziente Marktergebnisse erzielt werden können (Moreno et al. 2010; Neuhoff & Vries 2004). Es sei an dieser Stelle jedoch angemerkt, dass die Vertragsmodalitäten für konventionelle bzw. regelbare EE-Anlagen (REE) einerseits und FEE andererseits unterschiedlich ausgestaltet werden müssten.

3.2 Bewertungskriterien zur Beurteilung der Entwicklungsoptionen

Die Beurteilung der aufgeführten Optionen erfolgt im Kapitel 3.3 anhand fünf ausgewählter Kriterien, die häufig bei einer qualitativen Bewertung von Investitionsentscheidungen herangezogen werden und darüber hinaus auch für die Umsetzung der Ziele der Energiewende relevant sind. Die Kriterien basieren auf den Arbeiten von Süßenbacher (2011) sowie Winkler & Altmann (2012). Sie wurden teilweise ergänzt und werden im Folgenden hinsichtlich ihrer Relevanz kurz erörtert. Auch wenn die Kriterien in diesem Beitrag herangezogen werden, um die Refinanzierung der FEE zu bewerten, gelten sie ebenso für konventionelle KW und regelbare EE (Reeg & Kober 2013).

Langfristige Planungssicherheit:

⁴¹ Beim zentralen Ansatz wird die Versorgungssicherheit als öffentliches Gut betrachtet, beim dezentralen Ansatz ist die Versorgungssicherheit ein privates Gut.

Langfristige Planungssicherheit ist für Investitionsentscheidungen vor dem Hintergrund langer Genehmigungs-, Planungs- und Bauphasen sowie einer langen Kraftwerkslebensdauer entscheidend, um die Rentabilität eines KW prognostizieren zu können. Zwar sind die Vorlaufzeiten bis zum tatsächlichen Betrieb des KW bei FEE i. d. R. wesentlich kürzer als bei konventionellen Großkraftwerken⁴², jedoch sind FEE von hohen versunkenen Kosten gleichermaßen betroffen. Auch das Risiko einer Fehlinvestition aufgrund der langen Lebensdauer bei gleichzeitig schlecht planbaren Rückflüssen der Investition ist in einem liberalisierten Marktumfeld mit hoher Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Preise für alle Stromerzeugungsinvestitionen immanent. Hinsichtlich der Erlössituation wird die Unsicherheit über die Zukunft von Investoren grundsätzlich als erhöhtes Risiko bewertet und infolgedessen bei den Kapitalkosten eingepreist.

Vollkostendeckung:

Das Verhältnis von variablen und fixen Kostenanteilen einer FEE-Anlage unterscheidet sich deutlich von denen fossil-thermischer Kraftwerkstechnologie. Die Kostenstruktur von Wind- und PV- Anlagen wird sehr stark von den fixen Investitions- und Betriebskosten bestimmt. Variable Betriebskosten, die bei konventionellen KW überwiegend zusammengesetzt sind aus Brennstoff-, CO₂-Zertifikats- sowie anderen variablen Erzeugungs- sowie Wartungs- oder Entsorgungskosten für nukleare Reststoffe⁴³, spielen eine untergeordnete Rolle bei der Vollkostendeckung. Erhöhte variable Betriebskosten können jedoch im Gegensatz zu versunkenen fixen Investitionskosten in einem Grenzkostenmarkt problemlos in die Gebote eingepreist werden. Vor allem Kohle- und Gaskraftwerke, die häufig den Grenzpreis im Großhandel setzen, verfügen somit über einen inhärenten Hedge (Gross et al. 2010; Tietjen 2014; Tietjen et al. 2016). Um ausreichende Investitionsanreize in FEE-KW zu gewährleisten, sollte ein zukünftiges Marktdesign die veränderte Kostenstruktur der Erzeugungstechnologien berücksichtigen.

Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize:

Die akteurs- und technologiespezifisch unterschiedlichen Wirkungen bestimmter Investitionsanreize zur Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten hat auf die Dauer substanziellen Einfluss auf die Gesamtstruktur des Kraftwerksparks eines Versorgungssystems. Beispielsweise brauchen die Planung und Errichtung von Gasturbinen oder größeren PV-Anlagen Vorlaufzeiten von nur einem Jahr, größere Wind- oder Kohleprojekte jedoch mehrere Jahre. In Bezug auf die veränderten standortspezifischen und meteorologischen Gegebenheiten bei dargebotsabhängigen FEE bekommen darüber hinaus ortsbezogene Investitionsanreize zukünftig eine deutlich größere Bedeutung.

Auf der einen Seite sollten im Hinblick auf die Erzeugungseffizienz diejenigen Standorte präferiert werden, die die höchsten Volllaststunden und damit niedrigsten Stromgestehungskosten für FEE-Anlagenbetreiber versprechen. Auf der anderen Seite besteht die Gefahr der Beeinträchtigung der Effizienz des Gesamtsystems, wenn bei der Standortwahl die räumliche Verteilung der Verbraucher und die Situation des Netzes nicht mit berücksichtigt werden. Deshalb kann es aus volkswirtschaftlichen Kostengesichtspunkten z. B. gleichwertig sein, FEE zwar an meteorologisch schlechteren Standorten, dafür aber verbrauchsnahe zu installieren (Agora Energiewende et al. 2013; Frank et al. 2016). Da die Wirtschaftlichkeit der FEE-Anlagen entscheidend von meteorologischen Standortbedingungen

⁴² Wie die Experteninterviews gezeigt haben, muss für die Entwicklung großer Onshore-Windparks mit einer relativ langen Vorlaufzeit von 5-7 Jahren gerechnet werden. Bei Offshore-Projekten kann die Planungsphase abhängig vom Standort, der Gutachten- und Genehmigungsmodalitäten und der vorhandenen Netzinfrastruktur sogar bis zu 10 Jahre dauern (vgl. Anhang B III).

⁴³ Bei den nuklearen Entsorgungskosten hängen die Auswirkungen auf die Grenzkosten davon ab, wie die Rücklagen nach den gesetzlichen Regelungen bilanztechnisch angesetzt werden müssen bzw. dürfen.

bestimmt wird, sollte bei hohen Anteilen an FEE die Wahl der Kraftwerksstandorte mit der Entlastung des Übertragungs- und Verteilnetzes gewissenhaft abgewogen werden.

Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen:

Eine Reform des Marktdesigns führt zu einer veränderten Situation für die Akteure am Markt und kann einzelne Marktteilnehmer im Vergleich zum Status Quo bevorzugen bzw. benachteiligen. Deshalb müssen die Auswirkungen der ausgewählten Gestaltungsoptionen – wie bei den späteren simulationstechnischen Analysen auch – hinsichtlich ihrer Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen auf die Akteure berücksichtigt werden. Zur Beurteilung der Verteilungswirkungen lassen sich die betroffenen Akteure vereinfacht in drei Gruppen einteilen: neue („Challenger“) und alte Stromerzeuger („Incumbents“) auf der Produzenten Seite und Stromendverbraucher als Konsumenten⁴⁴, wobei alle drei i. d. R. gegenläufige Interessen haben. Für ein faires Marktdesign sollten alle Interessen möglichst ausgeglichen bedient, dadurch die langfristige Zielstellung der Systemtransformation jedoch nicht erschwert werden. Zu berücksichtigen sind hierbei vor allem mögliche Transaktionskosten, die Markttransparenz, Markteintrittsbarrieren, sowie das Risiko der Marktmachtausübung.

Eingriffstiefe und Komplexität:

Die deutsche Elektrizitätswirtschaft basiert auf einem desintegrierten Marktsystem mit dem sog. Bilanzkreiswesen. Der Stromhandel und der Betrieb des Übertragungsnetzes sind dabei voneinander getrennt (im Gegensatz zum U.S.-amerikanischen integrierten Ansatz, bei dem der Stromvertrieb nach der Liberalisierung nicht wettbewerblich organisiert wurde und in vielen Staaten sogar der Erzeugungssektor strikt reguliert blieb). Es existiert kein unabhängiger Systembetreiber (ISO – „Independent System Operator“) wie in einem integrierten Marktsystem, der den Handel und die Netzengpässe gemeinsam optimal bewirtschaften könnte. Dabei hat sich das Bilanzkreiswesen für die Organisation eines desintegrierten Systems in den Jahren nach der Liberalisierung bewährt. Ein neues Marktdesign muss jedoch die erschwerte Koordination beim Handel zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowie die Verteilung des Stroms bei Netzengpässen mit hohen Anteilen an FEE geeignet unterstützen. Da das heutige liberalisierte Stromsystem für den Betrieb mit seinen vielfältigen Stromteilmärkten, heterogenen Akteuren und techno-ökonomischen Besonderheiten bereits ein hochkomplexes System darstellt, sollte bei der Reform des Marktdesigns auf bewährte Strukturen zurückgegriffen und die damit induzierte Steigerung des Komplexitätsgrades des Gesamtsystems mit berücksichtigt werden (*Systemevolution* statt *Systemrevolution*⁴⁵).

3.3 Bewertung der Entwicklungsoptionen zur Refinanzierung der FEE

In diesem Abschnitt erfolgt die qualitative Einzelbewertung der Entwicklungsoptionen in stark verkürzter Textform, sowie in grafischer Form als Netzdiagramm. Die Entwicklungsoptionen erhalten dafür zu jedem Bewertungskriterium einen Wert anhand der in Abbildung 3-3 dargestellten Ordinalskala. Ausgangspunkt bzw. Referenz für die Definition der Zielvorgabe ist eine Verbesserung bzw. Verschlechterung hinsichtlich des Bewertungskriteriums im Vergleich zum Status-Quo. Für weiterführende Erläuterungen wird auf (Kober 2013; Reeg & Kober 2013) verwiesen.

⁴⁴ Zukünftig wird es mit zunehmend dezentralen EE-Anlagen zur Eigenstromerzeugung auch vermehrt sogenannte „Prosumen“ geben - ein Wirtschaftsparadigma, bei dem die unterschiedlichen Interessenslagen nicht mehr eindeutig einer der oben genannten Gruppen zugeordnet werden kann.

⁴⁵ Eine „Revolution“ des Markt- bzw. Systemdesigns würde Unsicherheiten und Verunsicherungen über die Rahmenbedingungen bei den Investoren hervorrufen und wahrscheinlich in der Kurz- bis Mittelfrist zu starker Investitionszurückhaltung führen.

1.	Sehr gut	= Erreichung der Zielvorgabe ist sehr wahrscheinlich	= ●
2.	Gut	= Erreichung der Zielvorgabe ist wahrscheinlich	= ○
3.	Befriedigend	= Erreichung der Zielvorgabe ist möglich	= ●
4.	Mangelhaft	= Erreichung der Zielvorgabe ist unwahrscheinlich	= ○
5.	Unzureichend	= Erreichung der Zielvorgabe ist sehr unwahrscheinlich	= ●

Abbildung 3-3: Definition der Bewertungsskala der Entwicklungsoptionen
[eigene Darstellung nach (Kober 2013; Süßenbacher 2011)]

3.3.1 Einführung der Pay-as-bid-Preissetzung am EOM

Zunächst kann erwartet werden, dass eine Pay-as-bid-Preissetzung am Spotmarkt der Strombörse Stromerzeugern den Anreiz gibt, so zu bieten, dass sowohl ihre Grenz- als auch Fixkosten gedeckt werden (Nielsen et al. 2011). Die Gebotslegung der Stromanbieter orientiert sich in diesem Fall nicht allein an ihren kurzfristigen Grenzkosten, sondern an einem Preis, der ihre Erwartung des gleichgewichtigen Räumungspreises darstellt und damit die eigenen Erlöse maximiert (Tierney et al. 2008).

Wie sich in den ersten Jahren nach Beginn des Ausbaus der EE gezeigt hat, ist die neue Erzeugerstruktur in Deutschland vor allem von dezentralen und deutlich kleineren Akteuren als in der Vergangenheit geprägt (trend:research 2011).

Diese Erwartung gilt aus Akzeptanzgesichtspunkten auch für verschiedene zukünftige Szenario-Entwicklungen (Nitsch 2013). Zusammen mit einer Kostenstruktur, die wie bei Wind- und PV-Anlagen von hohen Fix- und geringen Grenzkosten geprägt ist, führen diese beide Aspekte vermutlich zu einer nachteiligen Situation der FEE-Anlagenbetreiber bei einer Pay-as-bid-Preisbildung. Es konnte gezeigt werden, dass vor allem Anbieter großer Strommengen von einer möglichen Marktmautausübung bzw. spekulativen Gebotslegung profitieren können (Heim & Götz 2013) und gerade kleine Anbieter bei einer Pay-as-bid-Preissetzung benachteiligt sind (Ockenfels et al. 2008). Bei einer Preissetzung, die sich an dem zu erwartenden Räumungspreis orientiert, sind von dem inhärent hohen Ausführungsrisiko vor allem Anlagen mit hohen Kapitalkosten und vernachlässigbaren Grenzkosten betroffen, denn insbesondere bei ihnen kommt es bei der Deckung der Vollkosten auf eine möglichst hohe Anlagenauslastung an (Tierney et al. 2008; Varian 1996). Nachteilig wirkt sich zusätzlich bei den FEE die Dargebotsabhängigkeit der energetischen Ressource aus.

Auch empirisch konnte bisher nicht gezeigt werden, dass eine Pay-as-bid-Preissetzung hinsichtlich der Kostendeckung und Investitionsanreize einem Uniform-Pricing überlegen wäre (Winkler & Altmann 2012). Eine agentenbasierte Modelluntersuchung zum Einfluss verschiedener Preisfindungsmechanismen auf den durchschnittlichen Marktpreis im englischen Strommarkt hat außerdem gezeigt, dass ein tägliches Uniform-Pricing ten-

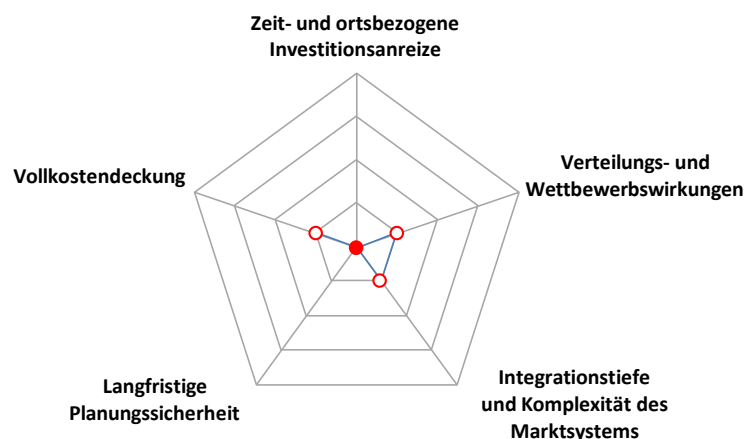


Abbildung 3-4: Bewertungsergebnis bei einer Einführung von Pay-as-Bid Auktionen am Spotmarkt [Darstellung nach (Kober 2013)]

denziell zu effizienteren Marktergebnissen führt als das ‚Pay-as-bid-Pricing‘ (Bower & Bunn 2001). Auch wenn durch eine entsprechende Gebotslegung dem ‚Merit-Order‘-Effekt entgegengewirkt werden könnte, scheint es aufgrund der aufgeführten Argumente nicht wahrscheinlich, dass die Planungssicherheit und das Risiko der Vollkostendeckung für FEE-Anlagenbetreiber wesentlich verbessert werden könnten. Auch die Probleme der zeit- und ortsspezifischen Investitionsanreize können durch eine Pay-as-bid-Preissetzung allein nicht adressiert werden. Die relevanten Auswirkungen bei der Einführung einer solchen Auktion lassen sich in folgenden Punkten zusammenfassen (Kober 2013) und münden in die in Abbildung 3-4 dargestellte Bewertung, wobei sich im dargestellten Netzdiagramm die niedrigste Bewertungsstufe (5 = unzureichend) in der Netzmitte und die höchste Bewertung (1 = sehr gut) am äußeren Rand befindet:

- Gebotslegung orientiert sich an einer Deckung der langfristigen Gestehungskosten.
- Gebotspreise fluktuierender Erzeugungsanlagen steigen deutlich.
- ‚Merit-Order‘-Effekt infolge grenzkostenfreier Stromerzeugung wird entgegengewirkt.
- Anbieter großer Strommengen haben einen Anreiz zur Abgabe strategisch hoher Gebote.
- Gefahr einer sinkenden Anzahl an Volllaststunden für fluktuierende Erzeugungsanlagen steigt.
- Kleinere Akteure werden tendenziell benachteiligt.

3.3.2 Kopplung des EOM mit weiteren europäischen Strommärkten

Die Auswirkung einer stärkeren europäischen Marktkopplung auf die Refinanzierungsbedingungen der FEE ist bisher kaum untersucht worden. Insbesondere fundierte Untersuchungen über die Entwicklung der technologiespezifischen Marktwerte von Wind- und PV-Strom durch eine großräumigere europäische Verteilung der fluktuierenden Einspeisung gibt es bis dato nicht. Bisher wurde lediglich untersucht, inwiefern eine großräumigere Verteilung die Systemintegration hoher Anteile von FEE erleichtern könnte und wie sich die Nutzung der ressourcentechnisch besten Standorte in Europa auf die Kosteneffizienz des Erzeugungssystems auswirkt (DNV GL et al. 2014).

Lindström & Regland (2012) und Jaehnert & Doorman (2012) haben zudem die Auswirkung gekoppelter Märkte auf das Auftreten von extremen Preissituationen (‚spikes‘ und ‚drops‘) bei höheren Anteilen von FEE, und entsprechende Auswirkungen auf die Vorhaltung von Regelleistungsreserven untersucht. Während die Marktkopplung eine effizientere Vorhaltung und Nutzung der Reserveleistung verspricht, erhöht sich durch die Kopplung der Märkte deren Interdependenz und damit die Wahrscheinlichkeit des Auftretens extremer Situationen in einem Markt, wobei die Ursache im jeweils anderen Markt liegen kann.

Ohne Zweifel erhöht sich durch weitere Marktkopplungen zum einen das Nachfragevolumen von Strom, sodass Systemkonflikte bei der Einspeisung von FEE und konventionellen ‚Must-Run‘-Kapazitäten reduziert werden können. Außerdem werden die Marktpreise bei einer hohen FEE-Einspeisung nicht so schnell extrem niedrige oder sogar negative Werte annehmen. Jedoch sind gleiche oder ähnliche Wetterlagen nicht auf das deutsche Bundesgebiet begrenzt. In Starkwind-situationen oder an sonnenstrahlungsintensiven Tagen werden auch die FEE-Anlagen in den deutschen Nachbarländern verstärkt einspeisen. So ist zu erwarten, dass die Marktpreise auch in einem großräumig gekoppelten Marktgebiet bei einem potenziellen FEE-Überangebot mittelfristig ebenfalls fallen werden. Welcher Preiseffekt überwiegen wird, lässt sich zum heutigen Zeitpunkt noch nicht sagen.

Außerdem werden wahrscheinlich auch in einem zukünftigen europäischen Strombinnenmarkt weiterhin sowohl nationale als auch internationale Engpässe im Übertragungsnetz die großräumige europäische Verteilung des Stroms begrenzen. Überdies ist es aus systemanalytischer Perspektive ab

einem gewissen Punkt hoher FEE-Einspeisung sinnvoll, FEE-Anlagen eher an resourcentechnisch suboptimalen Standorten zu installieren, die sich dafür aber last- bzw. verbrauchsnahe befinden. Vorteil ist die Vermeidung einer Überkompensation der höheren FEE-Erzeugungskosten durch einen großräumigen Übertragungsnetzausbau und damit einhergehende Netzverluste (Agora Energiewende et al. 2013; DNV GL et al. 2014).

Solange im Stromhandel das Netz jedoch als Kupferplatte betrachtet wird und Preissignale erst bei immanenter Knappheit wirken, besteht auch hinsichtlich der zeit- und ortsbezogenen Investitionsanreize keine Verbesserung des Status-Quo. Nur ein ‚Market-Splitting‘ würde bei vorhandenen Netzengpässen entsprechende ortspezifische Signale senden. Die relevanten Auswirkungen bei der Kopplung der europäischen Märkte lassen sich in folgenden Punkten zusammenfassen und münden in die Bewertung, wie sie Abbildung 3-5 zeigt (Kober 2013):

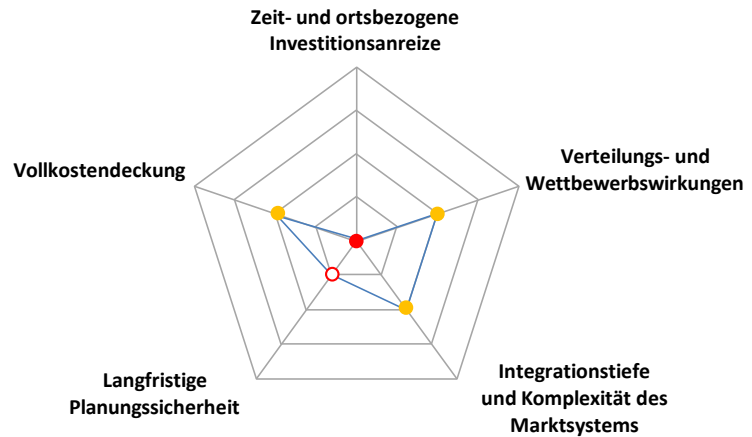


Abbildung 3-5: Bewertungsergebnis bei Kopplung des EOM mit anderen Strommärkten[eigene Bewertung und Darstellung]

Die relevanten Auswirkungen bei der Kopplung der europäischen Märkte lassen sich in folgenden Punkten zusammenfassen und münden in die Bewertung, wie sie Abbildung 3-5 zeigt (Kober 2013):

- Ein größeres Marktgebiet geht mit einer höheren Nachfrage einher und könnte dem Marktwertverlust entgegenwirken.
- In einem gekoppelten Marktgebiet werden auch mehr FEE gleichzeitig einspeisen und den Gleichzeitigkeitseffekt verstärken.
- Welcher Preiseffekt überwiegt, ist unklar.
- Die auch zukünftig bestehenden intra- und internationalen Netzengpässe begrenzen die weiträumige Verteilung der FEE.
- Die zeit- und ortsbezogene Anreizwirkung sowie die Verteilungs- und Wettbewerbseffekte bleiben wahrscheinlich im Vergleich zum heutigen System unberührt.

3.3.3 Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes⁴⁶

Ein Kapazitätsmarkt führt bei freier Preisbildung in jedem Fall gegenüber dem heutigen Einspeisevergütungssystem in die Richtung einer wettbewerblichen Finanzierung der EE auf den Strommärkten. Setzt man voraus, dass FEE in Zukunft gesicherte Leistung bereitstellen können, sind Betreiber darbotsabhängiger Anlagen aufgrund ihrer langfristig gut prognostizierbaren Kostenstruktur prädestiniert, Leistungsgebote an einen Kapazitätsmarkt abzugeben. Sie könnten so ihre langfristigen Stromgestehungskosten decken und der Marktwertverlust am EOM könnte zumindest teilweise durch Kapazitätszahlung ausgeglichen werden. Auch die Planungssicherheit würde durch einen zweiten Erlösstrom erhöht. Dennoch wäre zumindest bei einem zentralen Kapazitätsmarkt aufgrund der unvermeidlichen Kapazitätsbedarfsplanung durch eine zentrale Instanz auch weiterhin ein regulatorischer Markteingriff erforderlich. Dieser erhöht die Anfälligkeit für Fehlanreize hinsichtlich einer Flexibilisierung des Systems und die Gefahr weiterer Pfadabhängigkeiten (Reeg et al. 2015).

⁴⁶ Die Teilnahme an einem Kapazitätsmarkt im klassischen Sinne ist für FEE ohne Speicher nicht möglich. Die Auswirkungen einer Kapazitätszahlung in Form einer Prämie in €/MW für FEE wird in Kapitel 5 jedoch simuliert und analysiert.

Die Beurteilung der Verteilungs- und Wettbewerbswirkung bzgl. einer wettbewerblichen Refinanzierung der FEE hängt stark von der Einschätzung der Möglichkeit zur Marktmachtausübung, den anfallenden Transaktionskosten sowie der Transparenz der Markt- bzw. Auktionsprozesse ab. Sie ist deshalb abhängig von der konkreten Ausgestaltung des Auktionsdesigns und kann an dieser Stelle deshalb nur als neutral bewertet werden.

Die Umsetzung eines Kapazitätsmechanismus für dargebotsunabhängige Technologien müsste gleichermaßen eine technologiespezifische Auktionsausgestaltung sowie komplexe Wechselwirkungen mit interdependenten Strommärkten berücksichtigen. Bessere zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize könnten jedoch relativ einfach im Auktionsdesign beachtet werden.

Da in der Praxis derzeit noch kein funktionierendes und effizientes

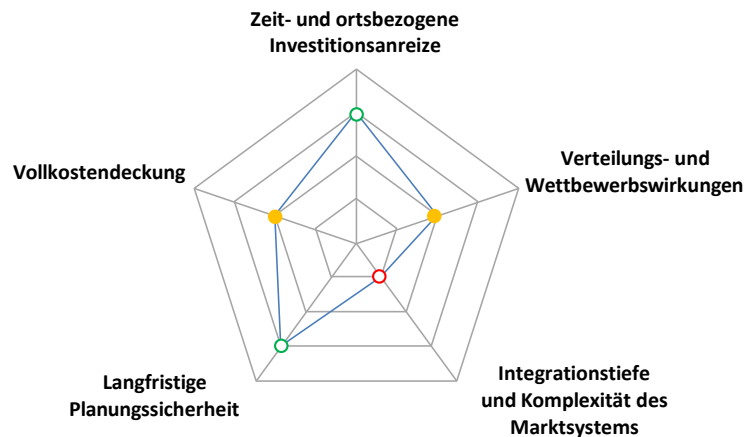


Abbildung 3-6: Bewertungsergebnis bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen [Darstellung nach (Kober 2013)]

Kapazitätsmarktmodell für FEE existiert (Boute 2012), kann diese Option zum jetzigen Zeitpunkt nicht umgesetzt werden – vorausgesetzt man will einen Systembruch durch eine zu hohe Integrationstiefe und Komplexität und damit die Gefahr einer massiven Investitionszurückhaltung bei FEE-Investitionen vermeiden.

Im Hinblick auf eine langfristige Einführung könnten aber durch eine mittelfristige Umsetzung in kleineren Marktsegmenten oder Teilmärkten wertvolle Erfahrungen für EE-Kapazitätsmärkte gesammelt werden (Kopp et al. 2013). So kann bspw. der Regelenergiemarkt genutzt werden, um die Teilnahme und mögliche Gebotsstrategien für fluktuierende Erzeugungsleistungen hinsichtlich einer effizienten Marktpreisbildung zu untersuchen. Für eine detaillierte Erläuterung zur Auswirkung der Einführung von Kapazitätsmärkten wird auf (Kober 2013, S. 85 ff.) verwiesen.

Die relevanten Auswirkungen bei einer Einführung eines Kapazitätsmarktes lassen sich in folgenden Punkten zusammenfassen und münden in die Bewertung, wie sie Abbildung 3-6 zeigt (Kober 2013):

- Bereitstellung von Neubaukapazitäten wird über Auktionen sichergestellt.
- Verteilung der gesamten Systemkapazität ist bei orts- und zeitspezifischen Auktionen möglich.
- Technologiespezifische Ausgestaltung von Kapazitätsauktionen ist ebenfalls möglich.
- Stromanbieter erhalten zusätzlich zum EOM einen Zahlungsstrom für die Kapazitätsbereitstellung.
- Kapazitätsnachfrage erfolgt entweder durch einzelne EVU oder einen zentralen Koordinator.
- Bei zentralem Ansatz sind regulatorische Fehlanreize wahrscheinlich.
- Frühzeitige und regelmäßige Auktionen für Neubaukapazitäten könnten durchgeführt werden.
- Unvollständiges Wissen über Wechselwirkungen kann zum sog. ‚Slippery-Slop‘-Effekt führen.

3.3.4 Ausschreibung von langfristigen Abnahmeverträgen

Im Gegensatz zu administrativ festgelegten Einspeisetarifsystemen für FEE bieten technologiespezifische Auktionen für Stromlieferverträge eine Möglichkeit, wettbewerbliche Elemente bei der Refinanzierung der EE einzuführen, ohne dabei unproduktive Finanzierungsrisiken auf die Investoren zu übertragen (vgl. Abschnitt 2.3). Angesichts einer Kostenstruktur, die geprägt ist von hohen fixen Kos-

ten zum Zeitpunkt der Investition, haben FEE eine relativ gute Vorhersagbarkeit der zu erwartenden Stromgestehungskosten und damit gute Chancen auf eine Vollkostendeckung. Durch den langfristigen Charakter der Vertragsbedingungen besteht auch eine entsprechend hohe Planungssicherheit. Zusammen können beide Faktoren aufgrund der relativ hohen Sicherheit über die zukünftigen Gesamterlöse die Kapitalkosten gering halten und somit zu einer effizienten Marktpreisfindung führen (Kober 2013).

Auch ließen sich zeit- und ortsspezifische Anforderungen leicht in den Ausschreibungsbedingungen berücksichtigen. Wegen der Benachteiligung kleiner Akteure in Auktionsverfahren könnten diese Auktionen zunächst für PV-Freiflächenanlagen oder Offshore-Windkraft eingeführt werden. Nach und nach ließen sich auch Intermediäre für kleine Akteure am Markt etablieren oder De-Minimis Regeln, die über das Abgrenzungskriterium der erwarteten Eigenkapitalrendite und „Marktnähe“ der Akteure differenziert werden könnten. Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen müssten jedoch erst noch genauer untersucht werden.

Um die Gefahr von Fehlkalkulationen aufgrund unsicherer Kostenstrukturen bei Technologien ohne weitreichende Erfahrungswerte wie z. B. der Offshore-Windkraft zu vermeiden, könnte ein derartiges Ausschreibungssystem zu einem Zeitpunkt eingeführt werden, zu dem bereits entsprechend hohe Anteile aus diesen Technologien stammen (Skea et al. 2011). Dies gilt

auch für Kapazitätsauktionen. Weder die Eingriffstiefe noch die Komplexität des Marktsystems würden sich dadurch grundsätzlich ändern. Zusätzlich ließen sich Netzrestriktionen in einem regionalspezifischen Ausschreibungsverfahren berücksichtigen. Für eine detaillierte Erläuterung der Auswirkungen der Einführung von Ausschreibungen für langfristige Abnahmeverträge wird auf (Kober 2013, S. 97 ff) verwiesen.

Die relevanten Auswirkungen bei der Einführung eines Kapazitätsmarktes lassen sich in folgenden Punkten zusammenfassen und münden in die Bewertung, wie sie Abbildung 3-7 zeigt (Kober 2013):

- Neue Erzeugungsleistungen erhalten langfristige Stromlieferverträge.
- Bereitstellung neuer Stromnachfrage wird in jedem Fall über Ausschreibung sichergestellt.
- Bereitstellung der gesamten Nachfrage ist über ausgeschriebene Mengen möglich.
- Bedarf auktionierter Strommengen wird von einer zentralen Instanz prognostiziert.
- Frühzeitige und regelmäßige Auktionsdurchführung für neue Erzeugungsleistungen ist möglich.
- Erzeugungsanlagen erhalten einen festen Zahlungsstrom für die erzeugte Strommenge.
- Auktionen können orts-, zeit- und technologiespezifische Aspekte berücksichtigen.

3.4 Zusammenfassende Bewertung

An dieser Stelle werden die Einzelbewertungen aus den vorherigen Abschnitten zusammengeführt. Somit können die Optionen bei Vernachlässigung einer Gewichtung der Bewertungskriterien hinsichtlich der Refinanzierung der FEE miteinander verglichen werden. Im Rahmen der dargestellten Untersuchung lassen sich zunächst anhand des Gesamtbewertungsergebnisses aus Abbildung 3-8

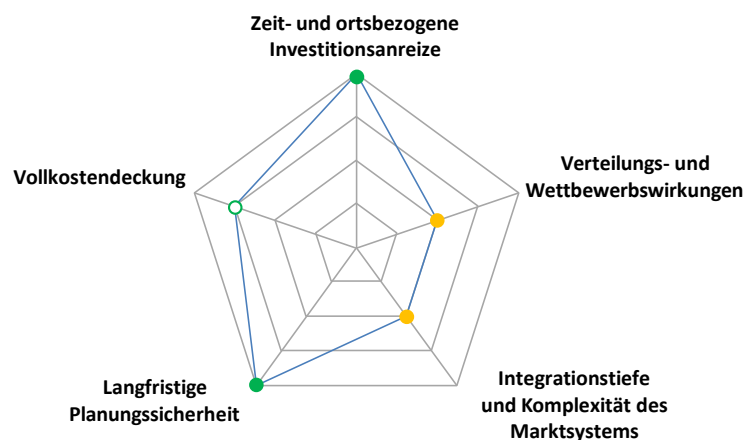


Abbildung 3-7: Bewertungsergebnis für technologiespezifische Ausschreibung langfristiger Verträge [Darstellung nach (Kober 2013)]

zwei Aussagen treffen. Zum einen schneidet die Einführung einer Pay-as-bid-Preissetzung am Spotmarkt der Strombörse in allen Kriterien schlechter ab als alle anderen Gestaltungsoptionen (bestenfalls gleich schlecht). Zum anderen erzielen technologiespezifische Auktionen für langfristige Abnahmeverträge in allen Kriterien des Zielsystems eine bessere oder zumindest gleich gute Bewertung im Vergleich mit den übrigen Optionen. Hinsichtlich der Planungssicherheit und Vollkostendeckung der FEE-Investition schneiden Kapazitätsmärkte und langfristige Abnahmeverträge deutlich besser ab als die ersten drei Optionen. Auch können zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize bei der Einführung von Pay-as-bid-Gebotsverfahren sowie bei der weiteren Kopplung von Strommärkten oder Stromspeichern im Gegensatz zu den zuvor genannten zwei Optionen nicht explizit adressiert werden. Bei der Verteilungs- und Wettbewerbswirkung, der Integrationstiefe und Komplexität des Systems ergibt die Bewertung aber ein sehr unterschiedliches Bild.

Bewertung der Marktentwicklungsoptionen	Langfristige Planungssicherheit	Vollkostendeckung	Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize	Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen	Integrations-tiefe und Komplexität
Einführung der Pay-as-bid-Preissetzung	●	○	●	○	○
Kopplung des EOM mit anderen Strommärkten	○	●	●	●	●
Einführung von Kapazitätsmärkten	○	●	○	●	○
Ausschreibung für langfr. Abnahmeverträge	●	○	●	●	●

Abbildung 3-8: Übersicht der Bewertungsergebnisse der Entwicklungsoptionen zur FEE-Refinanzierung [eigene und erweiterte Bewertung und Darstellung nach (Kober 2013)].

3.5 Funktionsweise der Förderinstrumente zur Marktintegration

Bevor im nächsten Abschnitt die diskutierten EE-Förderinstrumente zur Marktintegration qualitativ bewertet werden, wird zunächst die Funktionsweise der Instrumente hinsichtlich ihrer intendierten Anreizwirkung auf Investitionsverhalten und Anlagenbetrieb dargestellt. Erst mit dem Verständnis der Funktionsweise kann die anschließende qualitative Bewertung nachvollzogen werden.

Die Ausgestaltung bzw. Funktionsweise bestimmt dabei die gewünschte Anreizwirkung des Instruments für die Anlagenauslegung und den -betrieb. Beispielsweise gibt es bei der fixen Einspeisevergütung (FiT) nach dem EEG einen anlagenspezifischen fixen Abnahmepreis für die produzierte Kilowattstunde (kWh) über einen Zeitraum von 20 Jahren. Gleichzeitig wird den Anlagenbetreibern die Abnahme des produzierten Stroms zu jeder Stunde von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) garantiert⁴⁷. Dabei wird seit der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) 2010 der EEG-Strom von den ÜNB nicht mehr wie zuvor als monatliches „EEG-Band“ an die EVU in Abhängigkeit ihrer Absatzmengen weitergewälzt, sondern seit dem Jahr 2011 nun an der Strombörse ‚Day-ahead‘ stündlich vermarktet.

Der Anlagenbetreiber erhält den FiT abhängig von der geschätzten Einspeisung des vergangenen Monats am Ende eines Monats in Form von Abschlagszahlungen ausgezahlt. Eine detaillierte, auf

⁴⁷ Eine Ausnahme der garantierten Abnahme besteht bei Netzengpässen, die nach den Leitlinien der Bundesnetzagentur (BNetzA) zum EEG-Einspeisemanagement zur netztechnischen Abregelung der Anlagen führen können. Für die entgangenen Erlöse werden die Betreiber über eine rückwirkende Abschätzung jedoch finanziell kompensiert (BNetzA 2014).

Messdaten basierende Abrechnung erfolgt erst am Jahresende. Die Förderkosten für den Endverbraucher reduzieren sich noch um die Einnahmen, die die ÜNB mit dem Verkauf des Stroms an der ‚Day-ahead‘-Börse erlösen (siehe Abbildung 3-9 a) FiT). Für eine möglichst effiziente Förderung der Investitionen sollte der FiT vom Regulierer so angesetzt werden, dass er den durchschnittlichen Stromgestehungskosten (LCOE) einer spezifischen Anlage entspricht. Aufgrund von Informationsasymmetrien bzw. Unsicherheit beim Regulierer über die Höhe der Angebotskurven – also den LCOE der Investoren – ist dieses Vorgehen zur Bestimmung des effizienten FiT in der Praxis nicht immer möglich (vgl. auch Abschnitt 2.3.2). Da die Förderung nach dem EEG in €/MWh über einen fixen Zeitraum von 20 Jahren erfolgt, ist es für den Anlagenbetreiber bei einer Vergütung nach FiT rational, so viel Strom einzuspeisen wie möglich, also so viel, wie die Ressource potenziell hergibt. Dadurch entsteht bei den WKA-Herstellern indirekt der Anreiz, die Anlagen möglichst effizient und für eine möglichst hohe Auslastung durch die Erschließung weiter Windgeschwindigkeitsspektren sowie auf eine hohe Verfügbarkeit auszulegen. Da die kinetische Energie mit der dritten Potenz zur Geschwindigkeit zunimmt, steigt die eingespeiste Leistung bei höheren Windgeschwindigkeiten überproportional. Dieses Erzeugungsprofil ist jedoch bei höheren EE-Anteilen nur bedingt systemdienlich. Durch die sich einstellenden höheren Residuallastspitzen im Netz bzw. wegen der steileren Residuallastgradienten, kann die Nachfrage von den regelbaren KW immer schwerer abgefahren werden.

Der EE-Strom, der nach FiT vergütet und von den ÜNB am ‚Day-ahead‘-Spotmarkt der Börse veräußert wird, **wird i. d. R. ohne unteres Preislimit ‚Day-ahead‘ im Markt eingestellt**, sodass der EE-Strom zu (fast) jedem Marktpreis verkauft wird – auch bei negativen. Erst wenn die Börse aufgrund eines potenziellen negativen Markträumungspreises (MCP) von unter 350 €/MWh zu einer zweiten Gebotsrunde aufruft, dürfen die ÜNB Preislimits für den EE-Strom von höchstens -150 €/MWh bzw. minimal -350 €/MWh abgeben (AusglMechAV 2010). Es würde also frühestens ab einem Börsenpreis von -150 €/MWh EEG-Strom marktgetrieben abgeregelt. Die Kosten für den Vermarktungsaufwand tragen beim FiT-System die ÜNB, die diese dann über die EEG-Umlage bzw. Netzentgelte an die Endverbraucher weiterreichen.

Es besteht bei diesem Instrument also kein direkter Anreiz für Investoren und Anlagenbetreiber, die Menge und den Zeitpunkt der Einspeisung am Strombedarf auszurichten (sog. ‚produce & forget‘). Dieser Anreiz kann dazu führen, dass bei steigenden EE-Anteilen zunehmend Stunden auftreten, in denen das potenzielle EE-Stromangebot größer ist als die residuale Last (inkl. ‚Must-Run‘-Kapazitäten) und in Folge der EE-Überschussstrom zu negativen Börsenpreisen verkauft wird. Negative Börsenpreise erhöhen somit einerseits die Förderkosten, können einen ineffizienten Dispatch der restlichen konventionellen KW zur Folge haben und somit den Aufwand zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität bzw. die Systemkosten erhöhen. Andererseits reduziert die Vermeidung negativer Preise den Flexibilisierungsdruck auf die anderen Marktteilnehmer.

Um eine stärkere Ausrichtung der EE-Produktion an den Preissignalen der Börse zu etablieren, wird in den aktuellen EU-Beihilfe-Richtlinien „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen“ deshalb auch die Ablösung des FiT-Systems durch Prämiensysteme gefordert (EU-Kommission 2014). In Deutschland wurde aus den genannten Gründen bereits im EEG 2012 die optionale Direktvermarktung eingeführt. Da im EEG 2014 zusätzlich die verpflichtende Direktvermarktung eingeführt wurde, wurde die zuvor in der freiwilligen Direktvermarktung gezahlte Managementprämie zur Abdeckung der Vermarktungskosten in die Einspeisevergütung eingepreist und als anzulegender Wert (AW) neu definiert.

Im Folgenden wird die Funktionsweise der verschiedenen diskutierten Prämiensysteme zur Förderung der Marktintegration im Vergleich zum FiT-System vorgestellt, um zu erläutern, wie die Schwächen des FiT-Systems durch diese Instrumente evtl. adressiert werden könnten.

3.5.1 Variable und fixe Marktprämie

Die variable Marktprämie (MP_{var}) für das deutsche Fördersystem wurde vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung entwickelt und parametrisiert (Sensfuß & Ragwitz 2011; Sensfuß & Ragwitz 2009) und in der EEG-Novelle 2012 in etwas angepasster Form zunächst als neues Instrument optional zu den fixen Einspeisetarifen (FiT) eingeführt, bevor die Direktvermarktung im EEG 2014 sukzessive bis 2017 für (fast) alle EE-Technologieklassen verpflichtend wurde (EEG 2014; EEG 2012). Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Marktprämie ist die Direktvermarktung des Stroms nach § 34 EEG 2014. Bei der Direktvermarktung muss sich der Anlagenbetreiber selber um den Stromabsatz kümmern und erhält bei der variablen Marktprämie als Förderzahlung in €/MWh nur noch die Differenz zwischen dem jeweiligen spezifischen FiT und den durchschnittlichen ‚Day-ahead‘-Börsenerlösen aller Anlagen einer EE-Technologiekategorie monatlich ausgezahlt (siehe Abbildung 3-9 b) MP_{var}).

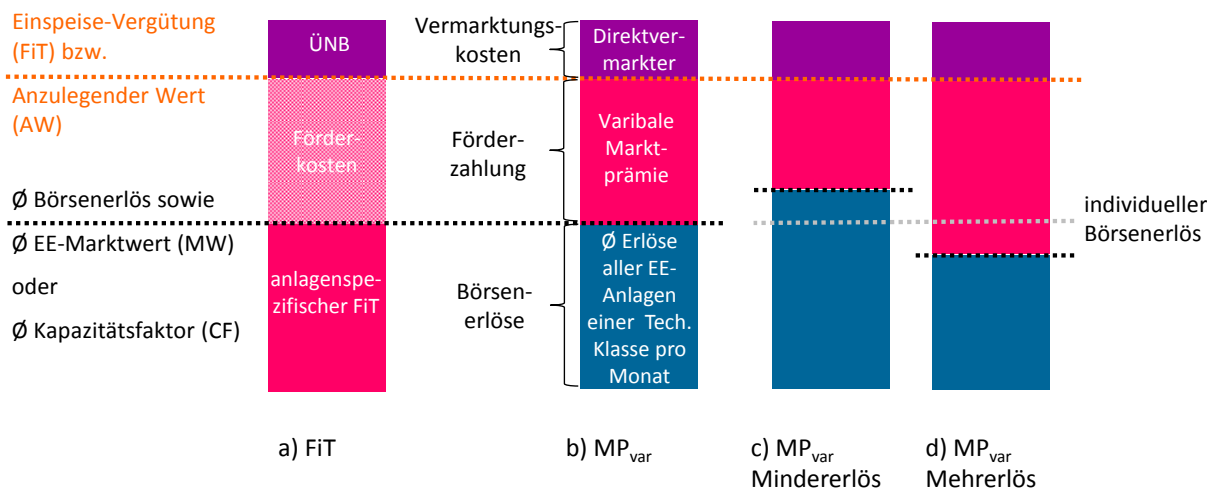


Abbildung 3-9: Funktionsweise einer variablen Prämie im Vergleich zur fixen Einspeisevergütung (FiT) (CP_{var} Berechnung in €/MW äquivalent zu MP_{var} Berechnung in €/MWh)

Da Wind- und PV-Anlagen dargebotsabhängig sind und aus meteorologischen Gründen auch in größeren Regionen häufig gleichzeitig einspeisen, fallen die Börsenpreise bei großem Wind- oder PV-Stromangebot (niedrige Residuallast) und steigen bei niedriger FEE-Stromeinspeisung (hohe Residuallast). So erzielen die FEE-Anlagen i. d. R. im Mittel nicht den ‚Day-ahead‘-Base-Preis an der Börse, sondern einen niedrigeren Börsenerlös als regelbare Technologien, die ihre Produktion an den Preissignalen der Strombörse ausrichten können. Der relative Marktwert $MW_{rel,i}$ (engl. ‚Value Factor‘ VF) einer EE-Anlagen-/Technologiekategorie i als Verhältnis zum durchschnittlichen Börsenpreis wird häufig auch als Marktwertfaktor MWF bezeichnet und berechnet sich nach folgender Formel:

$$MW_{rel,i} = VF = MWF_i = \frac{\sum_{h=1}^n SE_{i,h} \times BP_{DA,h}}{\sum_{h=1}^n SE_{i,h}} \bigg/ \frac{\sum_{h=1}^n BP_{DA,h}}{n} \quad (3-1)$$

mit: h - Stunde des Monats

n - Anzahl der Stunden des Monats

i - EE-Technologiekategorie (Wind, PV, regelbare EE)

$SE_{i,h}$ - Stromeinspeisung einer Technologiekategorie i in Stunde h

$BP_{DA,h}$ - Börsenpreis ‚Day-ahead‘ in Stunde h

Bei regelbaren EE-Anlagen ist der relative Marktwert per Definition eins, da sie immer den durchschnittlichen Börsenpreis erzielen, wenn sie gleichverteilt zu jeder Stunde im Monat einspeisen. Sollen – unter Vernachlässigung der Vermarktungskosten – die Vollkosten der Investition über den Amortisationszeitraum gedeckt werden, ohne die Investition weder zu über- noch zu unterfordern,

muss der AW einer spezifischen EE-Anlage den kalkulatorischen Stromgestehungskosten ($LCOE_{calc}$) entsprechen. Die Berechnung der variablen Marktprämie für jeden Zeitpunkt T eines Auszahlungsintervalls ergibt sich dann aus:

$$MP_{var,T} = AW - MW_{rel,i} \times \frac{\sum_{h=1}^n BP_{DA,h}}{n} \quad \text{mit: } AW \stackrel{def}{=} LCOE_{calc} \quad (3-2)$$

Von einer gleitenden oder variablen Marktprämie wird im Gegensatz zur fixen Marktprämie (vgl. Abbildung 3-9 b) MP_{fix}) gesprochen, wenn die Höhe der Prämie ex post berechnet, also erst am Ende eines Monats an den durchschnittlichen Börsenpreis des vergangenen Monats angepasst wird. Somit wird den Anlagenbetreibern garantiert, dass sie die gleiche Höhe an Förderzahlungen erhalten wie beim FiT-System, wenn sie mit ihrer Anlage mindestens den Durchschnittserlös aller Anlagen ihrer Technologieklasse im abgelaufenen Monat erzielen.

Aufgrund der historischen Marktferne vieler EE-Investoren und -Betreiber haben sich in der Praxis spezialisierte EE-Vermarktungsdienstleister (sog. *Direktvermarkter*) etabliert, die sämtliche Aufgaben und Pflichten bei der Stromvermarktung übernehmen⁴⁸ und bilaterale Verträge mit den Anlagenbetreibern schließen (Reeg et al. 2013). Im Vergleich zum FiT-System werden die EE-Vermarktungskosten also von den ÜNB auf die Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter übertragen (siehe Abbildung 3-9). Da die Kosten der Vermarktung direkt die Gesamterlöse der Anlagenbetreiber mindern, hat ein Direktvermarkter einen Wettbewerbsvorteil, wenn er die Vermarktung so effizient wie möglich durchführt, also entweder die Vermarktungserlöse maximiert und die Vermarktungskosten minimiert. Kostenminimierung des sog. *Profilservice* erfolgt über eine gute Einspeiseprognose bzw. bei Abweichung der Ist- von der Soll-Einspeisung über ein gutes Management der benötigten Ausgleichenergie, z. B. am ‚Intraday‘-Markt oder durch Erschließung von Ausgleichseffekten in einem möglichst großen und heterogenen Vermarktungsportfolio (Reeg et al. 2013).

Zusätzliche Erlöse können dann erzielt werden, wenn mit einer Anlage im Monat mehr Erlöst werden kann als der Durchschnitt aller Anlagen der Technologieklasse am ‚Day-ahead‘-Spotmarkt (siehe Abbildung 3-9 d)). Der Anlagenbetreiber erhält dann eine höhere Förderzahlung als durch den individuellen bzw. anlagenspezifischen Marktwert gerechtfertigt wäre. Umgekehrt verhält es sich, wenn weniger als der durchschnittliche Marktwert (MV) Erlöst wird (siehe Abbildung 3-9 c)). Die variable Marktprämie soll damit einen Anreiz setzen, den eigenen EE-Strom möglichst hochwertig zu veräußern – z. B. indem die Einspeisung an den Preissignalen der Strombörse ausgerichtet wird. Bei neuen FEE-Anlagen könnte das bspw. durch eine andere Anlagenauslegung erreicht werden, sodass die jeweiligen Anlagen mit einem anderen als dem durchschnittlichen Profil einspeisen (z. B. mit Schwachwindanlagen oder einer Ost-West Ausrichtung bei PV-Anlagen). Durch den Wegfall des Doppelvermarktungsverbots bei der Direktvermarktung können Anlagenbetreiber zusätzliche Erlöse erzielen, wenn sie die Voraussetzungen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt erfüllen und dort Reserverleistungsgebote für positive oder negative Regelenergie bereitstellen.

Bei negativen Börsenpreisen würden EE-Anlagen im Vergleich zum FiT System auch früher marktgetrieben abgeregelt, da es bei der variablen Marktprämie MP_{var} betriebswirtschaftlich rational ist, die Anlage abzuregeln, wenn der Betrag des negativen Börsenpreises BP größer wird als die individuelle Förderzahlung durch die Marktprämie (Opportunitätskosten werden negativ). Dieser Betrag wird in der vorliegenden Arbeit als *instrumentenspezifische Opportunitätskosten der Abregelung* $OpC_{cur,SI}$ bezeichnet und berechnet sich bei der MP_{var} wie folgt:

$$OpC_{cur,MP_{var}}(BP, MP_{var}) = |BP| - MP_{var} \quad (3-3)$$

⁴⁸ Hierzu zählen bspw. die Prognose der EE-Einspeisung zur Gebotsabgabe und Fahrplanmeldung an der Börse oder das Management von Ausgleichsenergie (siehe auch Abschnitt 4.5.2).

Soll die fixe Marktprämie MP_{fix} genauso wie die variable Variante die $LCOE_{calc}$ über den Amortisationszeitraum der Investition decken, müssen über den Amortisationszeitraum entsprechende Erwartungswerte (EW) für die zukünftigen Rückflüsse der Investition gebildet werden. Die fixe Marktprämie wird nach folgender Formel bestimmt:

$$MP_{fix} = AW - EW \left(\frac{\sum_{t=1}^T MW_{rel,i}(t)}{T} \right) \times EW \left(\frac{\sum_{t=1}^T BP_{DA}(t)}{T} \right) \quad \text{mit: } AW \stackrel{def}{=} LCOE_{calc} \quad (3-4)$$

mit: $MW_{rel,i}(t)$ - relativer Marktwert einer EE-Technologieklasse zum Zeitpunkt t
 $BP_{DA}(t)$ - ‚Day-ahead‘-Börsenpreis zum Zeitpunkt t
 t - Zeitpunkt am Anfang eines jeden Monats
 T - Amortisationszeitraum

Bei der fixen Marktprämie wird die Prämienzahlung in €/MWh nicht wie bei der variablen Marktprämie monatlich an das durchschnittliche Börsenpreinsniveau angepasst, sondern zu Förderbeginn einmalig berechnet, indem die erwarteten durchschnittlichen Börsenerlöse über den Förderzeitraum vorab (ex ante) prognostiziert werden. Die fixe Marktprämie bestimmt sich dann als Differenz aus erwartetem Erlös und anzulegendem Wert und bleibt über den gesamten Förderzeitraum konstant⁴⁹ (siehe Abbildung 3-10 b) MP_{fix}). Die Gesamterlöse der Anlagenbetreiber hängen damit im Vergleich zur variablen Marktprämie noch stärker von den Börsenerlösen ab, da bei der Förderzahlung keine preisliche Anpassung mehr erfolgt. Die Förderkosten sind damit für den Regulierer bzw. die Endverbraucher besser planbar und zum Zeitpunkt der Investition bereits für die Förderdauer bekannt.

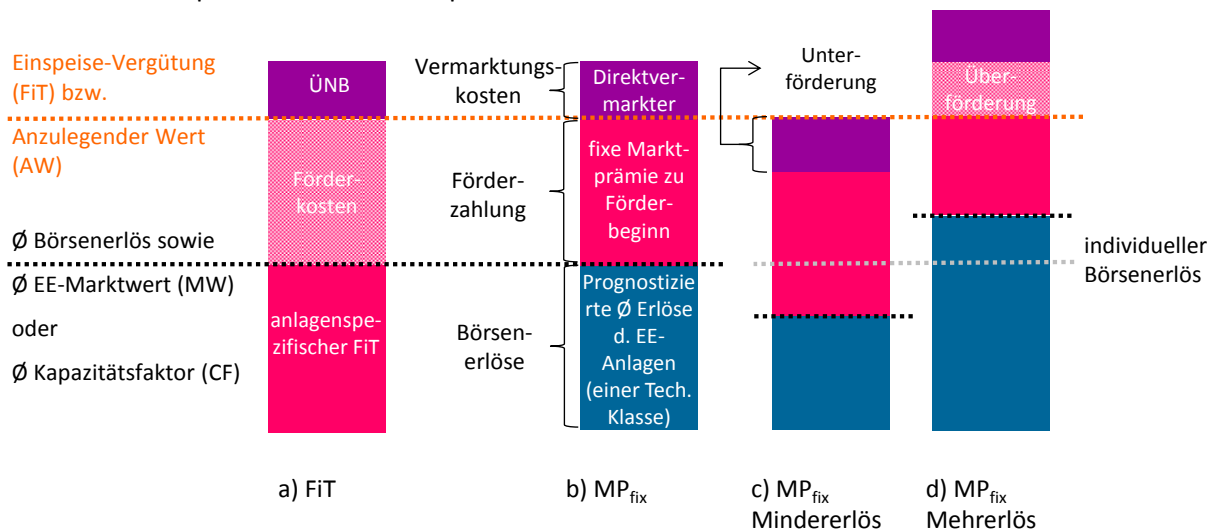


Abbildung 3-10: Funktionsweise einer fixen Prämie im Vergleich zur fixen Einspeisevergütung (FiT) (CP_{fix} Berechnung in €/MWh äquivalent zu MP_{fix} Berechnung in €/MWh)

Wegen der Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung der Börsenpreise über den Förderzeitraum kann dieses System beim Anlagebetreiber jedoch auch schnell zu einer Über- bzw. Unterförderung führen. Fallen die Börsenerlöse während der Lebensdauer der Anlagen durch fallende Börsenpreise niedriger aus als zu Förderbeginn antizipiert, kann eine Refinanzierungslücke als Differenz zum anzulegenden Wert entstehen (siehe Abbildung 3-10 c)). Steigt das Börsenpreinsniveau bzw. der Marktwert der EE stärker als zu Beginn der Förderung angenommen, erhält der Anlagenbetreiber höhere Erlöse als seine ursprünglichen Finanzierungskosten und Eigenkapitalrenditeerwartung rechtfertigen; eine Überförderung mit ineffizient hohen Vergütungssätzen wäre die Folge (siehe Abbildung 3-10 d)). Marktgetrieben abgeregelt wird die Anlage, sobald der Betrag des negativen Börsenpreises

⁴⁹ Es sind auch „Zwitter-Systeme“ der Marktprämie denkbar, bei denen die fixe MP zumindest jährlich auf der Basis eines Einjahres-Future-Kontraktes angepasst wird und somit halb gleitend, halb fix ist. In dieser Arbeit werden jedoch nur die „Extrem“-Varianten einer vollständig variablen oder fixen MP untersucht.

die Höhe der fixen Prämie überschreitet, also i. d. R. deutlich früher als bei der variablen Marktprämie:

$$OpC_{cur,MP_{fix}}(BP) = |BP| - MP_{fix} \quad (3-5)$$

3.5.2 Variable und fixe Kapazitätsprämie

Um möglichst sämtliche preisverzerrenden Effekte durch die EE-Förderung an der Börse zu vermeiden und die Anlagenbetreiber anzureizen, ihr Einspeiseverhalten ausschließlich an den Preissignalen der Börse auszurichten, kann die Förderung der EE auch über Kapazitätzahlungen (€/MW) erfolgen (Öko-Institut 2014). Eine Förderung mittels einer Marktprämie auf die produzierte Strommenge in €/MWh verändert die Opportunitätskosten für einen Verkauf und verzerrt die Reaktionen auf Strompreise (Bofinger 2013).

Bei einer Kapazitätsprämie CP erhält der Anlagenbetreiber neben den regulären Erlösen durch die Vermarktung des produzierten Stroms in €/MWh zusätzlich eine Förderzahlung für die installierte Leistungskapazität in €/MW. Damit werden die Rückflüsse unabhängiger von der produzierten Strommenge und es besteht nicht mehr allein der Anreiz, so viel wie möglich zu produzieren, sondern den Strom möglichst hochwertig zu vermarkten, also die Einspeisung des Stroms an den Preissignalen der Börse auszurichten. Wie hoch dieser Anreiz ist, hängt jedoch davon ab, wie hoch der Anteil der Vermarktungserlöse an den Vollkosten der Investition ist: je höher der Anteil der Kapazitätzahlung zur Deckung der Vollkosten, desto geringer der Anreiz, die Stromproduktion an den Preissignalen auszurichten und umgekehrt. Gleichzeitig reduziert sich jedoch auch der Anreiz, möglichst qualitativ hochwertige Anlagen zu errichten, da die CP auch ausgezahlt wird, wenn die Anlage nicht einspeist.

Markgetrieben abgeregelt würde die EE-Anlage bei einer Kapazitätsprämie rationaler Weise zu dem Zeitpunkt, bei dem der Börsenpreis die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung unterschreitet. Bei den FEE entsprechen diese Opportunitätskosten der Abregelung OpC_{cur} den variablen Betriebskosten $O\&M_{var}$:

$$OpC_{cur,CP_{fix\&var}} = O\&M_{var} \quad (3-6)$$

Sie sind also wesentlich niedriger als bei einer variablen oder fixen Marktprämie. Der Unterschied zwischen variabler und fixer Kapazitätsprämie wirkt sich analog zum Unterschied zwischen variabler und fixer Marktprämie aus. Geht man bei der Bestimmung der Höhe der Kapazitätsprämien davon aus, dass über den Förderzeitraum das gleiche Fördervolumen ausgeschüttet werden soll wie bei der Marktprämie, so müssen die erwarteten Gesamterlöse GE für den Investor bei beiden Instrumenten gleich sein:

$$\sum_{t=1}^T GE(CP_{var}(t)) := \sum_{t=1}^T GE(MP_{var}(t)) \quad (3-7)$$

Bei der Kapazitätsprämie wird die Förderzahlung jedoch auf die installierte Leistung P_{inst} bezogen, mit der die entsprechende Strommenge produziert wurde. Somit ergibt sich für die variable Kapazitätsprämie CP_{var} zu jedem Zeitpunkt T eines Auszahlungsintervalls:

$$CP_{var,T} = \sum_{t=1}^T GE(MP_{var}(t)) / P_{inst,T} \quad (3-8)$$

Zur Bestimmung der fixen Kapazitätsprämie CP_{fix} muss analog zur Bestimmung der fixen Marktprämie (siehe Formel (3-3)) mit Erwartungswerten über die zukünftigen Erlöse bzw. Marktwerte und Börsenpreise gerechnet werden:

$$CP_{fix} = EW \left(\sum_{t=1}^T GE(MP_{fix}(t)) \right) / P_{inst,T} \quad (3-9)$$

Mit den Formeln (3-6) bis (3-9) lassen sich für die Parametrisierung der Simulationsläufe in Kapitel 5 die Förderprämiensätze der verschiedenen Instrumente bestimmen. Im folgenden Abschnitt wird abschließend kurz auf den Unterschied bei der Bestimmung der Förderhöhen durch den Regulierer bzw. einen wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren eingegangen.

3.5.3 Bestimmung der Förderhöhe – administrativ vs. wettbewerblich

Im Zuge der Diskussion über die weitere Marktintegration der EE wurde von verschiedenen Akteuren immer wieder gefordert, die Höhe der Förderzahlungen nicht mehr administrativ durch den Regulierer, sondern über einen wettbewerblichen Prozess, z. B. durch ein Ausschreibungsmodell (ASM), zu bestimmen. Diese Forderung wurde maßgeblich von der *Generaldirektion Wettbewerb* der EU-Kommission durchgesetzt, die mit den neuen Beihilfe-Richtlinien „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen“ die Konformität zukünftiger nationaler EE-Förderregime mit dem EU-Wettbewerbsrecht und dem EU-Energiebinnenmarkt festschreibt (EU-Kommission 2014). Die Regelungen, die in der Zeit von 2014-2020 gelten, legen fest, dass ein EE-Förderinstrument im Strombereich nur dann rechtskonform mit dem EU-Binnenmarkt ist, wenn die Förderhöhen über ein wettbewerbliches Bieterverfahren bestimmt werden⁵⁰. Zentral ist dabei die Begrenzung des Förderbudgets, sodass zukünftig nicht mehr alle potenziellen Investoren Förderzahlungen erhalten können.

Bei gegebenen gesetzlichen Ausbauzielen der EE handelt es sich beim EE-Markt um ein sog. Monopson: einen Markt mit vielen Anbietern und nur einem Nachfrager. In diesem Fall ist der Staat alleiniger Nachfrager nach EE-Kapazität (Bofinger 2013). Der Staat oder Regulierer hat jedoch nur unsichere oder gar unzureichende Informationen über die Höhe und den Verlauf der Angebotskurve – den LCOE der Investoren in EE-Anlagen. Somit kann es für den Regulierer schwierig sein, einen effizienten FIT zu bestimmen, bei dem eine Über- oder Unterförderung vermieden wird. Liegt der FIT über dem anzulegenden Wert, wird ggf. schneller mehr EE-Kapazität installiert, als bei einem effizienten FIT entsprechend der Ausbauziele gerechtfertigt wäre. Eine ggf. unverhältnismäßig hohe Belastung der Endverbraucher wäre die Folge. Real wurde dieses Problem beim „PV-Boom“ in den Jahren 2010-2013 in Deutschland. Daraufhin wurde über den „atmenden Deckel“ eine dynamische Anpassung der Degressionssätze der FITs in Abhängigkeit der Ausbaumenge der vergangenen zwölf Monate eingeführt. Aber auch die Bestimmung eines zu niedrigen FIT wäre im Sinne einer Verfehlung des Ausbauziels ineffizient, da somit nicht genug Investitionen angereizt würden.

Die Probleme einer reinen administrativen Preissteuerung für den EE-Ausbau können theoretisch durch eine Ausschreibung zur Bestimmung der Förderhöhe behoben werden. Dafür werden vom Regulierer in regelmäßigen Abständen Auktionen für die anvisierte EE-Ausbaumenge durchgeführt. Die potenziellen Investoren stehen dann durch die Abgabe von Geboten über die Förderhöhe in einem Wettbewerb um die zu errichtenden EE-Kapazitäten. Die Anbieter können bei den Auktionen Gebote abgeben, zu welchem Preis sie bereit sind, eine bestimmte Menge an EE-Kapazitäten zu installieren. Die Anbieter mit den niedrigsten Geboten zur Erreichung der Ausbaumenge erhalten dann den Zuschlag zum Bau der Anlagen. Theoretisch wird somit die gewünschte EE-Kapazität zu den niedrigsten Kosten zugebaut (Bofinger 2013). Neben der reinen Preissteuerung des Ausbaus über fixe

⁵⁰ Um kleine Wettbewerber nicht im Ausschreibungsprozess zu diskriminieren, wurde den EU-Mitgliedsstaaten freigestellt von einer De-Minis Regelung Gebrauch zu machen und alle EE-Projekte < 10 MW von der Pflicht zur Teilnahme am ASM zu befreien. Das zuständige Referat des BMWi hat im EEG-Reformprozess 2017 jedoch nur eine Ausnahmeregelung für Projekte kleiner 1 MW zugelassen.

oder variable Prämien wurde im Rahmen der EEG-Reform deshalb als zusätzliches Element über ein Ausschreibungsmodell diskutiert, um die Ausbaumenge besser steuern zu können. Ein Ausschreibungsverfahren wurde im EEG 2014 testweise eingeführt, und zwar für das Segment der PV-Freiflächenanlagen, und soll ab dem Jahr 2017 für alle Wind-, PV- und Biomasseanlagen > 500 kW gelten.

3.6 Qualitative Analyse und Bewertung der EE-Förderinstrumente zur Marktintegration

Neben der qualitativen Bewertung möglicher Entwicklungsoptionen müssen für die quantitativen Simulationsanalysen im Kapitel 5 auch die zur Diskussion stehenden Förder- bzw. Finanzierungsinstrumente vorab hinsichtlich ihres Risikopotenzials für Investoren qualitativ analysiert und bewertet werden. In Kombination mit dem Input aus den semi-strukturierten Experteninterviews (siehe Abschnitt 4.2.3) können die im folgenden Abschnitt gewonnenen Erkenntnisse über die Risikoprofile der Instrumente für die späteren Simulationsläufe in entsprechende Risikofaktoren übersetzt werden. Im Folgenden wird zunächst die Methodik des speziell hierfür entwickelten konzeptionellen RESMIP-Schemas⁵¹ vorgestellt (Abschnitt 3.6.1). Es dient der Beschreibung und Risikobewertung verschiedener EE-Förderinstrumente hinsichtlich ihres Einflusses auf das Investitionsverhalten und die Betriebsführung von EE-Investoren bzw. -Anlagenbetreibern. Im Anschluss erfolgt die qualitative Bewertung der diskutierten Instrumente (siehe Abschnitt 3.6.2).

3.6.1 Das RESMIP-Schema zur Wirkung und Risikobewertung von EE-Förderinstrumenten

Das RESMIP-Bewertungsschema wurde von Elkadragy (2014)⁵² entwickelt und in einer vereinfachten Wind- sowie PV-Projektfallstudie angewendet. Um die grundsätzliche Wirkung eines Instruments auf das Investitions- und Betriebsverhalten der betroffenen Akteure beurteilen zu können, wird zunächst identifiziert, auf welche Parameter im Investitions- und Betriebsführungsprozess ein energiepolitisches Instrument im liberalisierten Strommarktumfeld Einfluss hat. Wie Abbildung 2-4 in Abschnitt 2.3.1 gezeigt hat, gibt es sowohl bei der Investitionstätigkeit als auch bei der Betriebsführung einer Anlage vielfältige Risiken und Unsicherheiten, die den wirtschaftlichen Erfolg einer Investition beeinflussen. In dieser Arbeit und dem entwickelten AMIRIS-Modell können nicht alle denkbaren Einflussparameter modelltechnisch abgebildet und analysiert werden. Der Analysefokus des angewendeten RESMIP-Schemas liegt entsprechend der **Zielsetzung der vorliegenden Arbeit auf den gesellschaftspolitisch beeinflussten Preis- und Mengenrisiken und ihren Auswirkungen auf die Finanzierungsrisiken** (siehe Abbildung 3-11).

Die technischen Risiken werden in der vorliegenden Arbeit nicht weiter betrachtet, da seit der Einführung des geförderten FEE-Ausbaus in Deutschland vor gut 25 (StromEG) bzw. 15 Jahren (EEG), viele Erfahrungen zur EE-Anlagentechnik gesammelt werden konnten. Dass die **technischen Risiken auf der Einnahmeseite** und die damit assoziierten Unsicherheiten über die Lebensdauer, die Prognosegüte der Ressourcenverfügbarkeit oder die technische Anlagenverfügbarkeit in Zukunft nur noch eine untergeordnete Rolle spielen werden, hat sich außerdem in den Experteninterviews bestätigt (vgl. Abschnitt 4.2.3). Auch ausgabeseitig konnten inzwischen einige Erfahrungen hinsichtlich der Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten gesammelt werden. Zusätzlich spielen bei den relativ kleinen FEE-Anlagen die Rückbaukosten im Vergleich zu konventionellen Dampfkraftwerken (Kernkraft, Braun- und Steinkohle) nur eine untergeordnete Rolle.

Bei den **ausgabeseitigen Marktrisiken** profitieren die FEE davon, dass sie keinen Unsicherheiten hinsichtlich der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise unterliegen und diese Aspekte in der weiteren

⁵¹ RESMIP steht für „RES-E Support Mechanisms Implications on Investment and Plant Operation“.

⁵² Die Abschlussarbeit von Elkadragy (2014) wurde vom Autor betreut.

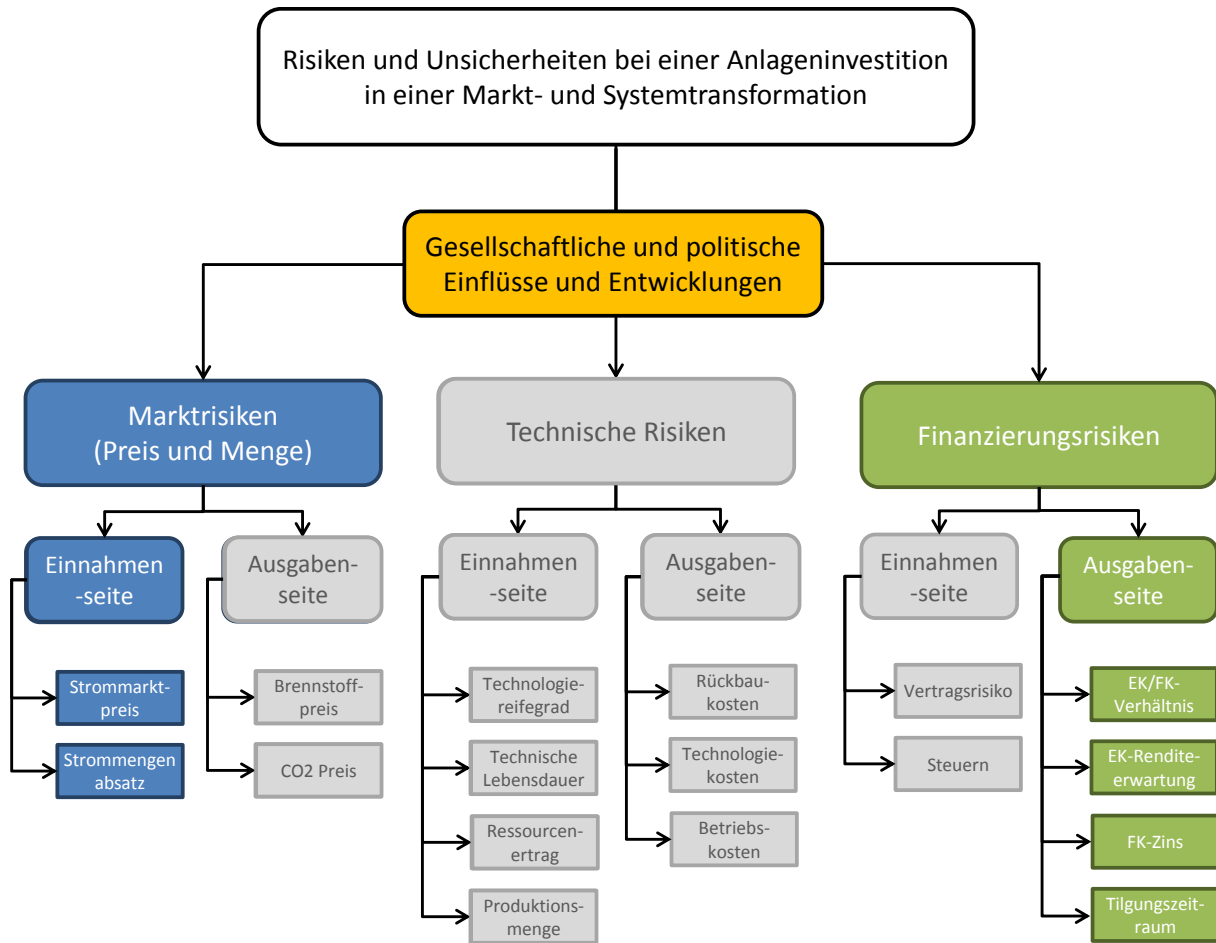


Abbildung 3-11: Analysefokus der Einflussparameter bei Investitionen in FEE-Anlagen [eigene und erweiterte Darstellung nach (Elkadragy 2014; Fagiani et al. 2013; Gross et al. 2010)]

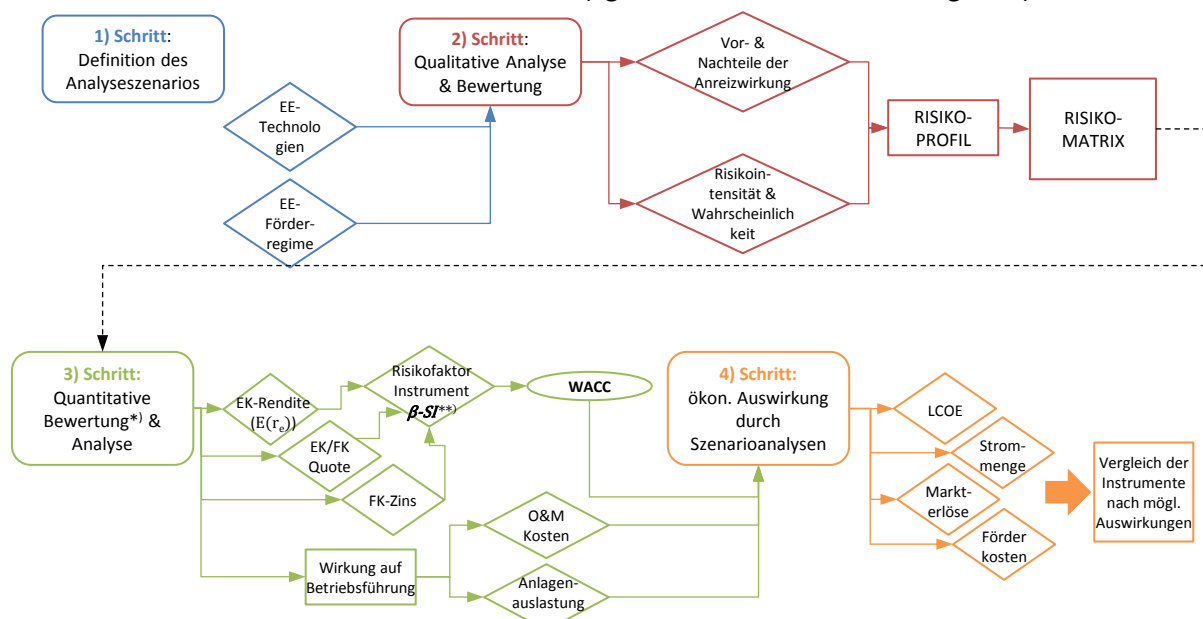
Analyse nicht berücksichtigt werden müssen. Unsicherheiten über die Entwicklung von Zertifikatspreisen wären nur von Relevanz, wenn die EE-Förderung über ein Quotenmodell mit handelbaren RES-Zertifikaten erfolgte. Dass ein solches Fördersystem mit erheblichen Risiken für Investoren und Betreiber einhergeht, konnte bereits mehrfach sowohl konzeptionell als auch empirisch gezeigt werden (Butler & Neuhoff 2008; Klessmann et al. 2008; Lipp 2007; Mitchell et al. 2006).

Die **einnahmeseitigen Marktrisiken** werden sowohl bei den konventionellen Kraftwerken als auch bei EE-Anlagen maßgeblich von der Unsicherheit über die Entwicklung der zukünftigen Stromgroßhandelspreise sowie der zu diesen Preisen absetzbaren Strommengen bestimmt. In Abschnitt 2.3.1 wurde bereits gezeigt, dass die FEE im Vergleich zu Technologien mit speicherbaren Energieträgern selbst in einem ‚Level-Playing-Field‘ in der Energiewirtschaft sowohl beim Preis- als auch beim Mengenrisiko größeren Unsicherheiten und damit Investitionsrisiken ausgesetzt sind. Neben der generellen Unsicherheit über die Entwicklung der Strommarktpreise, die u. a. durch die dynamische Entwicklung der Zusammensetzung des Kraftwerksparks und der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen beeinflusst werden, sind die FEE zusätzlichen Risiken ausgesetzt – so z. B. bei der Entwicklung der Marktwerte, vor allem aber über die absetzbaren Strommengen. Generelle Mengenrisiken ergeben sich aus der regulatorischen Unsicherheit (z. B. über den Netzzugang), neuen Wettbewerbern mit technologischem Vorsprung, dem ökonomischen Dispatch beim Grenzkostenwettbewerb, bei einer unerwarteten Absenkung der Stromnachfrage (z. B. durch Effizienzsteigerungen) sowie aus der Entwicklung zukünftiger Stromim- und -exporte.

Bei den **Finanzierungsrisiken** haben energiepolitische Förder- bzw. Finanzierungsinstrumente vor allem einen starken Einfluss auf der Kostenseite, während einnahmeseitig vor allem allgemeine Vertragsrisiken zwischen den Kontrahenten oder finanzpolitische Regulierungen eine Rolle spielen. Letztere werden in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. Die mögliche Entwicklung der zukünftig relevantesten ein- und ausgabeseitigen Einflussparameter im deutschen Marktsystem wurde in den durchgeführten Experteninterviews empirisch erhoben (vgl. Abschnitt 4.2.3).

Abbildung 3-12 zeigt das RESMIP-Bewertungsschema zur Beurteilung der Wirkung der EE-Förderinstrumenten auf die Investition und den Betrieb von EE-Anlagen. Für die im nächsten Abschnitt vorgenommene qualitative Bewertung der Instrumente wird nur der qualitative Analyseteil des RESMIP-Schemas verwendet (1) & 2) Schritt in Abbildung 3-12). Die **quantitative Analyse des Einflusses der Instrumente erfolgt simulationsgestützt erst in Kapitel 5 mit Hilfe des AMIRIS-Modells**. Mit dem entwickelten agentenbasierten Modell wird das gesamte Stromvermarktungssystem dynamisch über einen Zeitraum von 20 Jahren simuliert, sodass Aussagen sowohl über die Rückflüsse einer Investition als auch über die Entwicklung der Börsenpreise und Marktwerte und damit über die assoziierten Förderkosten möglich sind.

Die Definition des Analyseszenarios aus dem ersten Schritt des RESMIP-Schemas wurde mit der Festlegung der Zielsetzung der vorliegenden Arbeit bereits vollzogen (vgl. Kapitel 1): Das Modell wird für die variable und fixe Markt- und Kapazitätsprämie in Bezug auf die Investitionsbedingungen für Wind- und PV-Anlagen in Deutschland für den Analysehorizont von 2015-2035 angewendet. Die qualitative Analyse und Bewertung erfolgt als zweiter Schritt im folgenden Abschnitt. Zusammen mit den Ergebnissen aus den Experteninterviews (vgl. Abschnitt 4.2.3) werden als **zentrales Ergebnis dieses Abschnitts die finanzmathematischen Berechnungsparameter der Agenten sowie die Risikofaktoren β -SI** der diskutierten Förderinstrumente bestimmt (vgl. auch Abbildung 3-12). Ergebnis des dritten Schritts ist somit die Berechnung der akteurs- und förderinstrumentenspezifischen Kapitalkosten (WACC). Diese haben neben den Anreizen auf die Betriebsführung in Abhängigkeit der Förderinstrumente über die modellendogene Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE) wiederum Einfluss auf die Investitionskosten und damit auch auf die EE-Ausbauynamik. Gleichzeitig wirken sich die WACC direkt auf die Höhe der Förderkosten aus (vgl. vierter Schritt in Abbildung 3-12). Der dritte und



*) Neben der Bewertung aus der Risikomatrix, fließen in die weitere quantitative Bewertung auch die Ergebnisse aus den Experteninterviews ein (vgl. Abschnitt 4.2.3).

**) Der β -SI-Faktor hat später bei den Simulationsberechnungen der Anlagenbetreiber-Agenten für ihre kalkulatorischen LCOE einen entscheidenden Einfluss auf die agentenspezifischen WACC (vgl. Abschnitt 4.5.1). Er leitet sich einerseits aus den Angaben der Experten aus den Interviews ab und andererseits aus der eigenen qualitativen Bewertung der Risikomatrix aus Schritt 2).

Abbildung 3-12: Ablaufschema des RESMIP Modells [eigene und erweiterte Darstellung nach (Elkadragy 2014)]

vierte Schritt wird, wie bereits erwähnt, erst in Kapitel 5 durch die Simulation verschiedener Szenario-Varianten durchlaufen.

3.6.2 Qualitative Bewertung der Markt- und Kapazitätsprämienmodelle

Die qualitative Analyse und Bewertung erfolgt entsprechend dem RESMIP-Schema zunächst durch eine Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der untersuchten Instrumente. Hierfür wurden die Bewertungsaspekte aus (Elkadragy 2014) teilweise übernommen und, eigenen Überlegungen und Einschätzungen folgend, überarbeitet und ergänzt.

Eine Darstellung der Vor- und Nachteile der Instrumente erfolgt in Tabelle 3-1 und Tabelle 3-2. Zu berücksichtigen ist, dass die Aspekte zur Beurteilung der Instrumente teilweise aufeinander aufbauen und sich damit aufeinander beziehen. Die mit (*) gekennzeichneten Punkte können je nach Investor- oder Regulierer-Perspektive auch jeweils umgekehrt bewertet werden.

Tabelle 3-1: Darstellung der Vor- und Nachteile des variablen Marktprämienmodells (MPM) hinsichtlich ihrer Anreizwirkung zur Marktintegration der FEE im Vergleich zu einem FIT System

	Vorteile	Nachteile
Feed-in Tariff (FIT)	1. Reduziert durch garantierte Abnahmepreise die Preisrisiken und fördert damit die Schaffung innovativer Marktnischen für neu, marktferne Technologien.	1. Die Berechnung angemessener technologie- und standortspezifischer FITs ist für den Regulierer durch Informationsasymmetrien extrem herausfordernd.
	2. In Verbindung mit einem vorrangigen Netzanschluss, sowie Investitionsbestandschutz, unterliegen Investoren kaum regulatorischer bzw. politischer Unsicherheit.	2. Im Betriebsführungsverhalten gibt es für Anlagenbetreiber keine Anreize auf Marktpreise und Extremergebnisse zu reagieren.
	3. Absicherung neuer Technologien in schwieriger Übergangsphase der Markteinführung, wenn diese die F&E- Phase schon verlassen, aber noch keine Marktreife erreicht haben.	3. Eine zu frühe Förderung mit unverhältnismäßig hohen Vergütungen birgt die Gefahr von hohen Kostenrisiken für den Steuerzahler bzw. Endverbraucher.
	4. Die Risikowälzung erfolgt vom Investor zum Endverbraucher und garantiert darüber eine hohe Diversifikation der Risiken. ^(*)	4. Die Risikowälzung erfolgt vom Investor zum Endverbraucher und vernachlässigt damit adäquate Bonitätsprüfungen der Investoren im freien Markt. ^(*)
variables. Marktprämienmodell (MPM_{var})	1. Unterstützt die Marktintegration der EE im weiteren Sinn und exponiert die Anlagenbetreiber mit (indirekten) Preissignalen bei der Betriebsführung.	1. Setzt erstmal nur schwache Anreize zur Abregulierung von EE-Anlagen, da i. d. R. erst bei stark negativen Preisen abgeregelt wird. ^(*)
	2. Kann die statische Effizienz des KW-Dispatchs verbessern, indem Anreize an EE-Anlagenbetreiber gesendet werden, die Wartung und Instandhaltung in Zeiten niedriger Nachfrage zu verlagern.	2. Birgt leicht höhere Risiken über zukünftige Cashflows, da durch die bilateralen Vermarktungsverträge das Kontrahentenrisiko hinzukommt.
	3. Schafft einen Anreiz, EE-Anlagen bei stark negativen Preisen und damit bei einem potenziellen Stromüberangebot, abzuregeln (Betrag des negativen Marktpreises muss größer sein als die anlagenspezifische Vergütung durch die MP).	3. Wahrscheinlich unzureichende Anreize, um wirklich grundlegende neue Investitionen in die Flexibilisierung der Anlagen zu tätigen.
	4. Kann zur Systemintegration der EE beitragen, indem diese angereizt werden, sich in der Stromproduktion stärker am aktuellen Bedarf zu orientieren und somit zum ständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage beizutragen.	4. Vermag nicht in der derzeitigen Ausgestaltung zur Reduzierung von Netzengpässen beizutragen, da die MP (bisher) keine regionale Differenzierung vorsieht.
	5. Die Vermarktungskosten, sowie Teile der Integrationskosten, werden vom Netzbetreiber auf die Anlagenbetreiber überführt und setzen damit Anreize zum verbesserten Profilservice und der Fahrplanteue.	5. In ihrer derzeitigen Ausgestaltung in D birgt die variable MP die Gefahr hoher Mitnahmeeffekte bei einzelnen Anlagenbetreibern.
	6. Schafft einen Anreiz, die Ist-Produktionsdaten und die Fernsteuerung der Anlagen umzusetzen.	6. Die Anreizwirkung zur bedarfsorientierten Einspeisung von Wind- und PV-Strom bleibt zweifelhaft, da die FEE vom meteorologischen Aufkommen der Ressource abhängig sind.

	Vorteile	Nachteile
	7. Preisrisiken werden weiterhin über einen Umlagemechanismus sozialisiert und die Investitionssicherheit für EE-Anlagen wird aufrecht gehalten.	7. Kann die Transformation im konventionellen Kraftwerkspark behindern (dynamische Effizienz), da sie den Flexibilisierungsdruck bei anderen Marktteilnehmern reduziert.

Tabelle 3-2: Darstellung der Vor- und Nachteile des fixen Markt- sowie variablen und fixen Kapazitätsprämienmodells hinsichtlich ihrer Anreizwirkung zur verstärkten Marktintegration der FEE

	Vorteile	Nachteile
fixes Marktprämienmodell (MP_{fix})	1. Überträgt zusätzliche Marktrisiken auf den Investor, der für die Investitionsentscheidung die langfristigen Markt- und Preisentwicklungen abschätzen muss. ^(*)	1. Die nötige langfristige Vorhersage der Börsenpreise zur Bestimmung einer effizienten Höhe der fixen Prämie ist sowohl für Investoren, als auch den Regulierer eine herausfordernde Aufgabe, die mit hoher Unsicherheit verbunden ist.
	2. Die vordefinierte Festlegung der Vergütungshöhe, im Vergleich zur MP _{var} , erhöht auch die Planbarkeit der Förderkosten für den Endverbraucher; z. B. kann damit auch das Gesamtfördervolumen an ein fixes Förderbudget gekoppelt werden.	2. Hohes Risiko einer Über- und Unterförderung von Technologien, wenn die Marktprämie über die gesamte Förderdauer konstant bleibt.
	3. Erhöht den Anreiz für Anlagenbetreiber, sich mit Marktprozessen auseinanderzusetzen und auch die Entwicklung der Nachfrage abzuschätzen.	3. Je nach Ausgestaltung müssen EE-Anlagenbetreiber/-Investoren mit deutlich höheren Mengenrisiken umgehen, was die Kapitalkosten erhöhen kann.
	4. Kann bei entsprechender Ausgestaltung, genauso wie bei der MP _{var} , Anreize zur Erfassung der Ist-Einspeisung und der Fernsteuerung der Anlagen entfalten.	4. Kann die Transformation des konv. Kraftwerkspark behindern (dynamische Effizienz), da sie den Flexibilisierungsdruck auf andere Marktteilnehmern reduziert.
	5. Kann (theoretisch), im Vergleich zu MP _{var} zu einer höheren statischen Effizienz beim Kraftwerksdispatch führen, da EE-Anlagen früher abgeregelt werden. ^(*)	5. In der Realität nur leichte Effizienzsteigerung beim Dispatch, im Vergleich zur MP _{var} , da auch erst abgeregelt wird, wenn der negative Marktpreis im Betrag größer als die MP _{fix} -Vergütung ist. ^(*)
variables. Kapazitätsprämienmodell (CPM_{var})	1. Anlagenbetreiber werden unverzerrt den Strommarktpreissignalen beim Betriebsführungsverhalten ausgesetzt. ^(*)	1. Ohne die Anforderung technischer Standards steigt der Anreiz, technisch minderwertige Anlagen zu installieren, da unabh. von der produzierten Strommenge primär die installierte Kapazität vergütet wird.
	2. Die Vergütung zur Refinanzierung der Investitionsvollkosten wird über zwei Zahlungsströme differenziert.	2. EE-Anlagen werden marktgetrieben häufiger abgeregelt, sodass ggf. die vom Investor anvisierten EE-Stromerlöse nicht erreicht werden.
	3. Kann für Standorte mit hohen, mittleren und niedrigen Volllaststunden ausdifferenziert werden und somit unterschiedlich hohe Anteile zur Vollkostenrefinanzierung über die verkaufte Strommenge haben.	3. Die Höhe der CP-Vergütung muss in Abhängigkeit der erwarteten Stromvermarktungserlöse getroffen werden, was durch die Standortabhängigkeit eine Herausforderung sowohl für Investoren, als auch für den Regulierer darstellt.
	4. Reduziert das Erlösrisiko einer hohen Marktpreisvolatilität, da auch die installierte Kapazität vergütet wird.	4. Kann zu unnötig hohen Strommarktpreisen führen, falls EE-Anlagen, die schon installiert sind, aufgrund technischer Mängel dem System nicht zur Verfügung stehen.
fixes Kapazitätsprämienmodell (CPM_{fix})	1. Anlagenbetreiber werden unverzerrt den Strommarktpreissignalen beim Betriebsführungsverhalten ausgesetzt. ^(*)	1. Ohne die Anforderung techn. Standards steigt der Anreiz, minderwertige Anlagen zu installieren, da unabh. von der produzierten Strommenge auch die installierte Kapazität vergütet wird.
	2. Die Vergütung zur Refinanzierung der Investitionsvollkosten wird über zwei Zahlungsströme differenziert.	2. EE-Anlagen werden marktgetrieben häufiger abgeregelt, sodass ggf. die vom Investor anvisierten EE-Stromerlöse nicht erreicht werden.
	1. Die vordefinierte Festlegung der Vergütungshöhe, im Vergleich zur variablen CP, erhöht auch die Planbarkeit der Förderkosten für den Endverbraucher; z. B. kann damit auch das Gesamtfördervolumen an ein fixes Budget gekoppelt werden.	3. Die Festlegung der Höhe der CP muss in Abhängigkeit der langfristig zu erwarteten Vermarktungserlöse getroffen werden, was eine enorme Herausforderung für Investoren und Regulierer darstellt und mit hoher Unsicherheit verbunden ist.

	Vorteile	Nachteile
	5. Kann (theoretisch) zu einer noch höheren statischen Effizienz beim konventionellen Kraftwerksdispatch führen, da EE-Anlagen früher abgeregelt werden. ^(*)	4. Birgt ein enorm hohes Risiko einer Über- und Unterförderung von Technologien, wenn die CP über die gesamte Förderdauer konstant bleibt, da die FEE-Marktwerte und damit Stromerlöse auch in Abhängigkeit der Börsenstrompreise schwanken.

Letztendlich lassen sich die Vor- und Nachteile eines Instruments und hinsichtlich Anreizwirkung bzw. Risikobeeinflussung erst beurteilen, wenn durch die Parametrisierung des Instruments auch die genaue Prämienhöhe und Zahlungsmodalitäten bekannt sind. Die vorstehende Auflistung ist deshalb als allgemeine Beurteilung zu verstehen, die in gesonderten Fällen ggf. auch abweichend ausfallen kann. Erst bei der simulationsgestützten quantitativen Untersuchung und Bewertung der Instrumente wird der Einfluss auf das Finanzierungsrisiko durch eine unterschiedliche Parametrisierung der Instrumente (Förderhöhe und -dauer, Risikofaktor β -SI) modelltechnisch analysierbar.

Nach der Darstellung der Anreizwirkung mit ihren Vor- und Nachteilen wird im Folgenden eine Wirkungsanalyse hinsichtlich des Einflusses auf das Investitionsrisiko durchgeführt. Das Risikoprofil ergibt sich dabei aus dem Produkt der **einnahmeseitigen Risikointensität**⁵³ (RI), sowie der Einschätzung der dazugehörigen **Eintrittswahrscheinlichkeit** (EW) des jeweiligen Bewertungskriteriums.

$$\text{Risikoprofil} = f(\text{Risikointensität} \times \text{Eintrittswahrscheinlichkeit}) \quad (3-10)$$

Hierbei erfolgt die Einschätzung der Risikointensität und der Wahrscheinlichkeit auf einer Ordinalskala von Eins bis Fünf, wobei eine Eins für eine niedrige und eine Fünf für eine sehr hohe Intensität bzw. Wahrscheinlichkeit steht. Der zweidimensionale Ergebnisraum wird anschließend mit Hilfe einer Risikomatrix dargestellt, die das Risikoprofil des Instruments in ein leichtes (L), mittleres (M) und hohes Risiko (H) unterteilt (siehe Tabelle 3-3).

Für eine übersichtlichere Darstellung wird das sich ergebende Risikoprofil der Instrumente in Abbildung 3-13 nochmal zweidimensional in Form einer Risikomatrix dargestellt. Es lässt sich zunächst festhalten, dass sich die Risikoprofile der untersuchten Instrumente alle als dünnere respektive breitere oval-förmige Flächen über alle drei Risikoklassen erstrecken und in bestimmten Risikogebieten sogar teilweise Überdeckungen aufweisen. Dabei weist die variable Marktprämie überwiegend niedrige und die fixe Marktprämie überwiegend mittlere Risiken auf. Die variable Kapazitätsprämie birgt ein teils mittleres, teils hohes Risiko und die fixe Kapazitätsprämie überwiegend hohe Risiken für Investoren und Betreiber.

Das Risikoprofil in der Matrix-Darstellung soll nochmals den Interpretationsspielraum bei der Bewertung verdeutlichen, der sich sowohl durch die immer auch subjektive Einschätzung als auch durch die Unschärfe der Information ergibt. Alle Prämienmodelle lassen letztendlich einen gewissen Spielraum bei der Definition zur Berechnung der Prämienhöhe und konkreten Ausgestaltung. Außerdem lässt sich der Lernprozess der Akteure über die Zeit beim Umgang mit den Risiken nur schwer abschätzen. So wurde bspw. bei der Einführung der MP_{var} im Januar 2012 zusätzlich zur Marktprämienzahlung im engeren Sinne zur Kompensation der mit der Direktvermarktung entstehenden Profilservicekosten eine Managementprämie ausgezahlt. Sie betrug für die FEE-Direktvermarktung anfänglich 12 €/MWh und sollte nach Lernerfolgen der Akteure ursprünglich bis 2015 schrittweise auf 7 €/MWh abgesenkt werden (EEG 2012). Jedoch bereits sechs Monate nach Inkrafttreten des EEG 2012 wurde eine Absenkung dieser Kompensationszahlung zum 1. Januar 2013 beschlossen. Auch wurde die Prämie nach dem Jahreswechsel differenziert nach fern- und nicht-fernsteuerbaren Anlagen ausgezahlt, um die

⁵³ Die Risikointensität bringt zum Ausdruck, wie stark die (negativen) finanziellen Auswirkungen auf den Investor bei der Realisierung eines Risikos sind bzw. sein könnten.

Tabelle 3-3: Bewertung der Instrumente und Ableitung der Risikoprofile

	Einflussphäre		Bewertung des Risikoeinflusses	RI	EW	Risiko- profil
FIT (Referenz)	Preisrisiko	BP-Volatilität	1) Kein Risiko, da FIT vom Börsenpreisen (BP) isoliert ist	-	-	L
		MW & BP-Entwicklung	2) Kein Risiko, da Verlust des Marktwert (MW) ausgeglichen wird	-	-	L
		Varianz der Vergütung	3) Kein Risiko, da garantierte Auszahlung über 20 Jahre mit monatlichen Abschlägen und Überwälzung der Profilservicekosten	-	-	L
	Mengenrisiko	Abregelung	4) kein (marktgetriebenes) Risiko, da Einspeisung/Abnahme durch ÜNB garantiert	-	-	L
MPM_{var}	Preisrisiko	BP-Volatilität	1) geringes Risiko, da BP-Volatilität größtenteils ausgeglichen wird	1	1	L
		MW & BP-Entwicklung	2) Risiko bei Fördereinnahmen, wenn mit Anlage ein schlechterer als der Ø MW erzielt wird; langfr. Refinanzierungsrisiko wird jedoch ex post ausgeglichen	2	2	L
		Varianz d. Vergütung	3) Risiko nur durch Profilservicekosten (Ausgleichsenergie) bei schlechter Prognose	2	2	L
	Mengenrisiko	Abregelung	4) mittleres Risiko, da Abregelung nur, wenn neg. BP auftreten, die im Betrag größer sind als die Vergütung der MP	2	3	M
MPM_{fix}	Preisrisiko	BP-Volatilität	1) mittleres Risiko, da BP-Volatilität nur unzureichend gehedged werden kann; Risiko stark abhängig von relativer Höhe der MP	3	3	M
		MW & BP-Entwicklung	2) Risiko bei Fördereinnahmen, wenn mit Anlage ein schlechterer als der Ø MW erzielt wird; langfr. Refinanzierungsrisiko wird ex ante nicht ausgeglichen	3	3	M
		Varianz d. Vergütung	3) Risiko nur durch Profilservicekosten (Ausgleichsenergie) bei schlechter Prognose	2	2	L
	Mengenrisiko	Abregelung	4) mittleres Risiko, da Abregelung, sobald Börsenpreise niedriger als fixe Prämie	3	3	M
CPM_{var}	Preisrisiko	BP-Volatilität	1) volles Risiko, da keine Fördereinnahmen mehr für erzeugte Strommengen	4	4	H
		MW & BP-Entwicklung	2) Risiko des MW-Verlustes geringer als bei MP, da zusätzliche Vergütung über installierte Leistung; langfr. Refinanzierungsrisiko abh. vom Anteil der CP an Investitionsvollkosten	3	2	M
		Varianz d. Vergütung	3) Risiko abhängig von Auszahlungsrate und Anteil der CP an Investitionsvollkosten	3	2	M
	Mengenrisiko	Abregelung	4) hohes Risiko, da Abregelung, sobald Marktwert kleiner als Grenzkosten	4	3	H
CPM_{fix}	Preisrisiko	BP-Volatilität	1) volles Risiko, da keine Einnahmen mehr für erzeugte Strommengen, die die ‚Cashflow‘-Volatilität abfedern könnte.	4	4	H
		MW & BP-Entwicklung	2) Risiko des MW-Verlustes geringer als bei MP, da zusätzliche Vergütung über installierte Leistung; langfr. Refinanzierungsrisiko abh. vom Anteil der CP an Investitionsvollkosten	3	3	M
		Varianz d. Vergütung	3) Risiko abhängig von Auszahlungsrate und Anteil der CP an Investitionsvollkosten; aber generell hohes Risiko, dass ex ante CP zur Refinanzierung langfristig nicht ausreicht.	4	4	H
	Mengenrisiko	Abregelung	4) hohes Risiko, da Abregelung, sobald Marktwert kleiner als Grenzkosten	4	3	H

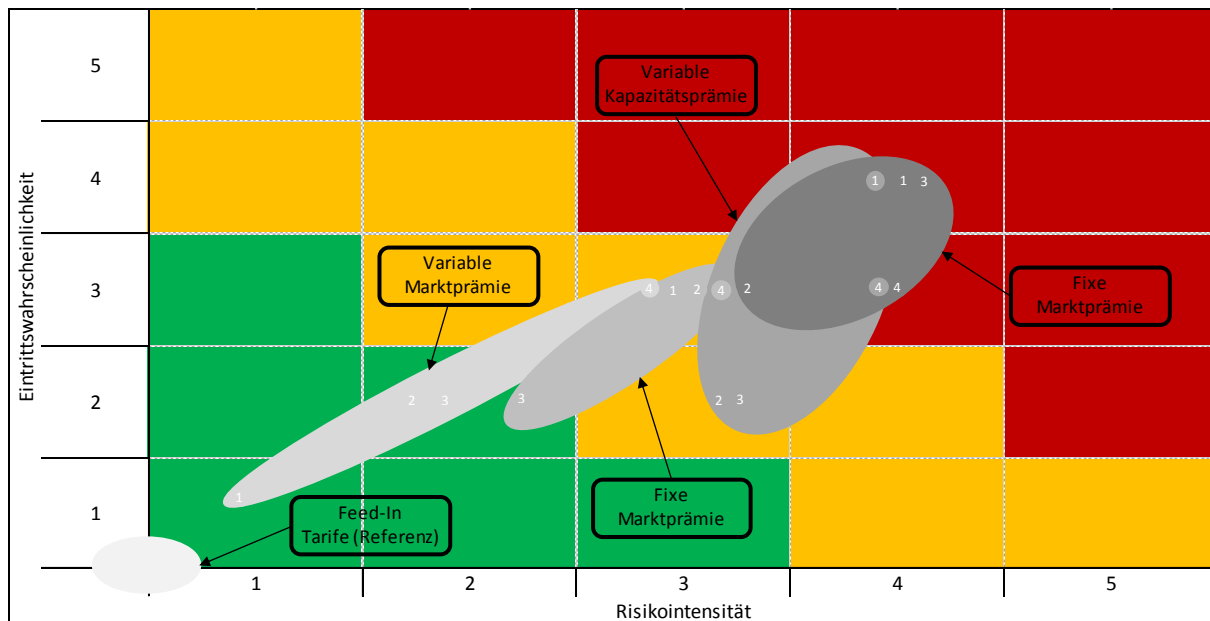


Abbildung 3-13: Darstellung des Risikoprofils der diskutierten Instrumente in der Risikomatrix [eigene und erweiterte Darstellung nach ElKadragy (2014)]

Nachrüstung dieser Technik bei den Bestandsanlagen anzureizen. Die Degression der neuen Managementprämie wurde der neuen Verordnung zufolge bis zum Jahr 2015 auf 3 €/MWh für nicht-fernsteuerbare Anlagen bzw. 5 €/MWh für fernsteuerbare Anlagen festgeschrieben.

Solche Vorgänge haben natürlich auch einen Einfluss auf die Risiko- bzw. Anreizwirkung der umgesetzten Instrumente in der Realität. Es wird damit deutlich, dass eine definitive und objektive Bewertung der Risikowirkung an dieser Stelle nicht erschöpfend möglich ist. Deshalb wurde zusätzlich zur eigenen Bewertung die Einschätzung der betroffenen Akteure zur Risikowirkung der Instrumente im Rahmen von 17 Experteninterviews erhoben (siehe Abschnitt 4.2.3). **Erst in der Kombination beider Bewertungen erfolgt die Quantifizierung des Risikofaktor β -SI** für jedes Förderinstrument (SI - ‚Support Instrument‘) für die späteren modellgestützten Simulationsanalysen.

3.7 Zwischenfazit

Zu Anpassung des Marktdesigns für hohe Anteile an FEE gibt es vielfältige Entwicklungsoptionen, die die Refinanzierungsbedingungen für sämtliche Stromerzeugungstechnologien theoretisch verbessern können. Da sich die in dieser Arbeit angewendete agentenbasierte Modellierung auf empirische Grundlagen stützt, können jedoch zum jetzigen Zeitpunkt nicht alle theoretisch denkbaren Optionen modelltechnisch abgebildet werden. Aus Gründen der Vollständigkeit wurden deshalb die nicht abbildbaren Optionen zumindest konzeptionell untersucht und hinsichtlich der Refinanzierungsbedingungen neuer Anlageninvestitionen qualitativ bewertet.

Hierbei stellte sich unter Zuhilfenahme der **Bewertungskriterien Vollkostendeckung, langfristige Planungssicherheit, zeit- und ortsspezifische Investitionsanreize, Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen sowie Integrationstiefe und Komplexität** folgende Rangordnung ein: Am besten schneidet die Option ‚Ausschreibung von langfristigen Abnahmeverträgen‘ ab, gefolgt von der ‚Einführung von Kapazitätsmechanismen‘. An dritter Stelle liegt die ‚Kopplung des deutschen EOM mit anderen europäischen Strommärkten‘. Kaum Verbesserungen gegenüber dem Status-Quo verspricht hingegen die Einführung von ‚Pay-as-bid‘-Aktionen im Vergleich zu einer uniformen Marktpreisbildung.

Um die Wirkung der in Kapitel 5 modelltechnisch untersuchten Förder- bzw. Finanzierungsinstrumente zur Marktintegration der FEE-Anlagen einordnen sowie die späteren Simulationsläufe entspre-

chend parametrisieren zu können, wurde des Weiteren eine qualitative Bewertung der Instrumente vorgenommen. Zusammen mit den Erkenntnissen aus 17 semi-strukturierten Experteninterviews können die Finanzierungsparameter sowie die Risikofaktoren der diskutierten Instrumente (β -SI) für die simulierten Szenario-Varianten quantifiziert werden. Bei der Beurteilung der Risikoprofile stellt die variable MP die geringsten Risiken aus Sicht der Investoren dar. Vor allem hinsichtlich der absetzbaren Strommengen sind die fixe MP sowie die variable und fixe CP mit deutlich höheren Risiken behaftet. Vorteilhaft bei den CPs ist jedoch die teilweise Entkopplung der Erlöse von den abgesetzten Strommengen, da bei ihnen ein zusätzlicher ‚Cashflow‘ generiert wird, der unabhängig von der Entwicklung der Börsenstrompreise und Marktwerte der Technologien ist.

4 Das Simulationsmodell AMIRIS zur Analyse der Marktintegration und Refinanzierung der EE

4.1 Auswahl des Modellierungsansatzes und Vergleich mit anderen Ansätzen

Die Auswahl eines passenden Modellierungsansatzes ist aufgrund von zwei wesentlichen Entwicklungen der jüngeren Vergangenheit nicht unwesentlich. Einerseits sind die Anforderungen zur realitätsnahen Abbildung von Markt- bzw. Verhaltensprozessen der Akteure durch die Komplexität liberalisierter Strommärkte stark gestiegen. Andererseits steht durch den Fortschritt bei der Entwicklung von Computer(simulations-)modellen inzwischen eine enorme Vielfalt an Modellierungsansätzen zur Verfügung. Im Folgenden wird über die Darstellung der vielfältigen Modellierungsansätze, ihren typischen Einsatzfeldern und die Anforderungen der in dieser Arbeit durchgeführten Analysen die Entscheidung zur Auswahl des ABM Ansatzes begründet.

4.1.1 Abgrenzung verschiedener Modellierungsansätze im Energiesektor

Durch die inzwischen vielfältigen rechnergestützten Modellierungsmöglichkeiten ist eine einheitliche Taxonomie der verschiedenen Ansätze im Energiesektor so gut wie unmöglich geworden. Sensfuß (2008) und auch Genoese (2011) unterscheiden zunächst grob in ‚Top-down‘ und ‚Bottom-up‘-Modelle. Für Analysen des Energiesystems ziehen sie jedoch nur die ‚Bottom-up‘-Modelle heran, da die ‚Top-down‘-Modelle aufgrund ihres hohen Aggregationsgrades die techno-ökonomischen Details des Energiesystems nicht adäquat abbilden können (siehe Abbildung 4-1).

Da optimierende Energiesystemmodelle oft nur auf die Deckung der Nachfrage durch das Energieangebot abzielen, werden sie häufig als partielle Gleichgewichtsmodelle formuliert. Zur Vereinfachung des Optimierungsproblems wird die Nachfrage meistens als unelastisch und exogen gegeben angenommen, wodurch das Problem mithilfe eines Kosten-

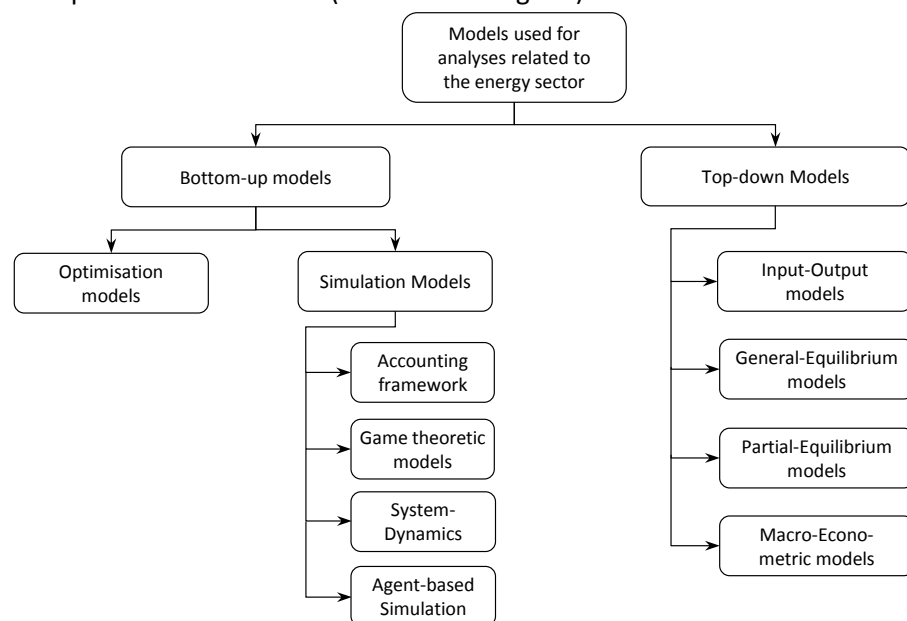


Abbildung 4-1: Modelltaxonomie nach Sensfuß (2008) für den Energiesektor

Minimierungs-Ansatz der Erzeugungsseite gelöst werden kann (‚least-cost planning‘) (Böhringer 1996). Zusätzlich wird das Problem häufig als lineares bzw. gemischt ganzzahliges Problem verfasst, um die Rechenzeit zu verkürzen. Weiterhin unterscheiden sich die optimierenden Modelle in myopische und ‚perfect-foresight‘⁵⁴ Ansätze. Erstere optimieren von Periode zu Periode, während letztere eine intertemporale Optimierung durchlaufen (Genoese 2011).

Innerhalb der Gruppe der Simulationsmodelle versteht Sensfuß (2008) unter ‚Accounting framework‘ Modellen recht einfache Modelle, die primär die physikalischen und ökonomischen Grundeigenschaften eines Energiesystems beschreiben. Sie fokussieren auf allgemeine mögliche Entwicklungen

⁵⁴ Auch in der deutschen Literatur wird diese englische Übersetzung von perfekter Voraussicht verwendet.

(z. B. Szenarien), anstatt Märkte und Entscheidungsprozesse von Akteuren abzubilden. Auf die Interaktion von Akteuren im Markt konzentrieren sich dagegen die spieltheoretischen („game theoretic“) Ansätze. Zwei wichtige Aspekte für einen spieltheoretischen Ansatz sind das Vorhandensein und die Analyse von stabilen Gleichgewichtssituationen (Sensfuß 2008). Aufgrund der Komplexität der Beweisführung zur Existenz dieser Gleichgewichtssituationen wird dieser Ansatz häufig auf Märkten mit oligopolistischen Strukturen und einer überschaubaren Anzahl von Spielern eingesetzt (Genoese 2011).

Bei ‚System Dynamics‘ Ansätzen geht es primär um die Abbildung dynamischer, sich also zeitlich verändernder Interdependenzen in einem System, wobei diese mit Hilfe von Differenzial- und Differenzgleichungen beschrieben werden. Nach Enzensberger (2003) eignen sie sich sehr gut, um Marktvollkommenheit, einfaches strategisches Verhalten oder dynamische Marktmechanismen abzubilden.

Agentenbasierte Modelle (ABM) stellen die jüngste Entwicklung auf dem Feld der Energiesystemmodellierung dar und haben ihre Berechtigung und Stärke vor allem darin, dass sie die Perspektive der Akteure in einer sich ändernden Umwelt explizit in den Fokus stellen (können) und gleichzeitig sehr gut geeignet sind dynamische Interdependenzen

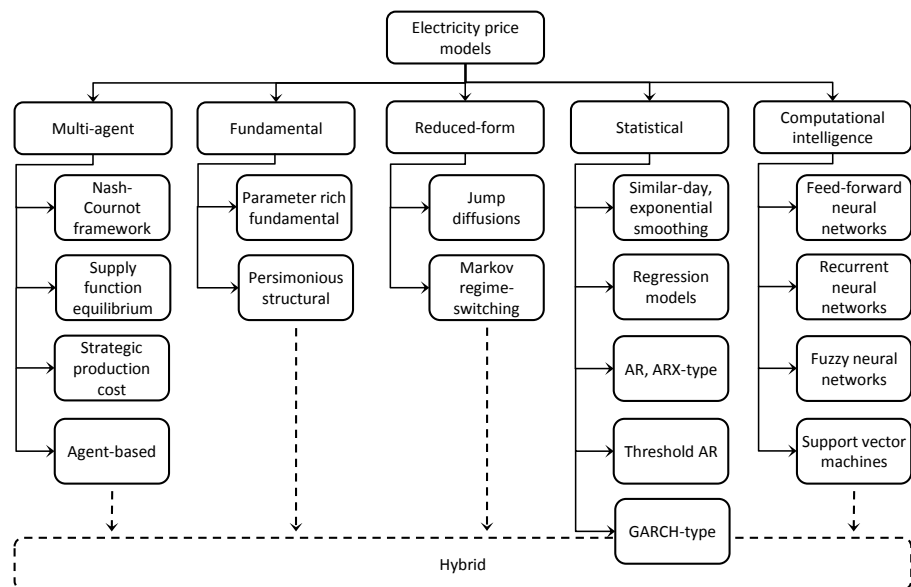


Abbildung 4-2: Modelltaxonomie nach Weron (2014) für den Stromgroßhandel

in komplexen Systemen zu erfassen. Aufgrund der Möglichkeit strategisches Verhalten, Lernprozesse und unvollständige Informationen bei einer Vielzahl von heterogenen Akteuren bzw. Agenten⁵⁵ zu berücksichtigen, wurden sie anfänglich vor allem bei Fragen zu Aspekten des Marktdesigns eingesetzt, wie bspw. Ausübung von Marktmachtpotenzialen, strategischem Bieterverhalten oder alternativen Preisfindungsmechanismen (Bower & Bunn 2001; Bunn & Oliveira 2003; Genoese 2011; Melzian 2008; Scheidt 2002; Weidlich & Veit 2006).

Für die spezifische Modellierung von Elektrizitätsmärkten und Großhandelsstrompreisen geht Weron (2014) mit seiner Taxonomie tiefer ins Detail: Er unterscheidet in ‚Multi-agent‘, ‚Fundamental‘, ‚Reduced-form‘, ‚Statistical‘ und ‚Computational intelligence‘ Modelle (siehe Abbildung 4-2) und merkt an, dass viele Modelle in der Praxis verschiedene Typen kombinieren und sich damit zu hybriden Modellen entwickeln.

Diese Vielfalt von Modellierungsansätzen und -möglichkeiten macht die eindeutige Zuordnung eines sich mit den Anforderungen weiterentwickelnden Modells nicht einfacher. Auch für die Entwicklung des AMIRIS-Modells werden deshalb verschiedene Modellierungsansätze kombiniert. AMIRIS als Gesamtmodell ist mit dem agentenbasierten Modellierungsansatz formuliert⁵⁶ (siehe Abschnitt

⁵⁵ Als Agent wird die modelltechnische Abbildung eines Akteurs oder einer Systementität der Realität bezeichnet.

⁵⁶ Innerhalb der „Familie“ der ABM können innerhalb der Energieforschung Multi-Agenten-Systeme (MAS), die mit einer Vielzahl von (eher) homogenen Agenten und relativ einfachen Entscheidungsregeln und -verhalten arbeiten, von den ABM-

4.3.1). Für die Modellierung des ‚Day-ahead‘-Spotmarktes wird eine Kombination aus einem parameterreich-fundamentalen und einem sparsam-strukturalen Ansatz verwendet (siehe Abschnitt 4.1.1). Der Regelenergiemarkt für die Minutenreserve wird über ein lineares Regressionsmodell abgebildet (siehe Abschnitt 4.4.2) und für die Modellierung der Ausgleichsenergiepreise bei Leistungsbilanzungleichgewichten wird ein stochastischer Ansatz herangezogen (siehe Abschnitt 4.4.3). Im folgenden Abschnitt werden die Anforderungen für die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen aufgezeigt, um anschließend die Entscheidung für den ABM Ansatz im Rahmen dieser Arbeit fundiert begründen zu können.

4.1.2 Anforderungen zur Analyse und Bewertung von Märkten und Politikinstrumenten

Die Entwicklung eines Simulationsmodells, das den Anspruch erhebt Fragestellungen des Markt-, Förder- oder Regulierungsdesigns im Rahmen von komplexen soziotechnischen Transformationsprozessen adäquat im Sinne der Komplexität der Entscheidungssituation analysieren und bewerten zu können, muss sich an den Besonderheiten liberalisierter Märkte und ihren Entscheidungsträgern orientieren. Das ist damit zu begründen, dass sich Marktergebnisse auf der Makro-Ebene des Systems aus einer Vielzahl individueller Entscheidungsverhalten der Akteure auf der Mikro-Ebene ergeben (Teschfatsion 2006). Da in dieser Arbeit explizit die unterschiedliche Wirkung von Förderinstrumenten auf heterogene Akteure untersucht werden soll, **muss der gewählte Ansatz eine Modellierung aus der Perspektive der Akteure mit ihren spezifischen Wahrnehmungen, Motivationen und Entscheidungen abbilden können**. Labor- und Feldexperimente der Verhaltensökonomie haben gezeigt, dass für die Entscheidung der Akteure die individuellen Entscheidungsmöglichkeiten einerseits und das Entscheidungsumfeld andererseits von hoher Relevanz sind (Lunn 2014).

Die **individuellen Entscheidungsmöglichkeiten** und vor allem auch die Anzahl der Akteure im System haben sich seit der Liberalisierung der Strommärkte stark vermehrt. Durch den Wegfall der Gebietsmonopole in der Energiewirtschaft ist seitdem nicht mehr allein die kostenminimale Deckung der Stromnachfrage („least-cost planning“) relevant, **sondern auch die wettbewerbliche Perspektive der Akteure**. Gerade im deutschen Marktgebiet sind durch die Förderung der EE viele neue und heterogene Akteure auf dem „Energie-Spielfeld“ aufgetaucht (DWG 2015). Im Jahr 2012 produzierten allein im erneuerbaren Bereich über 1,3 Mio. unterschiedliche Anlagenbetreiber Strom (IWR 2014). Auch bei der Direktvermarktung (DV) von erneuerbarem Strom unterscheiden sich die Akteure im deutschen Marktgebiet teilweise stark in Bezug auf ihren Hintergrund, sowie ihre Motivationen und Zielsetzungen im System und damit auch ihr Entscheidungsverhalten (Reeg et al. 2013; Wassermann et al. 2015).

Die **globalen Rahmenbedingungen**, die das weitere Entscheidungsumfeld der Akteure der Energiewirtschaft beeinflussen, unterliegen in der Realität sehr dynamischen Änderungsprozessen. So werden viele Rohstoffe für den Bau und Betrieb von Stromerzeugungsanlagen inzwischen global bzw. auf transnationalen Märkten gehandelt und unterliegen damit vielfältigen Einflussfaktoren, die sich auch kurzfristig ändern können.

Der Preis für das Handelsgut Strom wird auf dem ‚Day-ahead‘-Spotmarkt mittels Auktionsverfahren stündlich neu ermittelt. Durch die zukünftig stärkere fluktuierende Einspeisung spielt auch der viertelstündlich gehandelte ‚Intraday‘-Markt eine immer wichtigere Rolle (Weber 2010). Nicolosi (2011) hat in seiner Arbeit zudem zeigen können, dass die **zeitliche Auflösung in Modellrechnungen für Systeme mit hohen Anteilen an FEE einen entscheidenden Einfluss auf die Modellergebnisse haben**

Ansätzen unterschieden werden, die i. d. R. mit einer „relativ“ kleinen Anzahl von Agenten arbeiten, um das System(verhalten) zu modellieren, und die Agenten dafür mit recht komplexen Entscheidungssituationen und heterogenen Charakteristika ausgestattet sind. Das AMIRIS-Modell würde nach dieser Einordnung zur zweiten Modellfamilie gehören.

kann. Da die verschiedenen Stromteilmärkte wie der Spot- und Termin-, Regelernergie- und CO₂-Zertifikatehandel miteinander interagieren und sich wechselseitig beeinflussen, werden die Abbildung der Entscheidungssituation der Akteure und damit folglich auch das zu Stande kommen der Marktergebnisse zusätzlich verkompliziert (Weidlich 2008). Der **Modellierungsansatz sollte dieses Sub-System von Interdependenzen entsprechend abbilden können.**

Eine zentrale, das Verhalten der Akteure direkt beeinflussende Rolle auf Strommärkten spielen zudem die **energiepolitischen Rahmenbedingungen**. Die Politik bzw. der Regulierer als ein Gestalter von Marktregeln und Förderinstrumenten sollte nach aktuellen Erkenntnissen der *Multi-Level Governance*-Forschung zur Energiewende eine zentrale Rolle spielen und dabei eine verlässliche und vorausschauende Steuerungsfunktion bei den sich naturgemäß ständig ändernden Rahmenbedingungen ausüben (Schreurs et al. 2016; Tews 2015). Gleichzeitig ist die Politik ihrer gesellschaftlichen Aufgabe entsprechend auch Urheber vielfältiger politisch bedingter Richtungswechsel und damit gesetzlicher Rahmenbedingungen (wie bspw. beim Kernkraftwerksmoratorium nach der Fukushima-Katastrophe zu beobachten).

So wurde nicht nur das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) seit in Kraft treten im Jahr 2000, sondern auch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie die Regulierungsvorschriften der Bundesnetzagentur (BNetzA) für den Stromsektor vielfach aufgrund sich verändernder technischer, ökonomischer oder sozialer Herausforderungen gesetzestextlich oder per Verordnung reformiert. Die stete Zunahme von Verordnungsermächtigungen der Bundesregierung in den letzten Novellierungsrunden lässt sich u. a. mit der erhöhten Reaktionsgeschwindigkeit erklären, die zur Steuerung eines sich sehr dynamisch entwickelnden Transformationsprozesses notwendig ist.

Aus diesen Gründen wird das **Entscheidungsverhalten der Akteure bei Investitionen in und beim Betrieb von Erzeugungsanlagen entscheidend vom Markt- bzw. Förderdesign beeinflusst** (vgl. Abschnitt 2.3). Darüber hinaus scheint in diesem Zusammenhang eine Rückkopplungsschleife vorzuliegen. Dies gilt sowohl in Bezug auf die Investitionsdynamik als auch hinsichtlich der technischen und sozialen Innovationsprozesse. Ein Trade-Off besteht dabei zwischen der Herstellung stabiler energiepolitischer Rahmenbedingungen auf der einen und der rechtzeitigen Anpassung der Instrumente auf der anderen Seite, um die Ziele möglichst effektiv und effizient umzusetzen. Zur Entwicklung eines Werkzeugs zur Gesetzesfolgenabschätzung muss der Modellierungsansatz deshalb in der Lage sein, **nicht nur die techno-ökonomischen, sondern auch die soziotechnischen Aspekte der Systemtransformationen abzubilden**. Sowohl den politischen als auch den Marktakteuren müssen beim Verständnis der Energiewende als Realexperiment (siehe Abschnitt 2.4) Lern- und Adaptionsprozesse zugestanden werden. Das Gesamtsystem sollte somit als lernendes System wahrgenommen werden und der gewählte Modellierungsansatz die Möglichkeit der Abbildung adaptiver und emergenter Prozesse mit einschließen. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der gewählte Modellierungsansatz folgenden Anforderungen gerecht werden muss, um qualifizierte und fundierte Analysen und Aussagen zur Fragestellung liefern zu können:

Die Anforderungen, die sich von den **techno-ökonomischen Aspekte des Systems** herleiten, wurden größten Teils bereits in dem einleitenden Kapitel 2 erarbeitet und umfassen folgende Punkte:

- Je höher die FEE-Anteile im System, desto wichtiger wird eine **hohe zeitliche Auflösung der Simulation**, um die Auswirkungen der steiler werdenden Residuallastgradienten auf die Strompreisbildung an der Börse einbeziehen zu können. Hierfür reicht die klassische Modellierung mit Hilfe „typischer“ Tage nicht mehr aus (Nicolosi 2011).

- Zur Untersuchung des Einflusses der zunehmenden Volatilität auf den Strommärkten auf das Investitions- und Betriebsverhalten der Akteure sollten sich die Auflösungen der Rechenintervalle optimalerweise an den **Handlungsfrequenzen der Akteure in der Realität orientieren**.⁵⁷
- Es muss die Abbildung eines **hoch aufgelösten technischen Niveaus** der Stromerzeugungstechnologien möglich sein, das sich über den Simulationszeitraum noch verändert, um die technischen Spezifika angemessen abbilden zu können (Weber 2005).
- Der Modellierungsansatz muss **multiple Marktplätze und -formen parallel abbilden** können, da die verschiedenen Stromteilmärkte miteinander interagieren (Weidlich 2008).
- Zur Bewertung der Refinanzierbarkeit von Investitionen muss sowohl die modelltechnische Abbildung einer **kurzfristigen Perspektive** für den stündlichen Anlageneinsatz als auch einer **langfristigen** für die Erfassung eines (typischen) Investitionszyklus möglich sein.

Die Anforderungen durch die **soziotechnischen Aspekte** des Systems lassen sich wie folgt subsumieren:

- Die **Heterogenität der Akteure** ist abzubilden, um ineffiziente Marktergebnisse bei der Bewertung von Politikinstrumenten durch marktmächtige Akteure analysieren zu können.
- Die Akteure sollten in ihren **Handlungsmöglichkeiten realitätsnah modelliert** werden, um politik-instrumentalisch induzierte Verhaltensänderungen und deren Wirkungen auf das Gesamtsystem adäquat abbilden zu können.
- Die unterschiedlichen Motivationen, Zielsetzungen und Strategien der Akteure sind zu berücksichtigen.
- Die **Modellkonzeption und -parametrisierung sollte flexibel** sein, damit Änderungen bei den globalen und politischen Rahmenbedingungen kurzfristig erfasst, analysiert und bewertet werden können.
- Das **Gesamtsystem sollte als adaptiv-emergentes System** verstanden und abgebildet werden.

Im Folgenden Abschnitt wird auf den ABM-Ansatz mit seinen spezifischen Charakteristika genauer eingegangen. Hierdurch wird deutlich, warum sich bei der Auswahl der Modellierungsmethode letztendlich für einen agentenbasierten Ansatz entschieden wurde.

4.1.3 Grundlagen agentenbasierter Modellierung und ‚Agent-based Computational Economics‘

Bei der ABM bilden i. d. R. viele Entitäten ein komplexes System mit vielfältigen Entscheidungs-, Handlungs- und Entwicklungsmöglichkeiten. Als Akteur wird dabei eine Entität der realen Welt bezeichnet, als Agent die Repräsentation dieser Entitäten im Simulationsmodell. Der Ansatz der ABM hat seine Ursprünge im Forschungsbereich der künstlichen Intelligenz und hat sich durch seine hohe Flexibilität und Adaptierbarkeit als (Multi-)Agentenansatz inzwischen in vielen Wissenschaftsbereichen für die Untersuchung komplexer, vielfach vernetzter Systeme etabliert (Wooldrige 2002).

Innerhalb der ‚Agent-based Computational Economics‘ (ACE) ist das agentenbasierte Modell das grundlegende wissenschaftliche Werkzeug schlechthin. Die **Modelle werden als rundenbasierte Ereignissimulationen ausgeführt**, um die sich wiederholenden (Re-)Aktionen und Interaktionen autonom agierender Agenten, die entweder als Individuen oder kollektive Entitäten wie Organisationen, Gruppen oder Institutionen abgebildet werden können –untersuchen zu können. Das **grundlegende Ziel ist es dabei, die Effekte auf unterer Systemebene (Mikro-Ebene) auf das System als Ganzes (Makro-Ebene) zu analysieren** (Weron 2014). Somit ermöglicht die ABM nicht nur die Beziehungen in komplexen Systemen zu beschreiben, sondern diese sich auch in künstlichen Umgebungen (sog. *vir-*

⁵⁷ Beim ‚Day-ahead‘-Handel und Analysen zur marktgetriebenen Anreizwirkung der Instrumenten z. B. stündlich; bei Fragen zur System-/Netzstabilität oder dem Einfluss des untertägigen Handels (Intra-Day) ggf. sogar viertelstündlich.

tuelle Labore) entwickeln zu lassen (Epstein & Axtell 1996). Die Entwicklungsprozesse können so Schritt für Schritt untersucht und leichter nachvollzogen werden (Holland & Miller 1991).

Das Systemverhalten bei ABMs resultiert dabei aus dem dezentralen Verhalten der Agenten und wird nicht zentral gesteuert oder kontrolliert. Sie grenzen sich damit grundlegend von (systemanalytischen) Optimierungsmodellen ab, bei dem eine globale Zielfunktion wie z. B. die Optimalitäts- oder Kostenminimierungsbedingung das Ergebnis der Modellierung determiniert. (Koritarov 2004) versucht deutlich zu machen, dass das Ziel einer ABM gar nicht unbedingt die Vorhersage eines zukünftigen Systemergebnisses ist, sondern es vielmehr darum geht, das komplexe und aggregierte Systemverhalten, das aus den Interaktionen der heterogenen Agenten entsteht, offen zu legen und primär zu erklären (Koritarov 2004). Die ABM kann somit als dritter Weg zwischen vollständig flexiblen linguistischen Modellen und präziseren analytischen Modellen gesehen werden, die dafür aber i. d. R. auf stark vereinfachende Annahmen zurückgreifen (Richiardi 2013).

Die einzelnen Agenten befinden sich bzw. handeln dabei in einem dynamischen Umfeld und werden von diesem gleichzeitig beeinflusst. Dieses Phänomen kann deshalb auch im kybernetischen Sinn als regel- und steuerbare Rückkopplungsschleife interpretiert werden (Forrester 1977; Forrester 1968). Dies trifft z. B. auch dann zu, wenn die Auswirkungen politischer Interventionen auf die heterogenen Entitäten des Stromsystems simulationstechnisch untersucht werden sollen. Dadurch können i. d. R. sehr komplexe, reale Sachverhalte und Strukturen der jeweiligen Forschungsfrage entsprechend abgebildet und analysiert werden. Die Agenten können sich dabei durch unterschiedliche Eigenschaften auszeichnen (Axelrod 1997; Brenner 2006; Schmidt 2000; Urban 2004). Demnach gilt für Agenten i. d. R., dass sie:

- eine eigene **interne Struktur** und Repräsentation ihrer Umwelt besitzen,
- unterschiedliche **Motivationen und Ziele** haben,
- **lernen** und daher über **adaptive Strategien** verfügen, um ihre Ziele zu erreichen,
- die **Fähigkeit zum Planen** aufweisen und
- mit anderen Agenten **kommunizieren und kooperieren** können.

Für die Weiterentwicklung und Verbreitung des ABM Ansatzes wurde dabei auf diverse Wissenschaftsdisziplinen wie die Sozial-, Technik- und Naturwissenschaften im Allgemeinen (z. B. die evolutionäre Biologie) sowie Ansätze aus der Ökonomie (Spieltheorie, Verhaltensökonomie) und dem Software Engineering im Speziellen zurückgegriffen (Wooldrige 2002).

Bei der Entwicklung von ABMs werden i. d. R., je nach Forschungsinteresse und -gegenstand, sehr unterschiedliche Schwerpunkte bei den implementierten Eigenschaften der Agenten oder der Systemcharakteristik gesetzt. Auch die Tiefe der Ausdifferenzierung der Systementitäten und ihrer (Verhaltens-)Algorithmen ist stark von der aufgeworfenen Fragestellung sowie den Fähigkeiten und Vorkenntnissen des Modellierers abhängig und kann somit zu sehr unterschiedlichen Ausprägungen und Eigenschaften von ABMs führen. Gulyas (2002) argumentiert deshalb auch, dass agentenbasierte Modellimplementierungen „rather a matter of degree than a binary choice“ sind. Dabei erhält der Modellierer bei zunehmendem Anspruch der Implementierung eines weltlichen Phänomens mehr Flexibilität, da er vielfältigere Aspekte des Agenten und des Systems bei den Analysen berücksichtigen kann (ebd.). Gleichzeitig bergen aber die große Anzahl an Möglichkeiten sowie der potenziell umsetzbare hohe Detaillierungsgrad bei der Modellimplementierung von ABMs das Risiko einer Modell-,Black-Box‘.

Unabhängig von den vielfältigen Möglichkeiten bei der Implementierungstiefe und ihrer hohen Flexibilität zeichnen sich ABMs i. d. R. durch eine oder mehrere der folgenden Eigenschaften aus:

- **Heterogenität:** Das bedeutet die Möglichkeit, die Vielfalt der Entitäten des zu untersuchenden Systems individuell abbilden zu können und nicht auf einen Typ von Agent beschränkt zu sein, wie es häufig bei analytischen Modellen der Fall ist (Weidlich 2008).
- **(begrenzte) Rationalität und Unsicherheit:** Dieser Aspekt ermöglicht es den restriktiven Annahmen des *Homo oeconomicus* Abstand zu nehmen und Agenten mit begrenzter Rationalität, unvollständigen Informationen und begrenzten Ressourcen abzubilden (Axtell 2000).
- **Adaption:** Dieser Punkt beschreibt die Fähigkeit der Agenten oder des Systems, sich durch Lernen an veränderte Bedingungen anzupassen. In klassischen Modellansätzen findet Lernen im Prinzip nicht statt, da die Agenten zum Modellstart schon „alles wissen, was sie brauchen“ (Weidlich 2008).
- **Emergenz:** Dieser Faktor beschreibt die Fähigkeit zur Abbildung des Phänomens, dass sich Eigenschaften auf einer höheren Abstraktionsebene eines Systems entwickeln können, die nicht auf einer niedrigeren Abstraktionsebene des Subsystems vordefiniert sind, sondern sich aus dem autonomen Verhalten der Subsysteme, sowie der Interaktion ihrer Entitäten, ergeben (Schmidt 2000; Strube 1996).

Tesfatsion (2006) identifiziert für den ACE-Forschungsbereich in der jüngeren Vergangenheit vor allem vier Forschungsrichtungen, auf die sich die ABM-Entwicklung bislang fokussiert:

- Die **empirische oder deskriptive Richtung** untersucht, warum und wie globale Realisationen auf der Makro-Ebene des Marktsystems aus den Interaktionen von (ökonomischen) Agenten auf der Mikro-Ebene resultieren.
- Der **normative Zweig** nutzt die ABM in kontrollierten „virtuellen Laborwelten“, um ökonomische Designalternativen zu untersuchen und zu testen, um letztendlich die Alternativen identifizieren zu können, die bei gegebenen (Wettbewerbs-) Bedingungen am besten abschneiden. Dieser Ansatz folgt damit dem Postulat von Roth (2002), dass Märkte in Zukunft mit Hilfe von (ingenieurs-) technischen Werkzeugen, wie Experimenten und Computersimulationen, untersucht und designt werden sollten.
- Der dritte Strang beschäftigt sich mit der **Theorieentwicklung** z. B. durch strukturierte Analysen dynamischen Verhaltens von ökonomischen Systemen, bei denen alternative Startbedingungen getestet werden, um notwendige Bedingungen zu finden, die globale, allgemeingültige Ordnungen hervorbringen.
- Die vierte Richtung forscht auf dem **informationstechnischen Gebiet der ABM selbst**, um bessere computergestützte Methoden, Ansätze und Werkzeuge zu entwickeln, die die Entwicklung und Erstellung von agentenbasierten Modellen im Bereich der evolutorischen Ökonomie vereinfachen.

Die meisten ABM-Entwicklungsarbeiten im Bereich der Strommarktanalyse beschäftigen sich wie die vorliegende Arbeit mit dem normativen Zweig, wobei mit dem entwickelten AMIRIS-Modell auch Untersuchungen zum empirisch-deskriptiven Zweig möglich sind.

4.1.4 Kritische Reflexion vorherrschender Methoden und Begründung zur Wahl der ABM

Zur Untersuchung der Refinanzierungsbedingungen von Stromerzeugungsanlagen heterogener Akteure als emergentes Ergebnis vielfältiger Entscheidungen und Einflussfaktoren auf der Mikro-Ebene, muss eine ‚Bottom-up‘-Perspektive bei der Modellierung eingenommen werden. Diese Anforderung steht im Widerspruch zum ‚Top-down‘-Ansatz traditioneller neo-klassischer Modelle, bei dem die ‚Bottom-Level‘-Eigenschaften nur durch einen „repräsentativen“ Agenten abgebildet werden und gleichzeitig durch die strengen mathematischen Konsistenzanforderungen zur Modellierung von

Gleichgewichtssituationen und die Annahme einer strengen Rationalität beschränkt sind (Windrum et al. 2007). Darüber hinaus bestehen für die Akteure in der Realität große Unsicherheiten über zukünftige Entwicklungen (z. B. den technologischen Fortschritt oder Marktpreise). Aus diesem Grund sollten sie bei der Modellierung als Agenten mit begrenzter Rationalität und adaptiven Erwartungen ausgestattet werden. In den Worten von Windrum et al. (2007), S. 8, sind die Agenten nur so in der Lage „to face true (Knightian) uncertainty“.

Weron (2014) kontrastiert deshalb auch, dass die früheren, rein kostenbasierten Energiesystem-Modelle⁵⁸ zur Vorhersage von Großhandelsstrompreisen den Anforderungen wettbewerblich organisierter Märkte von heute nicht mehr Stand halten können, da sie bspw. strategisches Verhalten durch die Ausübung von Marktmacht und somit die Heterogenität der Akteure ignorieren. Gleichzeitig stellt Weron heraus, dass gerade die immer populärer werdenden agentenbasierten Simulationsmodelle – im Gegensatz zu statischen Gleichgewichtsmodellen – zumindest die modellierungstechnischen Voraussetzungen mitbringen, die Eigenschaften und Besonderheiten von liberalisierten Strommärkten besonders gut zu adressieren. Generell sind Simulationsmodelle eine gute Alternative zu Gleichgewichtsmodellen, wenn das Untersuchungsproblem zu komplex ist, um in einen formalen Gleichgewichtsrahmen ausgedrückt zu werden. Auch Tesfatsion (2006) S. 832 ist der Meinung, dass Ökonomien bzw. Märkte entsprechend komplexe Systeme sind, die Mikroverhalten, Interaktionsmuster und globale Regularitäten umspannen und sich deshalb besonders gut mit der ABM untersuchen lassen: „Whether partial or general in scope, studies of economic systems must consider how to handle difficult real-world aspects such as asymmetric information, imperfect competition, strategic interaction, collective learning, and the possibility of multiple equilibria.“

Gerade auf den liberalisierten Strommärkten und bei der Marktintegration der EE spielen die von Tesfatsion angesprochenen Aspekte eine bedeutende Rolle. Für die Ableitung von Politikempfehlungen sollten die energiepolitischen Instrumente und deren Anreizwirkungen auf das Verhalten der Akteure am besten aus der Perspektive der betroffenen Akteure selbst und somit so realitätsnah wie möglich (und nötig) abgebildet werden können. Da in der vorliegenden Untersuchung schwerpunktmäßig die ökonomischen Anreizwirkungen solcher Instrumente auf die EE-Investoren und Anlagenbetreiber, Fremdkapitalgeber und EE-Direktvermarkter und die Effekte dieser Verhaltensreaktion auf die Systemebene des Marktes untersucht werden sollen, erscheint die ABM als Modellierungsmethode besonders gut geeignet. Traditionelle (statische) ökonomische Analysemethoden können i. d. R. viele dieser Faktoren gar nicht oder zumindest nur bedingt berücksichtigen. So müssen sie i. d. R. mit starken Vereinfachungen und Annahmen arbeiten, um das Problem in eine elegante mathematisch formale Sprache überführen zu können (vgl. Abschnitt 4.1.1). Eine dieser zentralen, vereinfachenden Annahmen ist z. B. bei Optimierungs- und Gleichgewichtsmodellen das Vorhandensein eines perfekten Marktes mit perfekter Information und Voraussicht (Nyboer 1997). Anders ausgedrückt: Analytische Modelle, die sich allein an der orthodoxen ökonomischen Theorie orientieren und bei denen die Modelllogik aus dieser Theorie abgeleitet wird, helfen für die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen nicht weiter.⁵⁹

Zusätzlich befinden sich die gesamte deutsche Energiewirtschaft und damit auch die Strommärkte im Zuge der Energiewende in einem dynamischen Transformationsprozess. Neue Akteure („Challenger“) drängen zunächst mit Nischenaktivitäten und neuen Geschäftsmodellen auf den Markt; alt eingesessene Akteure („Incumbents“) büßen gleichzeitig Marktanteile ein und alte Gesetzmäßigkeiten und

⁵⁸ Eine ausführliche Diskussion dieser Modelle findet sich in (Wood & Wollenberg 1996).

⁵⁹ Erst in einem zukünftigen Untersuchungsschritt kann es interessant sein, die Gründe für ein unerwünschtes oder unerwartetes beobachtbares Systemverhalten durch den Vergleich der Modellergebnisse beim Einsatz eines optimierenden und eines agentenbasierten Modells zu analysieren.

Marktroutinen verlieren nach und nach ihre Geltung (vgl. Abschnitt 2.4 sowie (Geels 2004; Wassermann et al. 2015)). In einem solchen Umfeld folgt das ökonomische System häufig einem evolutorischen Pfad (Geels 2002). Dadurch unterscheidet sich das untersuchte System fundamental von den gewöhnlichen Annahmen eines allwissenden, gemeinwohlmaximierenden Individuums – dem sog. Sozialen Planer – der neo-klassischen Ökonomie, welches i. d. R. in eine Serie von allgemeinen Gleichgewichten mündet (Arthur 2006).

Bei der Betrachtung der Energiewende als dynamisches, soziotechnisches System ergeben sich kurz- und mittelfristig immer neue Interaktionen, gegenseitige Abhängigkeiten und Ursache-Wirkungsbeziehungen, sodass auch ökonometrische Modelle zur Analyse und Bewertung im Rahmen der Energiewende in diesem Umfeld Schwächen aufweisen. Modellanalysen, die bei der Identifikation dieser Beziehungen allein auf der Empirie und Evidenz der Vergangenheit beruhen und somit ggf. unter bereits veralteten Rahmenbedingungen und Ursache-Wirkungsbeziehungen erstellt wurden, können aus den genannten Gründen deshalb zu methodisch fehlerhaften Ergebnisinterpretationen führen. Vor allem dann, wenn sie für zukünftige (explorative oder prospektive) Analysen in einem komplexen System eingesetzt werden.⁶⁰

Für die vorgenommenen Analysen in dieser Arbeit reichen auch die Möglichkeiten des ‚System Dynamics‘ Ansatzes nicht aus. ‚System Dynamics‘ wurde zwar speziell dafür entwickelt, Systemdynamiken auf verschiedenen Abstraktionsebenen abbilden zu können (SDS 2015), jedoch ist mit diesem Ansatz keine parallele und gleichzeitig detaillierte Analyse auf der Mikro-Ebene heterogener Akteure bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Rückkopplungseffekte auf der Makro-Ebene möglich. Diese Art der Modellierung und Analyse lässt sich aus den dargestellten Gründen am besten mit dem ABM Ansatz realisieren.

4.2 Marktsoziologische Akteursanalysen als Modellierungs- und Parametrisierungsgrundlage

Entsprechend der Modellierungsanforderungen aus Abschnitt 4.1.2 können für die Entwicklung des AMIRIS-Modells nicht allein theoretische Überlegungen und empirische Makrodaten als Grundlage für die Modellierung und Parametrisierung herangezogen werden. Mit dem Anspruch, das Verhalten der Marktakteure möglichst realitätsnah in den Agenten abzubilden, ist zusätzliches und spezielles Modellierungswissen über die relevanten Akteure und ihrer Erwartungen hinsichtlich veränderter Förderbedingungen notwendig. Dieses Wissen wurde in Rahmen einer ausführlichen Akteursanalyse u. a. mit Hilfe semi-strukturierter Experteninterviews empirisch erhoben. Die Erstellung des Leitfaden-Fragebogens, aber auch andere Aspekte, die bei der Modellierung und Parametrisierung der Agenten und Agentenkonstellation wichtig sind, wurden von verhaltens- und institutionsökonomischen Erkenntnissen geleitet. Die dahinter liegenden Überlegungen sowie die Durchführung und Auswertung der Interviews werden im Folgenden beschrieben.

4.2.1 Verhaltens- und institutionenökonomische Grundlagen zur Akteursmodellierung

Nach der Theorie des institutionellen Wandels müssen geeignete Institutionen für den Transformationsprozess ökonomische und politische Flexibilität bereitstellen, um den Akteuren möglichst viele Freiheitsräume zum Ausprobieren neuer Lösungen zu geben (North 1988). Gleichzeitig sollten die

⁶⁰ Für erste Abschätzungen der zu erwartenden zukünftigen Entwicklung können ökonometrische Methoden sehr wohl zur Untersuchung solcher Systeme verwendet werden. Jedoch sollte ein Analyst bei dieser Art der Modellierungen nicht dem Anspruch verfallen, ein methodisch und empirisch fundiertes Analysewerkzeug in den Händen zu halten, um prospektiv robuste Aussagen über die Entwicklung des Systems treffen zu können. Diese Einschränkung gilt insbesondere auch für die in Abschnitt 4.4.2 beschriebene lineare Regression des Regelenergiemarktes bzw. den auf einem empirischen Histogramm basierenden stochastischen Zufallszug zur Modellierung der Ausgleichsenergiepreise in AMIRIS (siehe 4.4.3).

entsprechenden Anreize vermittelt werden, um diese Prozesse anzustoßen und in die richtige Richtung zu lenken (ebd.). Für die Modellierung und Parametrisierung der Agenten wird deshalb auf verhaltens- und institutionenökonomische Theoriebausteine zurückgegriffen.

Neue Erkenntnisse der regulativen Politik- und Governanceforschung legen nahe, dass verhaltensökonomische Aspekte beim Design regulatorischer Instrumente unbedingt berücksichtigt werden müssen: „This approach aims to improve outcomes without using traditional command and control mechanisms by understanding the way that citizens and businesses actually behave rather than how traditional economics assumes that they behave“ (Lunn 2014, S. 3). Durch verhaltensökonomische Experimente konnte u. a. gezeigt werden, dass menschliches Entscheidungsverhalten gerade dann verzerrt sein kann, wenn Nicht-Linearitäten, komplexe Interessenstrukturen und Risikoeinschätzungen im Spiel sind (ebd.), sei es beim Spielen bzw. beim Wetten oder – übertragen auf den Untersuchungsgegenstand der vorliegenden Arbeit – dem Bieten bei Auktionen auf Strommärkten, dem Abschluss von Versicherungen, z. B. gegen ein möglicherweise eintretendes Risiko, dem Handel auf Finanzmärkten, z. B. beim Absichern von Strommengen und -preisen auf den Terminmärkten, oder auch bei Entscheidungen mit langjährigen, finanziellen Auswirkungen wie z. B. bei Kraftwerks- und Anlageninvestitionen mit einer technischen Lebenserwartung von 20–40 Jahren.

Das verzerrte Verhalten hängt u. a. damit zusammen, dass Menschen bei ihren Entscheidungen in diesen Situationen durch verschiedene psychologische Effekte in ihrer rationalen Wahrnehmung befangen sind und nicht auf rein analytischer Basis mit allen ihnen zur Verfügung stehenden Informationen angemessen umgehen können (Tversky & Kahneman 1974). Oder anders ausgedrückt: Das tatsächlich beobachtbare Entscheidungsverhalten in einem solchen Entscheidungsumfeld kann nicht den analytischen Ansprüchen des Konzepts des *Homo oeconomicus* gerecht werden. So zeigt sich immer deutlicher, dass sich Menschen in entsprechenden Entscheidungssituationen häufig irrational risikoavers verhalten, blind für Wahrscheinlichkeiten und exponentielle Zusammenhänge sind (Sunstein & Reisch 2014).

Erkenntnisse aus der institutionenökonomischen Forschung haben außerdem gezeigt, dass Werte, Normen, Routinen, aber vor allem auch Vertrauen als informelle Institutionen im Gesellschafts- und Wirtschaftssystem eine sehr wichtige Rolle im Transaktionsverhalten von Akteuren spielen (Möller 2004) und damit auch Einfluss auf die Effizienz von Marktergebnissen haben (Beckert 2007).

Diese generellen Erkenntnisse aus der verhaltens- und institutionenökonomischen Forschung, vor allem die **Risikowahrnehmung und Erwartung über zukünftige Entwicklungen sowie Routinen und Wertvorstellungen, spielen direkt oder indirekt bei der EE-Direktvermarktung sowie bei Investitionsentscheidungen im Stromsektor eine entscheidende Rolle und werden bei der Modellierung deshalb explizit berücksichtigt**. Mit Hilfe von Dokumenten- und Marktanalysen wurden die für die Entwicklung des Modells relevanten Akteure zunächst identifiziert. Durch semi-strukturierte Experteninterviews wurden anschließend die Wahrnehmungen und Vorstellungen der wichtigsten Akteure erfasst (siehe nächster Abschnitt). Um zu einer möglichst realitätsnahen Modellierung der Agenten zu kommen, wurde im nächsten Schritt auf dieser Basis eine Typenbildung für die Direktvermarkter und Anlagenbetreiber bzw. Investoren durchgeführt (siehe Abschnitt 4.5.1 sowie 4.5.2). Des Weiteren wurde untersucht, ob und wenn ja welche Beziehungen, Interaktionen, Kooperationen und Netzwerkstrukturen zwischen diesen Akteuren bzw. Akteursgruppen bestehen (Reeg et al. 2013).

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass zwei unabhängige Akteursanalysen mit Experteninterviewrunden durchgeführt wurden.⁶¹ Die erste Runde wurde im Rahmen eines dreijährigen Forschungsprojektes durchgeführt und konzentrierte sich primär auf die EE-Direktvermarkter (Reeg et

⁶¹ In einem weiteren aktuellen Projekt wurden auch bereits Experteninterviews mit diversen Speicherbetreibern durchgeführt, jedoch noch nicht im fundiert akteursanalytischen Sinn als ausdifferenzierte Agenten im Modell abgebildet.

al. 2013)⁶². Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf die zweite Runde der Akteursanalyse, die zusätzlich im Rahmen der vorliegenden Arbeit durchgeführt wurde und sich auf die Anlagenbetreiber, Investoren und Fremdkapitalgeber von FEE-Investitionen konzentriert.

4.2.2 Durchführung der Experteninterviews

Bei den Interviews ging es primär um die Risikoaspekte bei FEE-Investitionsvorhaben, der Projektentwicklung sowie Finanzierung, um die akteursspezifischen Einflüsse und Auswirkungen bei der (Re-)Finanzierung von Wind- und PV-Projekten unter veränderten instrumentellen Rahmenbedingungen analysieren zu können. Zielgruppe waren Akteure, die an den Investitionsentscheidungen von EE-Stromerzeugungsanlagen und deren Vermarktung direkt oder indirekt beteiligt sind: also Anlagenbetreiber, Eigen- und Fremdkapitalgeber, Projektierer und Direktvermarkter. Der Leitfragebogen gliederte sich dabei in vier Teile:⁶³

- 1) **Teil: Allgemeine Fragen zu Person und Organisation** wurden erfragt, um Hintergründe, Motivationen und Ziele der Akteure in Erfahrung zu bringen.
- 2) **Teil: Projektentwicklungsstadien und Wertschöpfungsanteile** wurden ermittelt, um Besonderheiten bei der Umsetzung eines FEE-Projektes festzustellen, die von Markt- und Förderdesigns beeinflusst werden können.
- 3) **Teil: Projektrisiken, Projektfinanzierung, Renditeerwartung und Kapitalkosten** wurden erhoben, um die spezifischen Einstellungen, Erwartungen und Einschätzungen der Akteure in Bezug auf neue Förderrahmenbedingungen sowie Risikodiversifikations- und Hedgingmöglichkeiten zu ermitteln.
- 4) **Teil: Abschließende Erwartungen über zukünftige Entwicklungen** wurden in Erfahrung gebracht, um mögliche oder wahrscheinliche Entwicklungen über die Zukunft der Energiewende im Strombereich aus der Perspektive der betroffenen Akteure bzw. ihrer Unternehmensstrategie zu erörtern.

Der Befragungsfokus orientierte sich vor allem an der jeweiligen Expertise des Interviewpartners, wobei der 1), 3) und 4) Teil von allen 17 interviewten Experten beantwortet wurde. Der 2) Teil wurde nur von den zwölf Experten beantwortet, die in diesem Bereich auch entsprechende Erfahrungen aufweisen konnten. Die Interviews wurden als semi-strukturierte Experteninterviews mit einer Länge von 60–120 Minuten entweder vor Ort in einem persönlichen Gespräch oder per Telefon durchgeführt.

Der Vorteil von Leitfadentinterviews im Gegensatz zu standardisierten Interviews besteht darin, dass die offene Gesprächsführung den Antwortspielraum des Befragten erweitert, „um so einen Einblick in die Relevanzstrukturen und die Erfahrungshintergründe des Befragten zu erlangen“ (Schnell et al. 2011, S. 379 f). Den Interviewpartnern wurde bei der Erhebung und Auswertung der Fragen vollständige Anonymität zugesichert, sodass sie in ihren Antworten möglichst nicht durch unternehmensinterne oder -externe politische Positionen beeinflusst wurden. Der Erhebungszeitraum erstreckte sich über ein Jahr von Juni 2014 bis Juni 2015.

Die für die Modellierung und Parametrisierung der Agenten und Förderinstrumente wichtigste Erhebung erfolgte im 3) Teil zu den *Projektrisiken, zur Projektfinanzierung, zur Renditeerwartung und zu*

⁶² Federführung bei der Akteursanalyse und der Durchführung der Experteninterviews hatten Umwelt- und Techniksoziologen des Zentrums für Interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung der Universität Stuttgart (ZIRIUS). Diese Analyse war vor allem von marktsoziologischen Thesen zu strategischen Handlungsfeldern und den dort tätigen Akteuren (Organisatoren) geleitet, einem Zweig der neo-institutionellen Wirtschaftssoziologie (Fligstein & McAdam 2011). Für weitere Ausführung zum theoretischen Hintergrund und zur Durchführung der Experteninterviews wird auf Reeg et al. (2013) verwiesen.

⁶³ Der vollständige Fragebogen kann in Anhang A) eingesehen werden.

den Kapitalkosten und im Folgenden weiter ausgeführt. Die Ergebnisse zu den Fragen des 2) und 4) Teils *Projektentwicklungsstadien und Wertschöpfungsanteil* sowie den *Erwartungen über die zukünftigen Entwicklungen* spielen für die Modellierung und Parametrisierung der Agenten erstmal nur eine untergeordnete Rolle, sind aber für die spätere Interpretation und Schlussfolgerung relevant. Die Ergebnisse des 1), 2) und 4) Teils werden im Folgenden nicht weiter ausgeführt, können aber in Anhang B)-D) eingesehen werden.

4.2.3 Ergebnisse der Interviews und identifizierte Einflussparameter

Im Folgenden werden die Ergebnisse des für die Modellierung und Parametrisierung der Agenten relevanten Hauptfrageteils 3) dargestellt, die zur Einschätzung und quantifizierten Bewertung der diskutierten Förderinstrumente von vorrangiger Bedeutung sind. Die Ergebnisse werden in diesem Abschnitt aggregiert dargestellt und die Aussagen komprimiert wiedergegeben. Die ausführlichen anonymisierten Aussagen der Interviewpartner können ebenfalls im Anhang D) eingesehen werden. An dieser Stelle sei noch angemerkt, dass die aufgezeichneten Interviews nicht vollständig transkribiert wurden. Die angegebenen „Zitate“ sind deshalb in den überwiegenden Fällen nicht wortwörtlich, sondern sinngemäß zu verstehen.

I) Allgemeine Risiken bei Anlageninvestition

In diesem Abschnitt geht es um allgemeine Risiken, denen sich der Investor bzw. Betreiber im Rahmen der Projektrealisierung und des Betriebs der Anlagen gegenüber sieht. Es sollte eine Einschätzung über etwaige Risiken abgegeben werden, die primär in der Vergangenheit aufgetreten sind, und solche, die vor allem in der Zukunft erwartet werden. Die Vergangenheit bezieht sich dabei auf das Förderregime der Einspeisetarife bzw. variablen Marktprämie (MP_{var}) ohne verpflichtende Direktvermarktung. Die Formulierung der Erwartung hinsichtlich der Ausgestaltung zukünftiger Förderregime wurde an dieser Stelle explizit dem Experten überlassen. Unterhalb der jeweiligen Abbildung sind weitere interessante Stellungnahmen, die im Laufe der Interviews zur jeweiligen Fragestellung gefallen sind, in ihren Grundaussagen zusammenfassend dargestellt.

a. Welches waren aus Ihrer Sicht die herausragenden Risiken für Investoren und Betreiber in der Vergangenheit?

In der Vergangenheit dominierte bei FEE-Projekten nach Aussage der Interviewpartner das (energetische) Ertragsrisiko, darauf folgten das (technische) Verfügbarkeits- und das politische Risiko (siehe Abbildung 4-3). Dies gilt vor allem für Windprojekte, bei denen die Qualität der Windgutachten einen besonderen Einfluss auf das Risiko des Projektes hat. Dass der Ertrag geringer ausfiel als erwartet, konnte vor

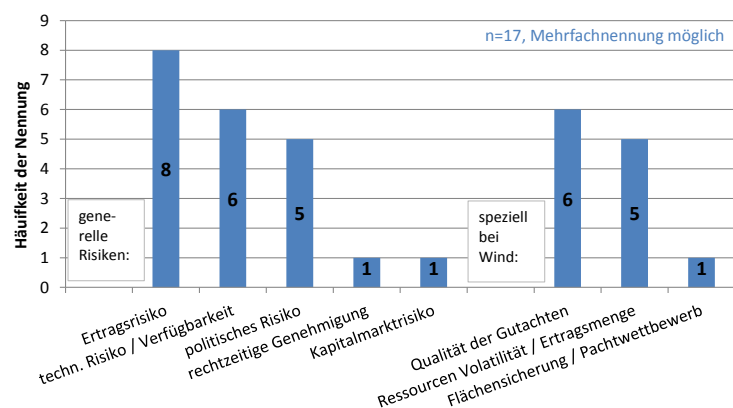


Abbildung 4-3: Genannte Antworten und ihre Häufigkeit zu bisherigen Risiken

allem bei Windprojekten beobachtet werden, während die realisierten Energieerträge bei den PV-Gutachten eher unterschätzt wurden. Gleichzeitig konnte das technische Risiko durch Garantieübernahmen der Hersteller abgedeckt werden. Nach allgemeiner Einschätzung spielen diese Risiken aber heute nur noch eine untergeordnete Rolle.

b. Welche Risiken sind für Sie in Zukunft von herausragender Bedeutung zur Vollkostendeckung von Wind- und PV-Projekten in Deutschland?

Bei den zukünftig zu erwartenden Risiken spielen nach Aussage der Akteure völlig andere Faktoren eine Rolle (siehe Abbildung 4-4). Am häufigsten wurde die Unsicherheit über den Strompreis bzw. dessen Volatilität genannt, gefolgt vom Mengenrisiko, das sich auf die im Markt abzusetzenden Strommengen bezieht und nicht mit dem (energetischen) Ertragsrisiko verwechselt werden sollte. Auch das politische Risiko spielt weiterhin eine wichtige Rolle. Durch die verpflichtende Direktvermarktung neu hinzugekommen sind zudem das Kontrahentenrisiko zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter bzw. Stromabnehmer sowie weitere rechtliche Risiken durch einen immer komplexer werdenden Rechtsrahmen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die meisten Akteure die Einschätzung teilen, dass zukünftig kostenseitig keine großen Risiken mehr zu erwarten sind, dafür aber die Erlösrisiken stark zunehmen werden. Es wurde aber auch einmal die Meinung vertreten, dass die Anlagenauslastung weiterhin eine zentrale Rolle spielt.

Wichtig für die Financier von Projekten seien allein die Risiken

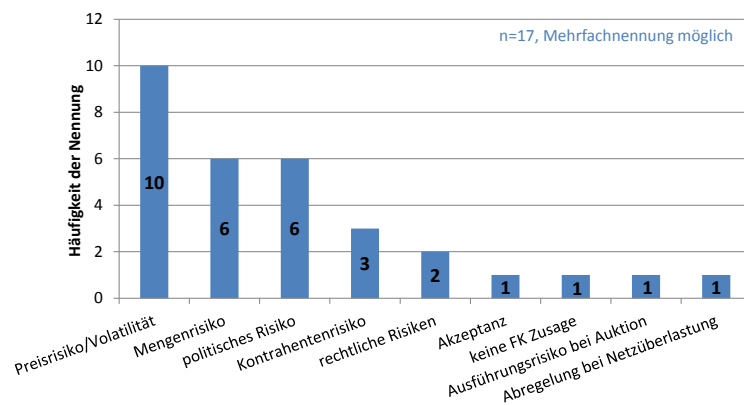


Abbildung 4-4: Genannte Antworten und ihre Häufigkeit zu zukünftigen Risiken

und nicht die Chancen eines Projektes, sodass der sogenannte DSCR-Wert⁶⁴ eine wichtigere Rolle bei der Risikobeurteilung von Projekten spielen werde. So konnte sich ein FK-Geber vorstellen, dass bei zunehmender Volatilität der Einnahmen ggf. eine EK-Ausschüttungssperre vertraglich festgehalten wird. Allgemeiner Konsens war, dass die EK-Risiken automatisch mit der Direktvermarktung steigen und eine EK-Risikoverteilung deshalb immer wichtiger wird. Ein Akteur war jedoch davon überzeugt, dass das Mengenrisiko beim Stromabsatz nicht beim Anlagenbetreiber liegt, sondern von den Direktvermarktern übernommen werden wird.

c. Wo sehen Sie weitere (bisher nicht beachtete) Risiken?

Bei dieser Frage gab es sehr diverse Antworten der Akteure. So sah ein Akteur z. B. ein primäres Risiko darin, überhaupt noch Risikokapital für die Entwicklung des Standortes aufreiben zu können. Weitere Akteure sahen in der Akzeptanz der Bürger vor Ort, dem Ausführungsrisiko bei Auktionen oder der Abregelung durch den Netzbetreiber weitere Risiken, die bisher kaum Beachtung fänden. Des Weiteren wurde u. a. darauf hingewiesen, dass sich das Machtgefüge im Markt erheblich verschieben könne, wenn die Marktkonsolidierung bei der Direktvermarktung bonitätsgetrieben sei. Oder in der Unsicherheit, ob in Zukunft überhaupt noch ein Projekt über eine Projektfinanzierung oder nur noch über eine Unternehmensfinanzierung möglich sein wird. Einig waren sich jedoch die meisten Akteure in der Hinsicht, dass sich die Profilservicekosten und das Fehlprognoserisiko in überschaubaren Grenzen halten werden.

⁶⁴ Der ‚Debt-Service-Coverage-Ratio‘ (DSCR) ist eine finanzmathematische ‚Cashflow‘-Kenngröße und gibt das Verhältnis aus operativem Nettogewinn und Schuldendienst an.

II) Unsicherheit beim Anlagenbetrieb

Im zweiten Abschnitt ging es um die Unsicherheit beim Anlagenbetrieb. Hierfür wurden drei mögliche Risiken vorgegeben, die in eine Rangreihenfolge hinsichtlich ihres Einflusses auf die Vermarktung gebracht werden sollten. Dabei realisierte sich das Absatzpreisrisiko vor allem durch die Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Großhandelspreise für Strom und deren Preisvolatilität. Das Absatzmengenrisiko in Form einer marktgetriebenen Abregelung der Anlage kann sich bei einer möglichen Vertragsverletzung seitens des Vertragspartners realisieren oder wenn sich kein Vertragspartner findet. Das Risiko der Anlagenauslastung tritt bei technischen Problemen, einer netztechnisch bedingten Abregelung der Anlage oder einer nicht wie erwarteten Verfügbarkeit der energetischen Ressource auf.

a. Bitte geben Sie eine Einschätzung ab über die Rangreihenfolge in Abhängigkeit des Einflusses des jeweiligen Risikos bei der Vermarktung von EE-Strom.

Die mit Abstand meisten Interviewpartner haben das Absatzpreisrisiko vor dem Absatzmengenrisiko auf die erste Position gesetzt. Die meisten Nennungen der Rangposition drei entfielen auf die Anlagenauslastung (siehe Abbildung 4-5).

Des Weiteren lässt sich zusammenfassend festhalten, dass viele Akteure der Meinung waren, dass der Marktwert des FEE-Stroms (Preisrisiko) vom einzelnen Anlagenbetreiber selbst kaum beeinflussbar ist. Aber auch das Mengenrisiko dürfe bei zukünftigen Projekten nicht unterschätzt werden. So wies bspw. ein Akteur auf den interessanten Aspekt hin, dass ein großer Offshore-Windpark (ca. 300–400 MW) im

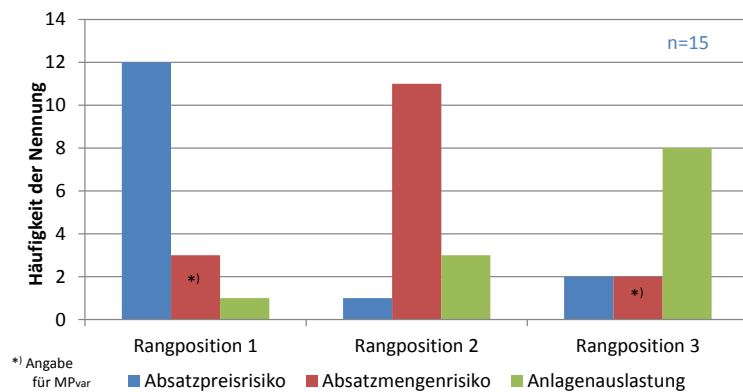


Abbildung 4-5: Anzahl der Angaben zum Rang in Abhängigkeit des Einflusses auf das jeweilige Risiko

Portfolio eines Direktvermarkters bei plötzlich auftretenden hohen Windgeschwindigkeiten kaum zu managen sei. Das gilt vor allem für viele der EE-Direktvermarkter-Typen, die sich seit der Einführung der geförderten Direktvermarktung bisher auf dem deutschen Markt etabliert haben.

Denn fast alle EE-Direktvermarkter – außer den großen EVUs und großen Stadtwerken – haben z. B. aufgrund ihrer Einstellung zum Klimaschutz bzw. der Energiewende im Allgemeinen und den Zielen ihrer Unternehmensstrategien im Speziellen keine oder kaum mehr thermisch-fossile Kraftwerksleistung in ihren Portfolien bzw. stoßen teilweise die noch vorhandenen Kapazitäten ab. Andernfalls würden ihre aus den Zielen abgeleiteten Marktstrategien zur Umsetzung des notwendigen Transformationsprozesses keinen Sinn ergeben. Das Abstoßen der Anlagen-Assets geschieht aus dem einfachen Grund, sich aus (personellen) Kapazitätsgründen zukünftig beim Aufbau eines virtuellen EE-Kraftwerks auf die Flexibilisierung der Nachfrageseite durch DSM fokussieren, und damit bessere Großkundenbindung betreiben zu können (vgl. hierzu Reeg et al. (2013) sowie zu den aktuellen Entwicklungen (Erneuerbare Energien 2016)). Ohne die konventionellen Anlagen könnten Direktvermarkter jedoch auf schnelle Laständerungen bei einem Offshore-Windpark kaum adäquat reagieren, sondern würden sich von der kurzfristigen Nachfrage auf dem ‚Intraday‘-Markt oder den Ausgleichsenergiepreisen abhängig machen. Dieser Befund scheint einmal mehr die These zu bestätigen, dass sich die etablierten Akteure des „alten (zentralen) Systems“ auch im „neuen (dezentralen) System“

weiterhin auf die Aufgaben im Rahmen des Stromhandels fokussieren, die auch gut mit ihren bisherigen Erfahrungen mit den zentralen Strukturen der Vergangenheit zusammenpassen.

Schließlich wurde noch von ein paar Akteuren darauf hingewiesen, dass der Vertrieb bei der Vermarktung von FEE-Strom Nachteile im Vergleich zu konventionellen Großkraftwerken aufweise. Bei einem Kohlekraftwerk könne das Produkt z. B. auf mehrere Käufer verteilt werden, während das bei dezentralem PV-Strom nicht so leicht möglich sei. Nichtsdestotrotz wurde aber auch die Hoffnung geäußert, dass sich neue Geschäftsmodelle entwickeln könnten, um dem steigenden Risiko einer marktgetriebenen Abregelung entgegenzuwirken.

b. Bitte geben Sie eine qualitative Einschätzung über das Risikopotenzial der diskutierten Förderinstrumente im Vergleich zur Einspeisevergütung ab.

etwas niedriger	gleich	etwas höher	deutlich höher	sehr viel höher
+	o	-	--	---

Bei dieser Frage muss darauf hingewiesen werden, dass sie nur noch von sechs Akteuren beantwortet wurde, da die meisten Akteure für die Beantwortung entweder mehr Zeit benötigt hätten, als für das Interview vorgesehen war, oder sich grundsätzlich nicht dazu in der Lage sahen, eine qualifizierte Aussage abzugeben.

Auffällig ist, dass die variable Marktprämie in Bezug auf das Preisrisiko im Vergleich zum Einspeisetarif (FiT) als gleichwertig oder nur mit leicht höherem Risiko eingeschätzt wurde, während bei der fixen Marktprämie sowohl das Preis- als auch das Mengenrisiko deutlich höher eingestuft wurden (siehe Abbildung 4-6). Das Mengenrisiko bei der variablen MP wurde im Vergleich zum FiT nachvollziehbar höher eingestuft, da es nach Aussage der Akteure bei diesem Instrument im Vergleich zum FiT ja bereits einen Anreiz zur marktgetriebenen Abregelung gebe. Bei der Bewertung der Kapazitätsprämie (CP) zeigt sich aber ein sehr diffuses Bild, was vermutlich darauf zurückzuführen ist, dass es den meisten Akteuren schwer fiel, die Anreizwirkung dieses Instruments ad hoc „richtig“ einschätzen zu können.⁶⁵

Denn die Höhe des (Markt-)Preisrisikos hängt bei der CP entscheidend vom Verhältnis der Markt- zu den Prämienerelösen zur Vollkostenrefinanzierung ab. Die Höhe der Erlöse aus einer variablen CP (CP_{var}) hängt darüber hinaus auch von der Standortgüte, also dem potenziellen Ressourcenertrag ab. Bei guten Standorten mit hohen Erträgen wird verhältnismäßig mehr über den Markt als über die Prämienzahlung erlöst. Eine Einschätzung zur Interdependenz dieser

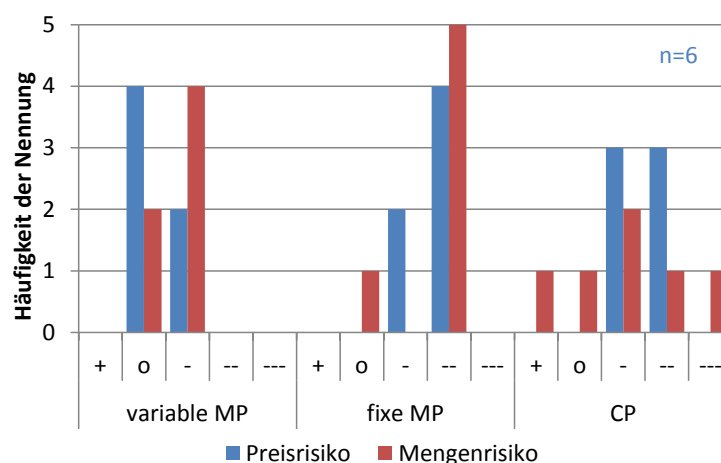


Abbildung 4-6: Anzahl der qualitativen Einschätzung zur Risikohöhe im Vergleich zum Einspeisetarif

Faktoren konnte jedoch keiner der Akteure mehr abgeben. Die FK-Geber vermuteten gleichzeitig, dass ihr Ausfallrisiko bei der CP kleiner sei als bei der fixen MP, da in diesem Fall die Prämienerelöse allein von der installierten Leistung abhängen, der Betreiber jedoch nicht mehr so stark darauf angewiesen

⁶⁵ Beispielsweise beschäftigen sich viele FK-Geber nach eigenen Aussagen aus Kapazitätsgründen i. d. R. erst intensiv mit den Mechanismen eines neuen Instruments, wenn der Gesetzgebungsprozess schon fast abgeschlossen ist, um nicht selbst dem politischen Risiko eines kurzfristigen neuen Kompromisses oder Ideenvorschlags im parlamentarischen Prozess ausgesetzt zu sein.

sei, die Anlagen auch auf einem stets funktionstüchtigen Stand zu halten. Der Anreiz technisch minderwertige Anlagen zu installieren, würde somit steigen. Als weitere interessante Aussage lässt sich zusammenfassend festhalten, das in Zukunft die guten Standorte – im Sinne eines hohen Ertrags – zu minderwertigen Standorten herabgestuft werden könnten, da an diesen Standorten der Gleichzeitigkeitseffekt und damit der Marktwertverlust auf den Strombörsen sehr viel stärker ausgeprägt sein dürfte.

III) Projektfinanzierung

Im dritten Abschnitt ging es um die Projektfinanzierung und darum, welchen Einfluss die drei Faktoren Eigenkapital (EK) Renditeanforderungen, Risikoaufschlag für das Fremdkapital (FK-Zins) und die Anforderung an die EK/FK-Quote in Abhängigkeit von den förderinstrumentenspezifischen Risiken auf die durchschnittlich gewichteten Gesamtkapitalkosten (WACC) haben. Die drei genannten Kostenparameter bestimmen entscheidend die WACC und damit die Kapitalkosten einer Investition (siehe Abschnitt 2.3.2). Unter Einfluss ist in diesem Zusammenhang zu verstehen, bei welchem Faktor sich die Anforderungen bei erhöhtem Risiko als erstes ändern und damit die WACC am ehesten zukünftig beeinflussen werden.

a. Bitte geben Sie eine Einschätzung der Rangreihenfolge in Abhängigkeit vom Einfluss des Parameters auf die Kapitalkosten ab.

Wie in Abbildung 4-7 zu sehen, sind mit Abstand die meisten Akteure davon überzeugt, dass sich bei höheren Projektrisiken als erstes die Anforderungen an die EK/FK-Quote erhöhen werden, also mehr EK in das Projekt eingebracht werden muss, um eine FK-Finanzierung zu erhalten. Ob sich anschließend die Anforderungen an die EK-Renditeerwartung oder der FK-Zins erhöhen, konnte nicht mehr eindeutig zugeordnet werden. Beide Optionen wurden ähnlich häufig – nämlich sechs bzw. sieben Mal – genannt.

Aus den weiteren Aussagen die in Zusammenhang mit dieser Frage während der Gespräche fielen, lässt sich zusammenfassend festhalten, dass letztlich die Reihenfolge der Anpassung dieser Parameter vor allem von der Entscheidung des Investors abhängt. So würde bei neuen Förderinstrumenten mit mehr Risiko der Risikofächer am Ende der Projektlaufzeit weiter aufgehen, sodass ein Investor normalerweise höhere EK-Rendite Anforderung hätte. Legt der Investor selbst Wert auf eine geringere Volatilität der Zahlungsströme, müsse er ebenfalls mit einem höheren EK-Anteil in das Projekt gehen.

Generell wurden bei Windprojekten höhere EK-Renditen erwartet als bei PV-Projekten, da hier die Ertragsrisiken durch die Ressourcenschwankungen höher seien. Deshalb seien bei Windprojekten auch die Anforderungen an die EK/FK-Quote generell höher. Normalerweise würde dann jedoch bei einem höheren EK-Anteil ceteris paribus der Risikoaufschlag des FK-Gebers sinken. Auch sei in der Vergangenheit die EK/FK-Quote umso niedriger gewesen, je besser der Standort (im Sinne des energetischen Ertrags) gewesen sei. Wie sich das in Zukunft aufgrund der FEE-Marktwertentwicklung verhalten

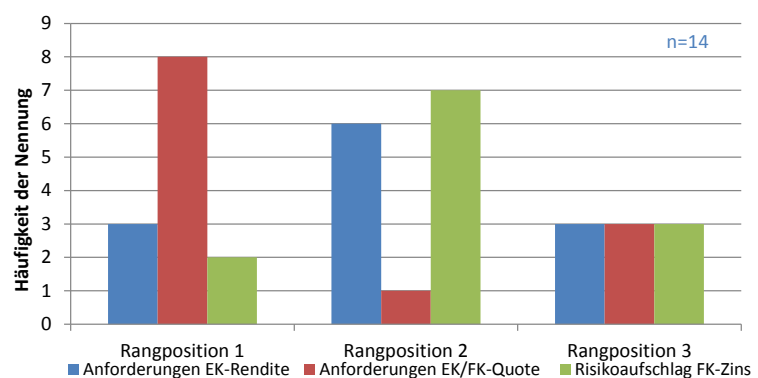


Abbildung 4-7: Anzahl der Angaben zum Rang in Abhängigkeit des Einflusses auf die Kapitalkosten

wird, sei kaum abschätzbar. Zwei FK-Akteure waren außerdem der Ansicht, dass sich der FK Zins durch das derzeit allgemein sehr niedrige Zinsniveau auf den Kapitalmärkten nicht entscheidend erhöhen dürfe bzw. der Wettbewerb unter den FK-Gebern in Deutschland sehr hoch sei. Deshalb seien auch keine extremen Risikoaufschläge beim FK-Zins zu erwarten. Letztendlich hängen also alle drei Finanzierungsparameter von den Entwicklungen der jeweils anderen beiden ab (interpretierbar als mehrdimensionale Rückkopplungsschleife), sodass eine generelle Rangreihenfolge letztendlich nur projektspezifisch festgelegt werden kann.

Wie schon bei der Frage b) aus Abschnitt II) hat sich bei der folgenden Frage zur qualitativen Risikoeinschätzung die zunehmende Schwierigkeit der Befragten gezeigt, auf die Frage eine fundierte Antwort geben zu können. Es sei darauf hingewiesen, dass bei den folgenden Fragen nur noch zwei Experten ganz konkrete Antworten abgegeben haben. Viele Experten haben aber dennoch weitere interessante und wichtige Hinweise zur Fragenstellung geben, die sich auch in den in Anhang D) III) a)-b) aufgelisteten Zitaten wiederfinden.

b. Bitte geben Sie eine qualitative Einschätzung der Risikoentwicklung sowie zu ihren Einfluss auf die Kapitalkostenparameter in Abhängigkeit vom Förderinstrument ab.

etwas niedriger	gleich	etwas höher	deutlich höher	sehr viel höher
+	o	-	--	---

Trotz der geringen Anzahl an Antworten auf diese Frage lässt sich interessanterweise feststellen, dass beide Akteure die gleiche Einschätzung hinsichtlich der variablen und fixen Marktprämie teilen. So sind sie der Ansicht, dass sich die Anforderungen bezüglich der EK-Rendite, der EK/FK-Quote und des Risikoaufschlags für den FK-Zins bei der variablen MP im Vergleich zum FiT nicht geändert haben, sich bei der fixen MP jedoch leicht erhöhen dürften. Bei der CP wurden die Anforderungen von einem Akteur als deutlich höher im Vergleich zum FiT eingeschätzt, vom anderen als nur leicht höher (siehe Abbildung 4-8).

Aus den Aussagen der anderen Akteure, die sich keine direkte Beantwortung der Frage zutrauten bzw. für nicht ohne weiteres beantwortbar hielten, lässt sich festhalten, dass die Entwicklung dieser Kapitalkostenparameter von vielfältigen weiteren Faktoren abhängt. Die Entwicklung des FK-Zinses hänge z. B. davon ab, ob das Kapital über einen KfW-Kredit⁶⁶ oder den Kapitalmarkt beschafft werde oder aber statt höheren FK-Zinsen kürzere Kreditlaufzeiten vereinbart würden.

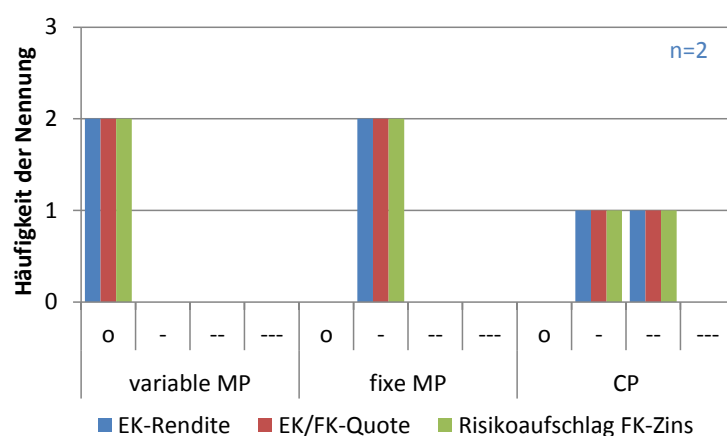


Abbildung 4-8: Anzahl der gegebenen qualitativen Einschätzung des Risikos und des Einfluss auf die Kapitalkostenparameter in Abhängigkeit des Förderinstruments

Dass der FK-Zins aber sowohl bei der fixen MP als auch bei einer CP um 1,3–1,5 % steigen könnte, wurde als plausibel angesehen. Inwiefern ein Investor trotz höherer Projektrisiken dennoch niedrige EK-Renditeerwartungen in Kauf nimmt, um die Kapitalkosten in Grenzen zu halten, hänge dagegen sehr stark vom Akteurstyp ab. So seien in der Vergangenheit teilweise Bürgerwindprojekte mit nur 1–2 % erwarteter EK-Rendite allein deshalb realisiert worden, weil die Akteure vor Ort von der Sinnhaf-

⁶⁶ Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) ist eine bundeseigene Förderbank, die unter bestimmten Bedingungen zinsvergünstigte Kredite vergibt.

tigkeit des Projektes überzeugt gewesen seien. Größere Akteure würden hier deutlich höhere EK-Renditen erwarten, bevor sie ein EE-Projekt umsetzten. Ein Interviewpartner bestätigte auch, dass ein großer EVU Akteur in Deutschland von sich selbst gesagt hat, dass die interne Renditeerwartung (IRR) zu hoch für EE-Projekt sei. Interessant war schließlich noch die Aussage eines FK-Akteurs, der sich vorstellen konnte, dass in Zukunft auch völlig neue Konzepte zum Einsammeln von EK oder FK entstehen, falls zukünftig höhere EK-Anteile eingefordert werden oder keine Projektfinanzierungen durch einen traditionellen FK-Geber mehr möglich sein sollten; so bspw. über Crowdfunding Plattformen.

IV) Risikoauflage

Im vierten Abschnitt sollten die Befragten noch eine Abschätzung darüber abgeben, wie sich die Risikoauflage bzw. -abschläge (pauschal) verhalten würden, wenn die Höhen der genannten Fördermodelle nicht administrativ, sondern über Ausschreibungen ermittelt werden würden. Zur Angabe eines quantifizierten Risikoauflags bei Ausschreibungsmodellen war jedoch kein Interviewpartner in der Lage bzw. bereit. Das lag vermutlich vor allem daran, dass sich während der Interviews herauskristallisiert hat, dass sich die Akteure, die für das Festlegen von Eigenkapitalanforderungen und Kreditbedingungen zuständig sind, selbst noch in einem Lernprozess befinden. So wurde von vielen Akteuren berichtet, dass man das nicht alles von vornherein wissen und berechnen könne, „sondern der Markt lernt über die erfolgreichen und missglückten Projekte der Vergangenheit und pendelt sich dann bei den passenden Werten ein.“ Nur ein Akteur hat von einem pauschalen Aufschlag von mindestens 20 % gesprochen.

a. Was sind weitere typische Transaktions- bzw. Zusatzkosten bei Ausschreibungsmodellen?

Bei dieser Frage waren sich so gut wie alle Akteure zunächst einmal einig, dass vor allem zusätzliche Kosten bei der Projektentwicklung – die sog. Vorfinanzierungskosten – entstehen, die überhaupt eine Teilnahme an der Auktion ermöglichen. Diese Kosten fielen zu einem Zeitpunkt an, zudem noch große Unsicherheit darüber bestehe, ob das Projekt überhaupt einen Zuschlag bei der nächsten Auktion erhalten wird. Diese Kosten summieren sich nach Aussage eines Akteurs bei Windprojekten auf ca. 150 T€/MW, bei Bürgerenergieprojekten können diese mit 300-400 T€/MW jedoch noch deutlich höher ausfallen. Ein effizientes Ausschreibungsdesign sei speziell für Windprojekte schwierig, da hier die Vorentwicklungszeiträume je nach Projektgröße und Standort 2–7 Jahre in Anspruch nehmen könnten.

Problematisch ist nach Aussage der meisten Akteure auch der Punkt, dass sowohl der EK- als auch der FK-Geber das Ausfallrisiko tragen müssen, sollte das Projekt nicht bezuschlagt werden. Dieses Risiko würde der FK-Geber deshalb beim Zins normalerweise einpreisen. Andernfalls müssten die Vorfinanzierungskosten ausgelegt werden, lange bevor überhaupt mit FK-Gebern in Verhandlung getreten wird. Bei Ausschreibungen würde ein doppeltes Risikokapital benötigt, weil Unsicherheit darüber herrsche, ob man erstens den Zuschlag für den geplanten Standort bekomme, und zweites, ob im Folgenden auch der gebotene Preis bei der Auktion bezuschlagt würde.⁶⁷ Solche Risiken könnten i. d. R. nur große Akteure tragen, die das Projekt über ihre Unternehmensbilanz absichern können, während kleine Akteure auf eine Projektfinanzierung angewiesen seien. Eine Bank würde in diesem Fall das Projekt selber nicht mehr als Sicherheit anerkennen, da die Realisierungswahrscheinlichkeit je nach Wettbewerbssituation extrem niedrig sein könne. Projektfinanzierungen, die norma-

⁶⁷ Die Information dieser speziellen Abhängigkeit kann mit dem verfolgenden ABM-Ansatz auch zukünftig noch dazu genutzt werden, den Zuschlag bei einer Ausschreibungen als Zufallszug über die bedingten Wahrscheinlichkeiten eines jeden spezifischen Auktionsteilnehmers als Mikro-Simulation auszuführen. Viele solcher stochastischen Ansätze haben ihre Ursprünge in der Migrationsforschung und werden dort neuerdings auch mit ABM Ansätzen kombiniert.

lerweise von kleineren Akteuren genutzt werden, wären nach Auffassung (fast aller) Experten bei Ausschreibungen somit mit nicht bzw. zumindest nicht ohne Weiteres mehr möglich.

Fast alle Akteure waren sich außerdem einig, dass die Vollkosten des Projektes deutlich höher liegen dürften als bei administrativ festgelegten Vergütungen. Hingegen würde ein Bieterwettbewerb aber auch ggf. Kostensenkungspotenziale heben. Welcher Effekt letztendlich überwiegen werde, bliebe abzuwarten. Ein Akteur hat noch auf den interessanten Aspekt hingewiesen, dass die Kosten eines vorfinanzierten Projektes, welches keinen Zuschlag erhalten hat, nicht zwangsläufig als versunkene Kosten angesehen werden müssten, da ein solches Projekt – je nach Entwicklung eines Zweitmarktes – für die nächste Ausschreibungsrunde weiterverkauft werden könne.

b. Welche Akteure bzw. Anlagenprojekte für FEE-Investitionen würden von Ausschreibungen profitieren bzw. benachteiligt?⁶⁸

Diese letzte Frage wurde interessanterweise von so gut wie jedem der 17 Befragten mehr oder weniger deutlich damit beantwortet, dass „ausschließlich/ klar/ so gut wie sicher/ bestimmt,...“ die großen Akteure von den Ausschreibungen profitieren würden, da nur sie Unternehmensfinanzierungen realisieren könnten. Die große Mehrheit der Akteure war auch davon überzeugt, dass es mit einem Ausschreibungsmodell keine Bürgerenergieprojekte mehr geben wird. Auch waren sich mehr oder weniger alle Interviewpartner sicher, dass es eine Professionalisierung bei den Projektentwicklern wird geben müssen, da bei Ausschreibungen definitiv energiewirtschaftliches Know-how Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Teilnahme sei.

Einige waren außerdem davon überzeugt, dass sich aufgrund der dann nur noch geringen EK-Renditen, die sich mit dem Betrieb der Anlagen erzielen ließen, die Akteurskonstellation bei der Projektentwicklung ändern wird. Groß EVU würden dann vermutlich vermehrt in die Projektentwicklung expandieren, um Geld zu verdienen und die realisierten Projekte anschließend an Versicherer und Pensionsfonds mit niedrigen EK-Renditeerwartungen weiterverkaufen. Nach Aussage der 12 Experten, die den 2) Fragebogenteil zu Projektentwicklungsstadien und Wertschöpfungsanteilen beantwortet haben, hält die Projektentwicklung schätzungsweise einen Anteil von 10 % an der Wertschöpfung und das relativ unabhängig von der Größenklasse einer FEE-Anlageninvestition.

V) Schlussfolgerung aus den Ergebnissen der Interviews

Die Aussagen in den Experteninterviews haben den Eindruck bestätigt, dass viele Akteure höhere Risiken durch die anstehenden Reformen des EEG und die Abschaffung der FiT erwarten und davon überzeugt sind, dass sich mit der forcierten Marktintegration der EE in Zukunft vor allem die Akteure am Markt behaupten werden können, die bereits entsprechende energiewirtschaftliche Erfahrung vorweisen bzw. rechtzeitig aufbauen können sowie die Möglichkeit haben, die zunehmenden Projektrisiken bei FEE-Investitionen über ihr eigenes Unternehmensportfolio abzusichern. Wie aus einer Studie zu den Eigentümerverhältnissen im EE-Strombereich 2011 abgeschätzt werden kann, ist das gemessen an der installierten Leistung für 75 - 85 % der bisherigen EE-Investoren nicht möglich (siehe Abbildung 4-9). Bisher können nur die *Großen Vier*, die *Regionalerzeuger*, *sonstige EVU* und *Internationale EVU* ein gemischtes Portfolio mit erneuerbarer und konventioneller Erzeugung aufweisen, das groß genug wäre, um Investitionsrisiken zu streuen bzw. entsprechend der Höhe ihrer Marktkapitalisierung die vom Kapitelgeber geforderten Sicherheiten über die Bilanz bereitzustellen. Auch bei

⁶⁸ Zur besseren Einordnung der Aussagen muss der jeweilige Stand des individuell verfügbaren Wissens eines jeden Interviewpartners vor dem Hintergrund betrachtet werden, dass das Expertenwissen über die konkreter werdenden politischen Pläne zur Einführung von weiteren Ausschreibungen natürlich stark vom Zeitpunkt des Interviews abhängig waren. Die Durchführungszeitspanne der Interviews reichte von Juni 2014 bis Juni 2015, die erste PV-Pilotausschreibungsrunde für Freiflächenanlagen fand erstmals im Feb. 2015 statt.

den *Projektierern* werden wahrscheinlich nur die großen Akteure entsprechende Sicherheiten für die Projektdurchführung hinterlegen können.

Außerdem scheinen einige der interviewten Akteure zu vermuten, dass durch den erhöhten Kostendruck auf die gesamte Wertschöpfungskette bei Ausschreibungsverfahren –

und durch die damit notwendigerweise einhergehende Professionalisierung bei den Projektentwicklern – auch bei dieser Akteursgruppe ein Konsolidierungsprozess, der letztlich die Gefahr einer höheren Marktkonzentration birgt, in Gang gesetzt werden könnte.

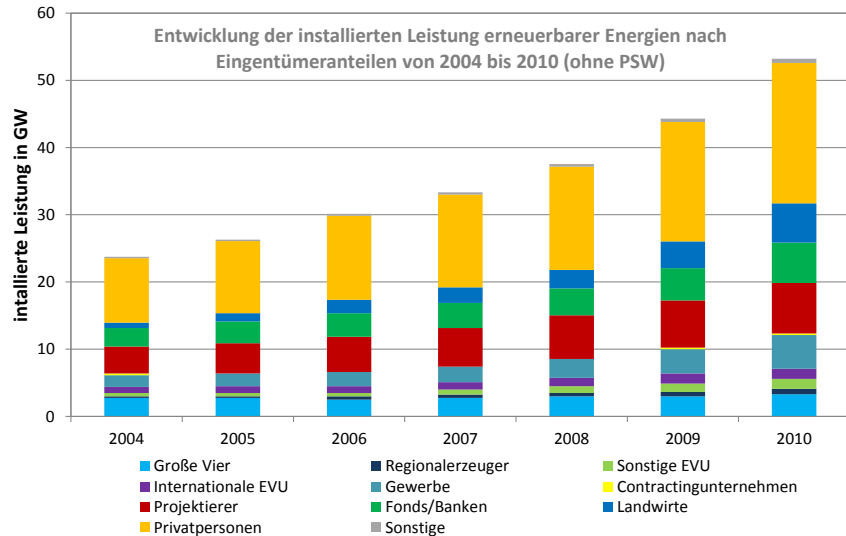


Abbildung 4-9: Eigentümeranteile an installierten EE-Leistung von 2004-2010 [eigene Darstellung nach (trend:research 2011)]

bei den Projektentwicklern – auch bei dieser Akteursgruppe ein Konsolidierungsprozess, der letztlich die Gefahr einer höheren Marktkonzentration birgt, in Gang gesetzt werden könnte.

4.3 Überblick über das AMIRIS-Modell und den Simulationsablauf

Im Folgenden wird ein Überblick über die AMIRIS Gesamtmodellstruktur gegeben. Als erstes wird diese auf oberster Abstraktionsebene erläutert, bevor auf die Besonderheiten der Steuerung und des Ablaufs des Modells eingegangen wird. Abschließend erfolgt eine kurze Darstellung der Kommunikationsmechanismen zwischen den Agenten bzw. Entitäten des Systems. Eine detaillierte Beschreibung der Implementierung, Ausdifferenzierung und Parametrisierung der modellierten Strom(teil)märkte sowie Agenten erfolgt anschließend in den Abschnitten 4.4 - 4.6.

4.3.1 Gesamtmodellstruktur

Die Überlegungen zur Anwendung eines agentenbasierten Modellierungsansatzes sowie die Grundlagen des AMIRIS-Modells wurden im Rahmen zweier Forschungsprojekte entwickelt (siehe hierzu (Krewitt et al. 2011; Reeg et al. 2013)). Zusätzlich wurde das Modell durch die in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Implementierungen substantiell erweitert. Der aktuelle Modellstand in schematischer Darstellung kann Abbildung 4-10 entnommen werden. Die zentralen Entitäten als wichtigste Repräsentanten der Akteure in der realen Welt sind die EE-Anlagenbetreiber-Agenten (ABAs) auf der linken Seite der Abbildung sowie die Direktvermarkter-Agenten (DVAs) am unteren Rand des Modellschemas. Abhängig von den extern eingelesenen Wetter- bzw. Erzeugungsprofilen für die Berechnung der Wind- und PV-Stromerzeugung (siehe Abschnitt 4.7.2) erzeugen die ABAs jede Stunde eine bestimmte potenzielle Strommenge und können diese entweder als „passive“ Anlagenbetreiber nach alter EEG Regelung an die Netzbetreiber oder als „aktive“ Anlagenbetreiber an einen oder mehrere DVAs veräußern, mit denen zuvor ein Vermarktungsvertrag geschlossen wurde. Biomasseanlagenbetreiber haben die gleiche Wahl, speisen jedoch nach vorgegeben Betriebsstrategien ein (siehe Abschnitt 4.5.1.).

Sowohl die DVAs als auch der Netzbetreiber-Agent (NBA) übernehmen dann alle weiteren Rechte und Pflichten der Vermarktung des EE-Stroms (siehe Abschnitte 4.5.2 und 4.6.2). Für die Direktvermarktung können die vier verschiedenen Förderinstrumente der variablen oder fixen Markt- bzw. Kapazitätsprämie ausgewählt werden (siehe auch Abschnitt 4.6.1). Sowohl der Netzbetreiber als auch

die Direktvermarkter prognostizieren die potenziell zur Verfügung stehenden FEE-Strommengen und verkaufen den Strom über die Strombörse des ‚Day-ahead‘-Spotmarktes, wenn sie den Weg der geförderten Direktvermarktung entsprechend der aktuellen gesetzlichen Regelung nach § 34 EEG 2014 nutzen wollen. Die DVAs können neben Verträgen mit Anlagenbetreibern auch solche mit Speicherbetreibern (SPR) schließen und diese zur Optimierung der zu vermarktenden FEE-Strommengen einsetzen (siehe Abschnitt 4.5.2 und 4.5.3).

Zusätzliche Einnahmen können die Vermarkter auch über den Regelleistungsmarkt für negative Minutenreserve erzielen (siehe Abschnitt 4.4.2), indem sie je nach Zusammenstellung ihres EE-Vermarktungsportfolios und der gesicherten EE-Erzeugungskapazität Regelleistung anbieten. Der Lieferant dient bisher als Senke des Systems. Hierbei wird die Last als aggregierte deutsche Gesamtlast über ein exogen eingelesenes Profil dargestellt und bildet somit die Nachfrageseite zur Berechnung des Börsenstrompreises ab (siehe Abschnitt 4.4.1). Zur Bestimmung der Merit-Order und Deckung der Residuallast (RL) stehen fünf verschiedene konventionelle Kraftwerkstypen zur Verfügung (siehe Abschnitt 4.6.4).

Das Simulationsmodell kann in zwei verschiedenen Versionen in Bezug auf die gewünschte Modell- und den Untersuchungsschwerpunkt initialisiert werden. Erstens in einer *nicht emergenten Version*, bei der alle ABAs über den Simulationszeitraum an den initialen DVA gebunden bleiben, mit dem der Vertrag zum Simulationsbeginn geschlossen wurde. In der *emergenten Version* können die ABAs ihren Vertragspartner wechseln. Dazu bieten die Direktvermarkter den Anlagenbetreibern zu

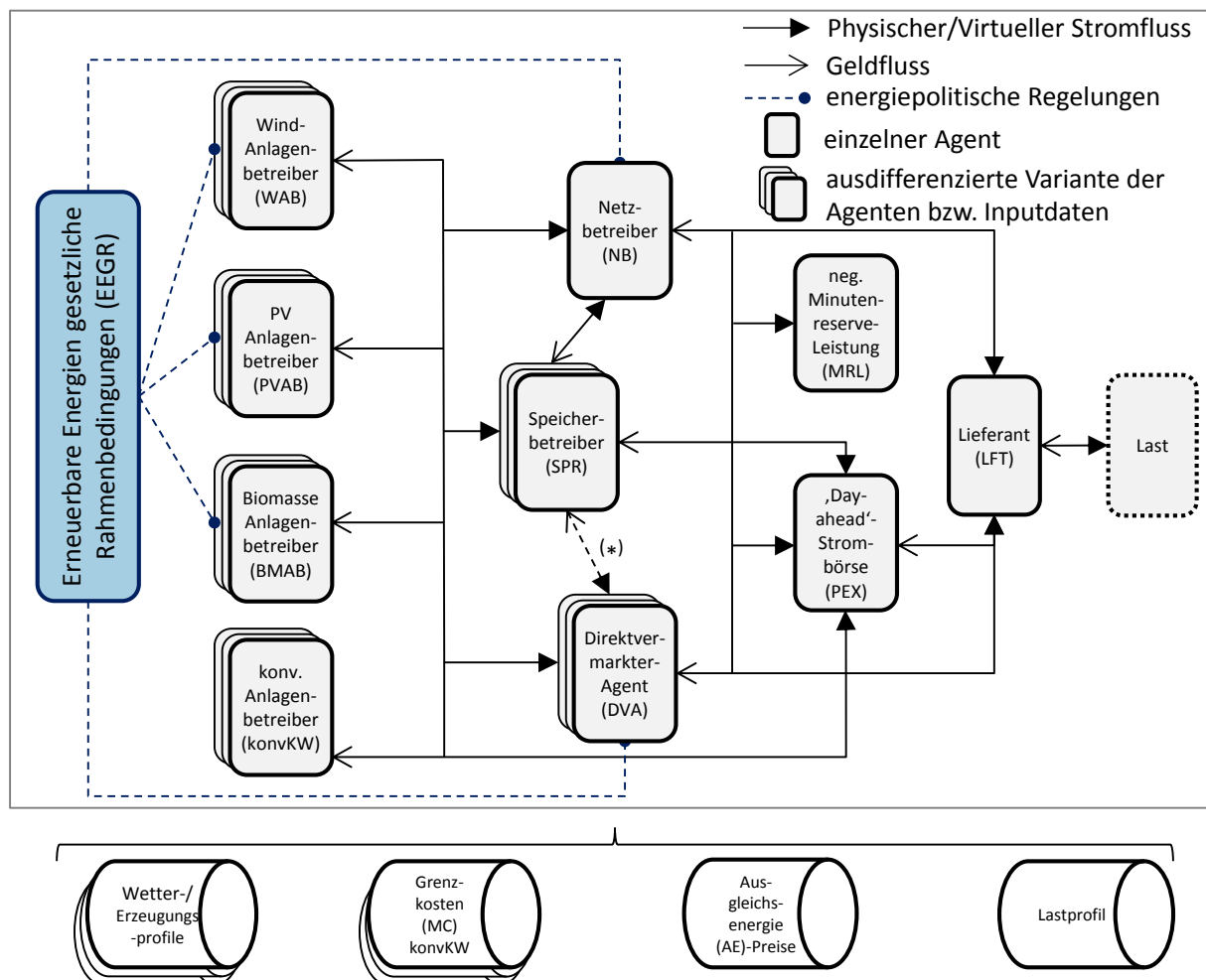


Abbildung 4-10: AMIRIS Gesamtmodellstruktur

(*) Speicher-Agenten können entweder als zentrale Großspeicher eigenständig auf dem ‚Day-ahead‘- und Minutenreservemarkt agieren oder als dezentrale Speicher in das Portfolio eines Direktvermarkter-Agenten eingebunden werden

Beginn eines jeden Simulationsjahres auf Basis ihres Geschäftserfolgs im abgelaufenen Simulationsjahr neue Vertragskonditionen an. Die Anlagenbetreiber vergleichen die Konditionen mit ihren bestehenden Verträgen und wechseln den Vertragspartner, falls ein individueller Schwellenwert überschritten ist, der sich aus dem Vertrauen in den DVA und den Transaktionskosten eines Vertragswechsels ableitet. Auf diese Weise können die Portfolio- und Wettbewerbseffekte der Direktvermarkter bei der EE-Direktvermarktung direkt analysiert werden (vgl. (Reeg et al. 2013)).

Der Fokus der vorliegenden Arbeit richtet sich jedoch auf die FEE-Anlagenbetreiber und deren Refinanzierungsbedingungen unter verschiedenen politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Aus diesem Grund wird bei den späteren Simulationsläufen *die nicht emergente Version verwendet*⁶⁹. Für eine detaillierte Beschreibung der Angebotserstellung und des Wechselverhaltens der Agenten wird an dieser Stelle auf Reeg et al. (2013) verwiesen.

4.3.2 Simulationsablauf und -steuerung

Bei der Modellierung komplexer dynamischer Systeme kann man zwischen einer diskreten und einer kontinuierlichen Zeitentwicklung unterscheiden. Da auch der Stromhandel zeitdiskret abläuft, wurde auch das AMIRIS-Modell als zeitdiskrete Simulation aufgesetzt. Hierbei ändern sich die Zustände in äquidistanten Zeitschritten. Bei Zustandsänderungen eines zeitkontinuierlichen dynamischen Systems würde der Simulationsfortschritt in infinitesimal kleinen Zeitschritten stattfinden. Aus mathematischer Modellierungsperspektive werden zeitkontinuierliche dynamische Systeme durch autonome gewöhnliche Differenzialgleichungen beschrieben.

Zur Entwicklung des AMIRIS-Modells wird das agentenbasierte Simulationsframework ‚Repast Symphony 2.2‘⁷⁰ verwendet. Es handelt sich dabei um ein Java-basiertes Entwicklungsframework, das Anwender bei der Erstellung von agentenbasierten Simulationsmodellen unterstützt. Repast Symphony bietet eine grafische Experimentieroberfläche (GUI), mit der sich die Modelle parametrisieren, Simulationsläufe durchführen und die Ergebnisse aufbereiten lassen.⁷¹ Insbesondere eignet sich *Repast Symphony* nicht zuletzt durch seine objektorientierte Ausrichtung für die Erstellung extrem flexibler Modelle mit interagierenden Agenten. Es ist als Open-Source Library inzwischen auf eher ingenieurstechnischen sowie auf rein sozialwissenschaftlichen Systemen weit verbreitet (Gorod et al. 2015; Holzhauser 2010).

Die Simulationssteuerung wird per ‚default‘ vom Simulationsframework vorgegeben und ausgeführt. Der Simulationsablauf ist runden- und/oder ereignisbasiert und lässt sich in gewissen Grenzen manipulieren und damit vom Modellierer beeinflussen. Die in den *Context* der Simulation eingebundenen Agenten (siehe Abbildung 4-11) melden ihre in jedem Simulationsschritt (T_{Step}) repetitiv ausgeführten Methoden (Algorithmen) bei der zentralen Ablaufsteuerung von Repast mit bestimmten Ausführungsprioritäten an. Ein T_{Step} entspricht dabei einer Stunde in der Realität. Falls mehrere Agenten in einem Berechnungsschritt Methoden gleicher Priorität zur Ausführung anmelden, entscheidet Repast

⁶⁹ Auch aus Gründen des Modell-Handlings wird in den Simulationsanalysen der vorliegenden Arbeit auf die zusätzliche Untersuchung emergenten Verhaltens verzichtet. Der ohnehin schon relativ hohe Parametrisierungsaufwand bei der Initialisierung der Kommunikationsobjekte der *nicht emergenten Version* ergibt sich aus dem Produkt der Anzahl der Differenzierungsstufen j und der Anzahl der jeweiligen enthaltenden Differenzierungselemente n auf Seiten der ABA. Er würde sich in der *emergenten Version* zusätzlich um den Faktor m als Anzahl der DVA i , auf die ein ABA seine direktvermarkteten Strommengen anteilig verteilen könnte, steigern. Die Gesamtanzahl der manuell zu initialisierende Kommunikationsobjekte im Modell berechnet sich somit als Summenprodukt aus: $\prod_{i,j=1}^{i,j} n_j \times m_i$.

⁷⁰ *Repast Symphony* wurde vom Argonne National Laboratory und der University of Chicago als Open-Source Simulationsplattform entworfen und wird kontinuierlich gepflegt sowie weiterentwickelt. Sie ist unter der ‚new BSD style license‘ veröffentlicht. Siehe auch: <http://repast.sourceforge.net/index.html>.

⁷¹ Sowohl die vorgegebene Parametrisierungsoberfläche als auch die Ergebnisaufbereitungs- und Analysetools waren für die Anwendung des AMIRIS nicht zweckmäßig, sodass hierfür eigene Tools basierend auf Excel, XLM und Python entwickelt werden mussten.

zufällig in welcher Reihenfolge diese ausgeführt werden. Für die Simulationssteuerung wird eine agenteninterne Simulationszeit als prioritätsgesteuerter Taktmechanismus (T_{Takt}) verwendet, der von der Super-Klasse *SAgent* verwaltet wird und von allen Agenten implementiert werden muss. Da pro Simulationsschritt i. d. R. mehrere Aktionen von jedem Agenten durchgeführt werden, muss der

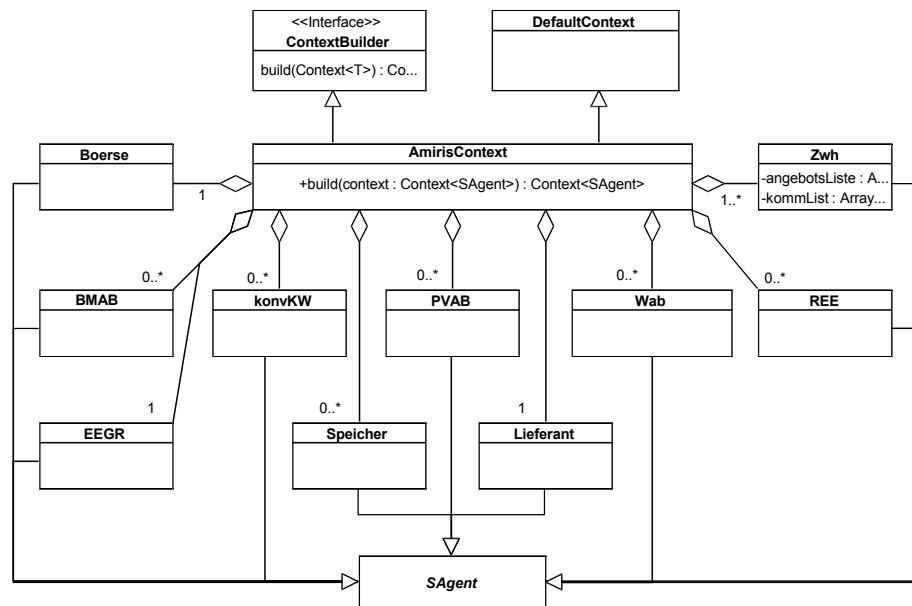


Abbildung 4-11: Simulationsablauf im AMIRIS-Modell als UML-Klassendiagramm [Darstellung aus (Reeg et al. 2013)]

Ablauf innerhalb eines T_{Step} manuell in sog. *step-Methoden* untergliedert und zur Ausführung gebracht werden (siehe Abbildung 4-12).

Dieser implementierte Mechanismus erschwert es zwar zusätzlich, den Zustand des Modells in jedem T_{Step} konsistent zu halten, erhöht dafür aber auch die Simulationsgeschwindigkeit bei größeren und komplexeren Modellen. Der konsistente interne Modellzustand muss damit nicht mehr wie bei anderen Frameworks nach jeder Änderung eines Parameters oder einer Variable neu geprüft werden. Dafür müssen das Modell bzw. die kontinuierlich neu berechneten Variablen innerhalb eines T_{Step} in ihrem zeitlichen Berechnungsablauf genauestens verifiziert werden, damit von anderen Agenten nicht auf falsche Variablenwerte zurückgegriffen wird. Die Serialisierung der Simulationsschritte dient also der konsistenten Berechnung der Parameter von Agenten, die von anderen Werten weiterer Agenten abhängig sind.

Folgende Grundgedanken sind in den Methoden während eines Simulationsschritts im AMIRIS-Modell verankert worden:

- **stepInit:** Dieser Schritt dient der Durchführung von Aktionen zu Beginn eines T_{Step} . Insbesondere werden Objekte erzeugt, die anderen Agenten zur Verfügung gestellt werden (müssen).
- **step2xP:** Zu diesem Zeitpunkt wird ein konsistenter interner Zustand der Agenten hergestellt. Insbesondere werden hier folgende Werte berech-

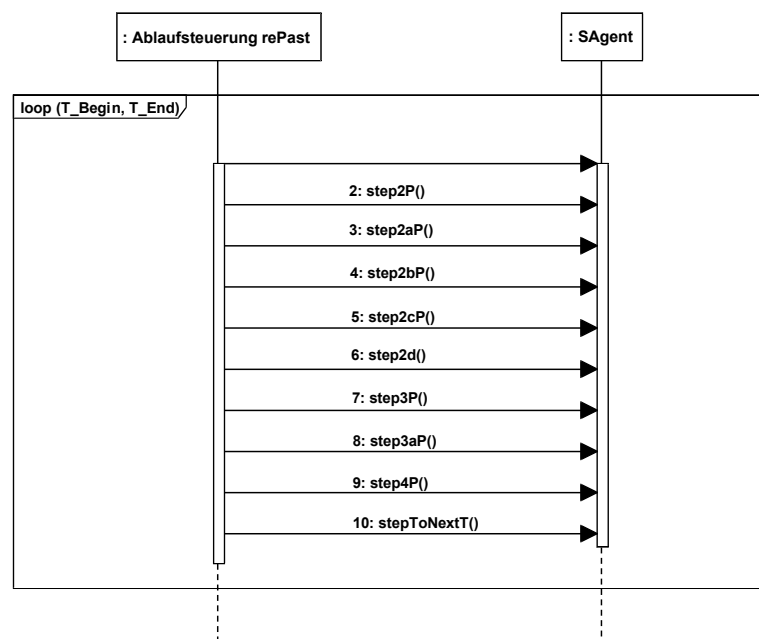


Abbildung 4-12: Serialisierte Simulationsabläufe zu einem Simulationsschritt T [Darstellung aus (Reeg et al. 2013)]

net: die potenziellen Strommengen, die von den Stromerzeugern innerhalb einer Stunde erzeugt werden können sowie welche Strommengen an die Direktvermarkter oder den Netzbetreiber letztendlich verkauft werden, marktgetrieben abregelt oder an einen Speicherbetreiber-Agenten gehen.

- **step3xP**: In diesen Schritten werden vor allem die Berechnungen zur Bezahlung der gehandelten Strommengen durchgeführt.
- **step4P**: In diesem Moment werden die Gesamteinnahmen sowie die Leistungs- und Preisprognosen berechnet und ggf. Entscheidungen für den nächsten T_{Step} getroffen.
- **stepToNextT**: Ganz am Ende eines T_{Step} werden alle Berechnungen die zum nächsten Zeitpunkt der Simulation wirksam werden sollen durchgeführt. Dies sind z. B. die agenteninterne Simulationszeit, der Wechsel und das Setzen von Parametern für bestimmte Ereignisse oder das Treffen von Entscheidungen.

4.3.3 Kommunikationsmechanismen

Der Kommunikationsmechanismus in AMIRIS erlaubt den flexiblen Handel von Strom zwischen den einzelnen Agenten. 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 zwei Vertragspartnern interpretiert werden.

Die Handels- bzw. Vertragsbeziehungen zwischen den Agenten werden zu Beginn der Simulation während der Parametrisierung des Modells sowie der Initialisierung der *KommStrom- und StratTarifmodell-Objekte* definiert. Über das *KommStrom-Objekt* werden außerdem alle für die entsprechende Transaktion notwendigen Informationen zwischen den Vertragspartnern ausgetauscht. Somit erfüllt das *KommStrom* Objekt nicht nur die Funktion eines Stromhandelsvertrags, sondern auch die Funktion einer Datenaustauschplattform, über die z. B. auch die Aufforderung zur Einspeisung bzw. Abregelung der Anlage oder prognostizierte Preise und Leistungen kommuniziert werden.

4.4 Modellierung der Stromteilmärkte

Für die im Kapitel 5 vorgenommenen Analysen zur Marktintegration der FEE sind drei Stromteilmärkte von essenzieller Bedeutung:

- Der **„Day-ahead“-Markt**, der den Referenzpreis bei der Vermarktung des EE Stroms liefert und deshalb auch als Basis für die Berechnung der Marktwerte und variablen Prämien der EE dient,
- der **Regelenergiemarkt für negative Minutenreserveleistung (MRL)**, auf dem nicht mehr nur die thermischen Kraftwerke (KW), sondern auch zunehmend EE-Anlagen Zusatzerlöse zu den Einnahmen auf dem Spotmarkt erzielen können,
- Der **Ausgleichenergiemarkt (AEM)**, der seit der Einführung der geförderten EE-Direktvermarktung die Ausgleichsenergie- bzw. die sog. *Profilservicekosten* für eine nicht fahrplangetreue Einspeisung bestimmt.

4.4.1 „Day-ahead“ Strommarkt

Der „Day-ahead“-Spotmarkt wird über ein stilisiertes Merit-Order-Modell (MOM) in AMIRIS implementiert und kombiniert dabei einen parameterreichen Fundamentalansatz zur Abbildung der techno-ökonomischen Eigenschaften des konventionellen Kraftwerksparks mit einem sparsam-strukturalen Ansatz zur stochastischen Modellierung der Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung. Im folgenden Abschnitt wird zunächst der fundamentale Ansatz des MOM beschrieben. In Abbildung 4-13 sind die fundamentalen Einflussgrößen sowie der grundlegende Aufbau des Modells zur Be-

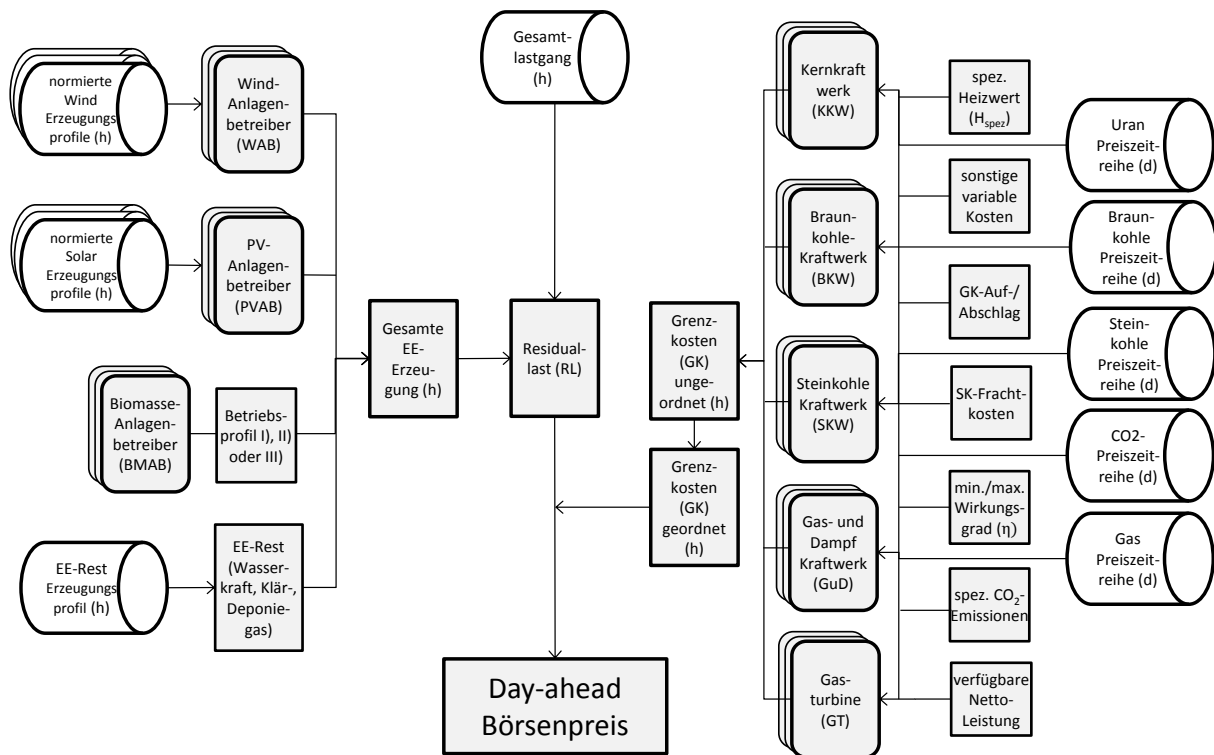


Abbildung 4-13: Merit-Order-Modell des ‚Day-ahead‘-Spotmarktes
[eigene Darstellung nach (Reeg et al. 2013)]

rechnung des Großhandelsstrompreises dargestellt. Die mittels Monte-Carlo-Simulation modellierte Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise wird hingegen im Abschnitt 4.7.4 als Teil der Beschreibung der Inputdaten für das AMIRIS-Modell erläutert.

Der Börsenpreis wird im AMIRIS-Modell für jede Simulationsstunde neu ermittelt. Dafür wird vom Gesamtlastgang in der jeweiligen Stunde als erstes die vermarktete FEE-Einspeisung subtrahiert, die jeweils zum Zeitpunkt $T-24h$ von den Direktvermarktern bzw. vom Netzbetreiber prognostiziert wurde (siehe Abschnitt 4.5.2). Anschließend wird je nach eingestelltem Betriebsprofil die Einspeisung der Biomasseanlagen (siehe Abschnitt 4.5.1) sowie die der restlichen EE-Anlagen – bestehend aus Wasserkraft, Deponie- und Klärgas – von der zu deckenden Gesamtlast abgezogen. Die sich so ergebende Residuallast muss anschließend von den konventionellen thermischen Kraftwerken (KW) gedeckt werden. Dazu werden von den konventionellen Kraftwerks-Agenten – bestehend aus Kernkraftwerken (KKW), Braun- und Steinkohle- (BKW bzw. SKW) sowie Gas- und Dampf-Kraftwerken (GuD) und Gasturbinen (GT) – zu Beginn eines jeden Simulationsjahres mit Hilfe der ‚perfect foresight‘ zur Verfügung stehenden notwendigen Inputdaten die variablen Erzeugungskosten C_{Prod} für jede Stunde und Einspeiseleitung des Jahres berechnet:

$$C_{Prod,i,h} = \frac{C_{Fuel,h}}{H_{spez}} + Pr_{CO_2,h} * E_{spez,i} + C_{Trans,i} \quad (4-1)$$

mit: i - Kraftwerkstyp
 h - Stunde des Jahres
 $C_{Fuel,h}$ - Kosten des Brennstoffs („Fuel“) in Stunde h
 H_{spez} - spezifischer Heizwert des Energieträgers
 $Pr_{CO_2,h}$ - CO₂-Preis in Stunde h
 $E_{spez,i}$ - spezifische CO₂-Emissionen des Kraftwerkstyp i
 $C_{Trans,i}$ - Transportkosten für den Brennstoff frei Kraftwerk.

Die Brennstoffkosten werden dabei in täglicher Auflösung exogen als stochastische Zeitreihe eingelesen. Je nach eingesetztem Brennstoff fallen Kosten für den Transport von den Rohstoff-Hubs zu den

Kraftwerken an. Die anfallenden Kosten für den Kauf und Transport zum Kraftwerk werden in der Energiewirtschaft als Brennstoffkosten frei Kraftwerk bezeichnet. Für die Kosten frei Kraftwerk fallen für Steinkohle beim Schifftransport andere Kosten an als bei der in-situ Förderung und Verfeuerung von Braunkohle oder dem Transport von Erdgas im pan-europäischen Pipelinennetz.

Aus den sich ergebenden Erzeugungskosten werden dann mit Hilfe der zur Verfügung stehenden Kraftwerksblöcke (Leistungskapazitäten) und der ihnen entsprechenden Wirkungsgrade die Grenzkosten MC („Marginal Costs“) für jeden Kraftwerkstyp i und jede Stunde h eines Jahres bestimmt:

$$MC_{i,h} = \frac{C_{Prod,i,h}}{\frac{P_{verf,i,h} - P_{KW_i-Block}}{P_{verf,i,h} * \eta_{max,i,h}} + \frac{P_{KW_i-Block}}{P_{verf,i,h} * \eta_{min,i,h}}} + vC_{add\ i,h} + eC_{i,h} \quad (4-2)$$

mit: $P_{verf,i,h}$ - gesamte verfügbare Leistung des Portfolios des jeweiligen Kraftwerkstyps

$P_{KW-Block}$ - vordefinierte Größe der Kraftwerksblöcke ($\stackrel{def}{=} 200$ MW)

η_{max} - maximaler Wirkungsgrad des Kraftwerkstyps

η_{min} - minimaler Wirkungsgrad des Kraftwerkstyps

vC_{add} - sonstige variable Kosten (für Wartung, Betriebsmittel, Brennstoffentsorgung etc.)

eC - Aufschlag/Abschlag („extra Charge“) auf Grenzkosten

Ein Kraftwerksblock ist im MOM auf jeweils 200 MW definiert. Zusammen mit den Grenzkosten bilden sie die Gebote Ask^{72} der KW-Agenten für den Spotmarkt und lassen sich als Preis-Mengen-Tupel für jeden Agenten i und jede Stunde h allgemein in folgender Form darstellen:

$$Ask_{i,h,MC}^{spot} = \{(p_{i,h,1}^{spot}, q_{i,h,1}^{spot}), \dots, (p_{i,h,n}^{spot}, q_{i,h,n}^{spot})\} \quad (4-3)$$

mit: n - Anzahl der Stunden im Jahr (= 8760 h)

p - Preisgebot \triangleq Grenzkosten

q - Menge

Anschließend wird die Menge dieser Preis-Mengen-Tupel aufsteigend nach den Grenzkosten geordnet:

$$Ask_{h,MC}^{spot} = \{(p_{h,1}^{spot}, q_{h,1}^{spot}), \dots, (p_{h,v}^{spot}, q_{h,v}^{spot}), \dots, (p_{h,V}^{spot}, q_{h,V}^{spot})\} \quad (4-4)$$

mit: V - Gesamtmenge der Preis-Mengen-Tupel

$v \in V$ - Index für die individuellen Grenzgebote.

Der uniforme Markträumungspreis $uMCP$ wird durch das letzte Gebot bestimmt, das notwendig ist, um die Residuallast RL der Nachfrage zu decken:

$$uMCP_h^* = \min \left(p_{h,v^*} \mid \sum_{v=1}^{v^*} q_{h,v} \leq RL \right) \quad (4-5)$$

Die Modellergebnisse werden mit den Börsenpreisen für die Jahre 2008, 2011 sowie 2014 kalibriert und validiert (siehe Abschnitt 4.8.3.1). Mit den dabei zunächst gleichbleibend eingestellten Kalibrierungsparametern soll mit der Validierung über drei unabhängige Jahre, die sich ressourcentechnisch und in ihren FEE-Anteilen im System deutlich unterscheiden, sichergestellt werden, dass die explorativen Simulationen über einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren auch entsprechend valide und robuste Ergebnisse liefern. Es zeigt sich bei der späteren Validierung, dass das Modell mit dem kombinierten

⁷² Die Berechnung der „gebotenen“ Grenzkosten entsprechen im Modell nicht zwangsläufig den reinen techno-ökonomischen Grenzkosten der Kraftwerks-Agenten, da bei der letztendlichen „Gebotslegung“ durch die Kalibrierung des Modells noch Aufschläge („Mark-Ups“) oder Abschläge („Mark-downs“) auf die Grenzkosten addiert bzw. subtrahiert werden. Im Stromhandel werden die Gebote der Angebotsseite als ‚Ask‘, die der Nachfrageseite als ‚Bid‘ bezeichnet.

Ansatz sehr gut in der Lage ist, sowohl die Struktur (Standardabweichung SD und Varianz Var) als auch das durchschnittliche Preisniveau über den stündlich aufgelösten Jahresverlauf wiederzugeben. Allerdings werden dabei sowohl die extrem hohen Preise als auch die extrem niedrigen Preise tendenziell unterschätzt. Dies gilt in ähnlicher Weise auch bei vergleichbaren Modellierungsansätzen (Fanone et al. 2013; Weron 2014). Das lässt sich damit erklären, dass sich in der Realität in extremen Marktsituationen die Gebote der Kraftwerksbetreiber i. d. R. nicht mehr an den Grenzkosten der Erzeugung orientieren (z. B. bei potenzieller Knappheit des Stromangebots), sondern an der Zahlungsbereitschaft der Nachfrage (Ockenfels 2008) bzw., bei potenziellen Stromüberhang, an den Opportunitätskosten der kurzfristigen Kraftwerksregelung (z. B. durch vermiedene An- oder Abfahrtskosten) (Götz et al. 2014; Nicolosi et al. 2010).

Um diese Opportunitätskosten genauer bestimmen zu können, wäre jedoch die Abbildung einer intertemporal optimierten Kraftwerkseinsatzplanung notwendig, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit jedoch nicht als Ziel verfolgt wurde. Stattdessen werden im Kalibrierungsprozess des MOM die Opportunitäten sowie die Spitzenpreisgebote bei Angebotsknappheit über pauschale Preisauf- und -abschläge („Mark-ups“ und „Mark-downs“) der KW-Agenten abgebildet.

Gerade auch extrem niedrige ($< 20 \text{ €/MWh}$) und negative Preise sind im Verlauf einer immer höheren FEE-Einspeisung bereits in der jüngeren Vergangenheit vermehrt zu beobachten gewesen (Agora Energiewende 2016). Und in Kombination mit zukünftig steigenden Grenzkosten der konventionellen Erzeugung kann davon ausgegangen werden, dass bei weiter steigenden FEE-Anteilen im System auch immer stärkere „Price-Spreads“ am „Day-ahead“-Spotmarkt auftreten werden. Die Ursachen hierfür liegen einerseits in den bereits genannten Opportunitätskosten der konventionellen Anlagen, die ein schnelles Abfahren der RL teurer erscheinen lassen als die kurzfristige Inkaufnahme negativer Preise. Dieses Problem kann durch bestimmte „Must-Run“-Restriktionen zur Erbringung von Systemdienstleistungen und wärmegeführten KWK-Anlagen zukünftig sogar noch verstärkt werden (Consentec 2012).

Andererseits treten diese Preiseffekte auch aufgrund der Opportunitätskosten bei der Abregelung der FEE-Anlagen auf, die durch das jeweilige Anreizsystem der Förderung entstehen (Flinkerbusch et al. 2010; Nicolosi et al. 2010). Eine bessere Marktintegration der EE u. a. durch verstärkte Anreizmechanismen zur Abregelung der Anlage bei niedriger Stromnachfrage soll dieses Phänomen in Zukunft abfedern und gleichzeitig zu einer höheren (statischen) Effizienz beim Kraftwerksdispatch führen (vgl. Abschnitt 3.5). Und auch für die Entwicklung der EE-Förderkosten sind häufige negative Preise insofern problematisch, als dass sich bei der aktuellen Berechnung nach Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) bei negativen Börsenpreisen gleichzeitig die EEG-Umlagekosten für die nicht-privilegierten Letztverbraucher erhöhen. Außerdem können statisch betrachtet durch den ineffizienteren Einsatz thermischer Kraftwerke höhere Systemkosten der Stromerzeugung entstehen (ebd.).

Um den Einfluss der Abregelung der FEE-Anlagen auf das Mengenrisiko und die Börsenpreis- bzw. Marktwertentwicklung analysieren zu können, muss im Modell deshalb das Auftreten extrem niedriger und negativer Preise berücksichtigt werden. Neben Rückschlüssen aus der Auswertung der Erlössituation der ABAs, ermöglicht das AMIRIS-Modell über die Höhe und Häufigkeit von extrem niedrigen und negativen Preisen Aussagen über den notwendigen Flexibilisierungsgrad bei steigenden FEE-Anteilen im System. Im Folgenden wird das Vorgehen zur Abbildung negativer Preise in AMIRIS kurz dargestellt. Für die zugrunde liegenden ausführlichen empirischen Analysen sowie die aus jenen gezogenen Schlussfolgerungen zum Auftreten negativer Börsenpreise in der Vergangenheit wird auf (Reeg et al. 2013) Abschnitt 4.4.1.2 verwiesen.

Negative Börsenpreise resultieren wie bereiter erläutert primär aus Inflexibilitäten des fossil-nuklearen Kraftwerksparks, die es diesem in bestimmten Situationen nicht erlauben, dem kurzfristi-

gen Anstieg bzw. Abfall der RL zu folgen. Deshalb wurde untersucht, ob ein statistischer Zusammenhang zwischen dem Auftreten negativer Preise und der Höhe der residualen Last besteht und wenn ja, welcher. Mit einer empirischen Datenanalyse des Jahres 2011 wurden zunächst bestimmte Situationen identifiziert und anschließend entsprechende repräsentative RL-Intervalle extrem niedrigen bzw. negativen Preisen zugeordnet (siehe Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: Zuordnung der repräsentativen Residuallast-Intervalle zu extrem niedrigen und negativen Preisen für das Referenzjahr 2011

RL-Intervalle in MW	20 €/MWh	10 €/MWh	5 €/MWh	0 €/MWh	-5 €/MWh	-10 €/MWh	-30 €/MWh	-50 €/MWh	-75 €/MWh	-150 €/MWh
2011	29.565	27.065	26.594	26.123	25.653	20.653	15.653	11.653	8.653	6.653

Anschließend werden die repräsentativen RL-Intervalle mit Hilfe von eigenen Abschätzungen zur Entwicklung der ‚Must-Run‘-Kapazitäten bzw. zum Markteintritt von weiteren Flexibilitätsoptionen (z. B. P2X) dynamisch über den Simulationszeitraum angepasst. Abbildung 4-14 zeigt die Entwicklung der Intervalle für die Referenzszenario-Variante (SV_{REF}^{73}). Bei der SV_{REF} wird zunächst nur von einer geringen Flexibilisierung der thermischen KW sowie der Nachfrageseite ausgegangen. Die Entwicklung der Gesamtstromnachfrage orientiert sich dabei am *Szenario C* der BMU-Leitstudie 2011 (Nitsch et al. 2012)⁷⁴. Je stärker die RL-Intervalle innerhalb eines Jahres sowie das gesamte RL-Intervallniveau über die Jahre abfallen, desto größer ist die angenommene Flexibilisierung im System. Beispielsweise fällt im „Rot“ markierten Jahr 2011 in Abbildung 4-14 die thermische Mindesterzeugungsleistung, durch das plötzliche Abschalten der acht KKW aufgrund des Moratoriums nach Fukushima. Erst wenn in diesem Jahr die residuale Last in etwa die Grenze von 30 GW unterschritten hätte, würde der MCP am ‚Day-ahead‘-Spotmarkt im Modell auf 20 €/MWh gesetzt werden.

Tritt also bei der Berechnung des Börsenpreises nach dem oben beschriebenen fundamentalen MOM in bestimmten Stunden über Simulationszeitraum durch eine hohe FEE-Einspeisung eine RL auf, die sich unterhalb der in Abbildung 4-14 abgebildeten Intervalle befindet, wird der uniforme MCP-Berechnungsmechanismus auf Basis der konventionellen KW-Gebote außer Kraft gesetzt und der sich realisierende Börsenpreis durch den zugeordneten Intervallpreis ersetzt. Bei konsequenter Verfeinerung des vorgestellten Modellierungsansatzes kann die abgebildete Intervall-Struktur bei einer infinitesimalen Betrachtung als inverse Merit-Order der Nachfrageflexibilisierung aufgefasst werden.

Um bei den späteren Analysen den Einfluss der Systemflexibilität auf die Marktintegration der FEE untersuchen zu können, werden verschiedene Szenarien zur Entwicklung der ‚Must-Run‘-Kapazitäten, der thermischen Mindesterzeugungsleistung der sich im System befindlichen Grundlastkraftwerke (KKW, BKW und SKW) und des Markteintritts von Flexibilitätsoptionen durchgespielt. Dadurch kann untersucht werden, wie unterschiedliche Annahmen zur Entwicklung der Flexibilitäts-

um bei den späteren Analysen den Einfluss der Systemflexibilität auf die Marktintegration der FEE untersuchen zu können, werden verschiedene Szenarien zur Entwicklung der ‚Must-Run‘-Kapazitäten, der thermischen Mindesterzeugungsleistung der sich im System befindlichen Grundlastkraftwerke (KKW, BKW und SKW) und des Markteintritts von Flexibilitätsoptionen durchgespielt. Dadurch kann untersucht werden, wie unterschiedliche Annahmen zur Entwicklung der Flexibilitäts-

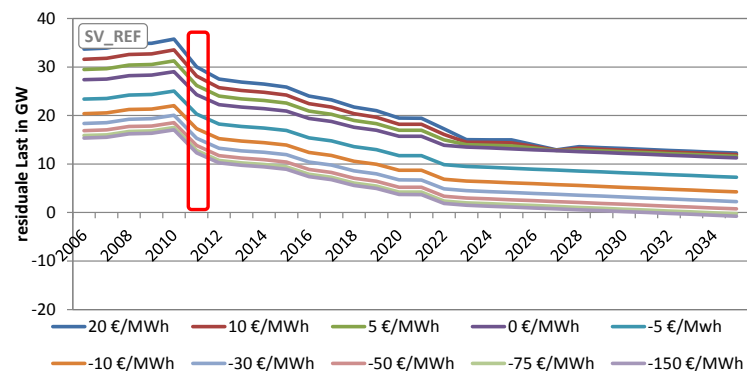


Abbildung 4-14: Zuordnung extrem niedriger und negativer Preise zu repräsentativen RL-Intervallen Referenzjahr 2011 „Rot“ hervorgehoben

⁷³ Die zum SV_{REF} gehörenden Zahlenwerte können in Anhang F) eingesehen werden.

⁷⁴ Die BMU-Leitstudien wurden bis 2012 in regelmäßigen Abständen im Auftrag des BMU von der Abteilung „Systemanalyse- und Technikbewertung“ des DLR-Institut für Technische Thermodynamik erstellt. Aus Gründen der Datenverfügbarkeit dienen die Szenarien aus Nitsch et al. (2012) als Basisszenarien in der vorliegenden Arbeit.

optionen bzw. RL-Intervalle zu unterschiedlichen Preisentwicklungen im niedrigen Segment der Merit-Order führen. Die Entwicklungen der angenommenen RL-Intervalle und des konventionellen Kraftwerksparks werden in den jeweiligen Parametrisierungsabschnitten der Simulationsexperimente dargestellt.

4.4.2 Regelenergiemarkt

Der Regelenergiemarkt wird in AMIRIS mit Hilfe eines linearen Regressionsmodells auf Basis fundamentaler Daten abgebildet. Dabei werden als mögliche erklärende Variablen Größen betrachtet, die in AMIRIS in ihrer zeitlichen Dynamik modellendogen simuliert werden. Das sichert die Übertragbarkeit der Regressionsanalyse in ein konsistentes, dynamisches Gesamtmodell. Entsprechend der Ausführungen in Abschnitt 2.2.2 beschränkt sich die Analyse auf den Markt für negative Minutenreserveleistung (MRL), da vornehmlich dieser Markt kurz- bis mittelfristig für FEE-Anlagenbetreiber attraktiv werden dürfte. Nach Äußerungen der interviewten Direktvermarkter verfolgen zumeist kleinere Händler eine Bietstrategie, nach der sie ihre Erlöserwartung primär über den angebotenen Leistungspreis erzielen und die Wahrscheinlichkeit eines Abrufs über die Abgabe eines hohen Arbeitspreises niedrig halten. Deshalb wird im Folgenden nur die Modellierung des Grenzleistungspreises (GLP) betrachtet. Bei diesem Vorgehen konzentriert sich die Modellierung auf die Schätzung des GLP, d. h. jenes Preises, bis zu dem eine angebotene Leistung einen Zuschlag zur Vorhaltung der gebotenen Reserveleistung erhält. Die Bietstrategien, mit denen EE-Anlagenbetreiber bzw. deren Direktvermarkter Leistungen auf den Minutenreservemärkten anbieten, werden in Abschnitt 4.5.2 beschrieben.

Der GLP für negative MRL kann für die Untersuchungszwecke mit einem Regressionsmodell hinreichend genau geschätzt werden (siehe Formel (4-6)). Untersucht wurden zunächst als mögliche unabhängige Variablen:

- der Grenzleistungspreis für positive Minutenreserve,
- der Ausgleichsenergiepreis,
- der Mengensaldo des Netzregelverbands (NRV),
- die Windstromeinspeisung,
- die PV-Einspeisung,
- die Summe aus Wind- und PV-Einspeisung (als aggregierte Einspeisung der FEE),
- der Börsenpreis („Day-ahead“),
- der Lastgang sowie
- der Residuallastgang

Aufgrund der Beiträge zur Erklärung der Varianz des multiplen Korrelationskoeffizienten sowie der jeweiligen P-Werte ergaben sich deutlich vorzugswürdige Schätzungen mit der *exogenen Variable der Last*, die negativ mit dem Grenzleistungspreis zusammenhängt. Als weitere Variablen, die einen kleinen, aber merklich zusätzlichen Erklärungsbeitrag leisten, können der *Börsenpreis und die Einspeisung aus Windkraft* herangezogen werden. Die sich ergebende lineare Regressionsgleichung für die Schätzung des Grenzleistungspreises lautet:

$$GLP_t^{t+4} = -0,53036 * \frac{\sum_{t=h}^{t+4} x_{1,h}}{4} - 0,00289 * \frac{\sum_{t=h}^{t+4} x_{2,h}}{4} + 0,00053 * \frac{\sum_{t=h}^{t+4} x_{3,h}}{4} + 154,1 \quad (4-6)$$

mit: $x_{1,h}$ - Börsenpreis in der Stunde h
 $x_{2,h}$ - Last in der Stunde h
 $x_{3,h}$ - Windeinspeisung in der Stunde h
 t - aktueller Simulationszeitpunkt.

Da die MRL-Gebote immer für 4-h-Blöcke gelten, werden bei den stündlich verfügbaren unabhängigen Variablen 4-h-Mittelwerte gebildet, um den GLP für den jeweils nächsten 4-h-Block zu schätzen. Durch die letztendliche Verwendung modellendogen simulierter Variablen als unabhängige Variablen ist das Regressionsmodell in der Lage, (Un-)Regelmäßigkeiten dynamische abzubilden.⁷⁵

4.4.3 Ausgleichsenergiemarkt

Im Rahmen der geförderten Direktvermarktung von EE-Strom müssen die Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter auch die damit assoziierten Pflichten sowie Kosten übernehmen. Dazu gehört u. a. die Anmeldung eines Fahrplans zur Abgabe der Gebote am ‚Day-ahead‘-Spotmarkt. Weicht ggf. nach weiteren Handelsaktivitäten am ‚Intraday‘-Markt die Ist-Einspeisung immer noch vom ursprünglich am ‚Day-ahead‘-Markt abgegebenen Fahrplan ab, wird dem Bilanzkreisverantwortlichen durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die entsprechende Menge an Ausgleichsenergie (AE) in Rechnung gestellt (vgl. Abschnitt 2.2.2).

Die Kosten für die AE⁷⁶ werden vom Bilanzkreisverantwortlichen verursachergerecht an die Teilnehmer des Bilanzkreises weitergegeben. Dabei bilden die Ausgleichsenergiekosten als Teil der Profilvervicekosten i. d. R. den größten Posten, der im Zusammenhang mit der Direktvermarktung von EE-Strom in Form von variablen Kosten anfällt (Reeg et al. 2013). Die Berücksichtigung dieser Kosten ist im Rahmen der in dieser Arbeit durchgeführten Analysen deshalb unerlässlich.

In der Realität wird der Ausgleichsenergiepreis (ausführlich: regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis – reBAP) auf Basis der abgerufenen Arbeit der Sekundär- und Minutenreserve sowie den dazugehörigen Arbeitspreisen für jede Viertelstunde berechnet. Der symmetrische AE-Preis⁷⁷ bezieht sich auf alle auftretenden Bilanzkreisabweichungen dieser Viertelstunde. Dabei wird der Preis von den ÜNB so setzt, dass über eine Verrechnung mit dem Mengensaldo aller Bilanzkreise (NRV-Mengensaldo) genau die Kosten für den Einsatz von sekundär- und Minutenreservearbeiten gedeckt werden. Da in AMIRIS nur die Bilanzkreise der EE-Direktvermarkter erfasst werden, lässt sich der gesamte NRV-Mengensaldo nicht modellendogen bestimmen. Um die Kosten für Ausgleichsenergie dennoch abzubilden, wurden die Stochastik und die Korrelationen des AE-Preises mit ande-

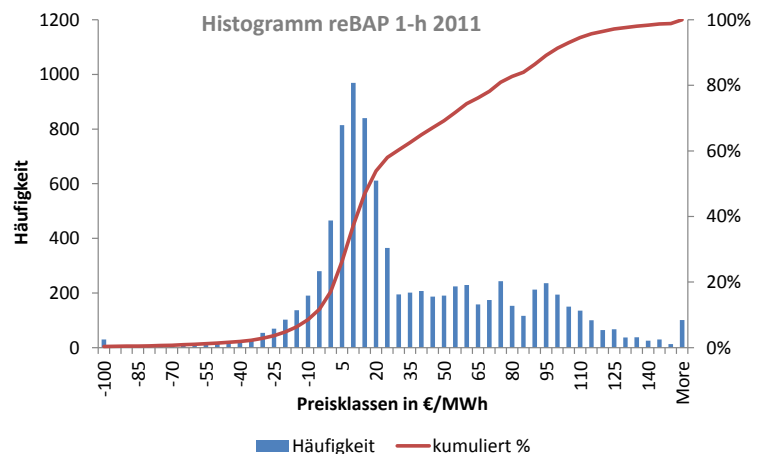


Abbildung 4-15: Histogramm zur Verteilung der AE-Preise im Jahr 2011 in stündlicher Auflösung (stündliche Mittelwerte der viertelstündlichen Daten)

⁷⁵ An diesem Punkt sei noch einmal darauf hingewiesen, dass (statische) Ursache-Wirkungs-Beziehungen aus der Vergangenheit in einem komplexen soziotechnischen Transformationsprozess nicht zwangsläufig ihre Gültigkeit in der Zukunft behalten (siehe Abschnitt 4.1.2). Aus diesem Grund sollten die Simulationsergebnisse, die auf solchen empirischen, aber statischen Zusammenhängen basieren, nur unter Vorbehalt interpretiert werden sein.

⁷⁶ Je nach Abweichung des eigenen Ungleichgewichts im Vergleich zum Ungleichgewicht der Regelzone können durch einen „fehlerhaften“ Fahrplan zwischenzeitlich auch teilweise Gewinne erzielt werden. Dieser Fall tritt ein, wenn die beiden Bilanzungleichgewichte gegensätzliche Vorzeichen aufweisen und der Stromerzeuger somit automatisch zum Ausgleich des Ungleichgewichts des NRV Mengensaldos beiträgt.

⁷⁷ Als symmetrischer AE-Preismechanismus wird bei der Berechnung der Ausgleichsenergiekosten die Regelung bezeichnet, dass sowohl positive als auch negative Bilanzkreisabweichungen mit dem betragsmäßig gleichen Preis abgerechnet werden. Unter- bzw. Überspeisungen werden in diesem Fall gleich bewertet bzw. vergolten.

ren energiewirtschaftlichen Einflussgrößen untersucht.⁷⁸

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass ein Regressionsmodell der Ausgleichsenergiepreise oder der NRV-Mengensalden auf Basis der in AMIRIS endogen verfügbaren Fundamentaldaten kaum sinnvoll berechnet werden kann. Der Grund hierfür ist, dass ein solches Modell einen relativ geringen Erklärungsgehalt aufweist und die Streuung der Ausgleichsenergiepreise kaum angemessen abgebildet werden kann. Stattdessen werden die AE-Preise, die auf AE-Preisen des Referenzjahres 2011 basieren, über einen Zufallszug eines Histogramms modelliert. Die Abbildung der AE-Preise über einen Zufallszug ohne dynamische Rückkopplung mit anderen modellendogenen Größen ist insofern unproblematisch, als dass es bei der späteren Auswertung der Vermarktungskosten allein auf die Summe der anfallenden AE-Zahlungen pro Jahr ankommt und nicht darauf, zu welchem Zeitpunkt diese innerhalb eines Jahres angefallen sind. Das Histogramm des Referenzszenarios (*SV_REF*) mit den Preisklassen, aus denen die Zufallszüge gezogen werden, ist in Abbildung 4-15 dargestellt.

4.5 Interne Struktur der ausdifferenzierten Agenten mit Handlungsspielraum

Die mittels Literaturrecherche und Experteninterviews gewonnenen Ergebnisse der Akteursanalyse bilden die Grundlage für die Modellierung der internen Struktur der Agenten mit Handlungsspielraum (**Modellierung der Agenten**). Dabei werden die erfassten Zusammenhänge in die Logik, Syntax und Semantik der Programmiersprache JAVA übersetzt (**Implementierung der Agenten**) und die im Modell benötigten Agenten-Parameter entsprechend quantifiziert (**Parametrisierung der Agenten**). Im Folgenden werden zunächst die Agenten mit Handlungsspielraum beschrieben, deren Rollen, Strategien und Handlungsspielräume im System einen wichtigen Einfluss bei der Marktintegration der EE haben.

4.5.1 Investoren und Betreiber von EE-Anlagen

Um die Refinanzierungsbedingungen von EE-Investitionen unter verschiedenen instrumentellen Förderbedingungen untersuchen zu können, müssen auf Seiten der Anlagenbetreiber die Kosten und Einnahmen über den Investitionszeitraum modelltechnisch erfasst werden.

Wie in Kapitel 2 bereits gezeigt, weisen die FEE-Anlagen im Vergleich zu den meisten anderen thermischen Kraftwerkstechnologien mit speicherbaren Energieträgern eine deutlich andere Kostenstruktur auf. Um diesen Unterschieden Rechnung zu tragen, werden die diversen Faktoren, die die Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten (O&M) einer FEE-Anlageninvestition beeinflussen, möglichst vollständig im Modell berücksichtigt. Diese Faktoren sind teilweise mit Risiko behaftet oder stehen wiederum in einem Abhängigkeitsverhältnis zu anderen Rahmenbedingungen (Rückkopplungsschleifen). Wie die Interviews gezeigt haben, können diese Faktoren vom Investor bzw. Anlagenbetreiber nur teilweise oder bedingt beeinflusst werden; Tabelle 4-2 gibt dazu einen Überblick.

All diese Faktoren müssen somit auch in die Berechnung der Stromgestehungskosten *LCOE* („Levelized Cost of Electricity“) einfließen (Konstantin 2009):

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1 + i_{WACC})^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{SE_t}{(1 + i_{WACC})^t}} \quad (4-7)$$

mit: I_0 - Investitionsausgaben zum Zeitpunkt $T=0$
 C_t - jährliche Kosten zum Zeitpunkt t
 SE_t - jährlicher Stromertrag zum Zeitpunkt t

⁷⁸ Für die ausführlichen statistischen Analysen und zugrunde liegenden Überlegungen wird an dieser Stelle auf (Reeg et al. 2013) *Abschnitt 4.4.3 Ausgleichsenergiemarkt* verwiesen.

Tabelle 4-2: Faktoren, die die Investitions- und Betriebskosten einer Anlage beeinflussen sowie deren Abhängigkeiten, Verhältnis zum Risiko und ihrer Beeinflussbarkeit

Kostenfaktoren	abhängig von	mit Risiko behaftet	beeinflussbar durch Investor	beeinflussbar durch Förderinstrument
• spezifische Investitionskosten: I_o in €/MW	<ul style="list-style-type: none"> • Preis für Anlagen auf dem jeweiligen Gütermarkt 	Abh. von Zeitspanne zwischen Beginn der Planung und des Investitionszeitpunkts. I. d. R. aber eher unkritisch	Nein	Ja, durch Investitionszuschüsse
• spezifische variablen & fixen O&M-Kosten: $O\&M_{var}$ in €/MWh oder $O\&M_{fix}$ €/MW	<ul style="list-style-type: none"> • Konditionen des Wartungsvertrags 	Nein, denn das Risiko erhöhter Wartungskosten trägt i. d. R. der Vertragspartner	Bedingt, falls Verhandlungsmacht vorliegt	Nein
• kalkulatorische Volllaststunden: FLH_{calc} abh. von Standortgüte (SOG)	<ul style="list-style-type: none"> • Güte der Ertragsgutachten 	Ja, denn es gibt teilweise Abweichungen von bis zu 15 % zwischen den Gutachten und realisierten Stromerträgen	Nein	Bedingt, da die Höhe der Volllaststunden bzw. Erträge teilweise vom Instrument beeinflusst werden kann.
• erwartete Eigenkapitalrendite des Investors: $EW(RoE)$	<ul style="list-style-type: none"> • Risiko der Investition • dem Förderinstrument • der Risikoeinstellung des Investors 	Ja, da es sich um einen Erwartungswert handelt, wird die Rendite ggf. nicht erfüllt.	Ja	Ja, Investitionsbedingungen sind von der Ausgestaltung des Instruments abhängig.
• Zinssatz für Fremdkapital: FK-Zins r_d	<ul style="list-style-type: none"> • Risiko der Investition • dem Förderinstrument • der Bonität des Kreditnehmers 	Teilweise, da die FK-Zusage erst relativ spät im Projektstadium erfolgt, kann ein unerwartet hoher FK-Zins den ‚Cashflow‘ reduzieren	bedingt, durch gute Bonität	Ja, Investitionsbedingungen sind von der Ausgestaltung des Instruments abhängig.
• Verhältnis aus EK und FK: EK/FK-Quote	<ul style="list-style-type: none"> • Risiko der Investition • dem Förderinstrument • der Höhe des eingebrachten Eigenkapitals des Investors 	Teilweise, weil die FK-Zusage erst relativ spät im Projektstadium erfolgt, kann eine unerwartet hohe EK/FK-Quote den ‚Cashflow‘ reduzieren	bedingt, da die EK/FK-Anforderungen i. d. R. von FK-Geber vorgeben werden.	Ja, Investitionsbedingungen sind von der Ausgestaltung des Instruments abhängig.
• Amortisationszeitraum: τ	<ul style="list-style-type: none"> • Risiko der Investition • dem Förderinstrument • der Erwartung des Investors 	Ja, da es sich um einen Erwartungswert handelt, wird die geplante Amortisationszeit ggf. nicht erreicht.	bedingt, da der FK-Geber primär in Abh. des Risikos die Kreditlaufzeit festlegt	Ja, das Förderinstrument beeinflusst indirekt über die Förderdauer auch die Amortisationszeit der Investition.

n - wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren

t - Jahr der Nutzungsperiode

i_{WACC} - Weighted Average Cost of Capital (WACC)

Der gewichtete, kalkulatorische Zinssatz der Investition entspricht den gewichteten Zinssätzen für das Eigen- und Fremdkapital:

$$WACC = s_e \times r_e + s_d \times r_d \quad (4-8)$$

mit: s_e - Eigenkapitalanteil („Share of Equity“)

r_e - Eigenkapitalrendite („Return on Equity“)

s_d - Fremdkapitalanteil („Share of Debt“)

r_d - Fremdkapitalzins („Return on Debt“).

Die $LCOE$ spiegeln damit die benötigte Höhe der durchschnittlichen Einnahmen in €/MWh wieder, die die Anlagenbetreiber im Amortisationszeitraum am „Markt“ erzielen müssen, damit die Investition nach der ursprünglichen Kalkulation wirtschaftlich ist.

Aus der Perspektive des Investors fällt das Gesamt-Investitionsvolumen jedoch nicht einmalig in voller Höhe zum Zeitpunkt $T=0$ der Investition an, sondern wird als Kredit mittels Zins- und Tilgungsraten über mehrere Jahre gestückelt ausgezahlt. Die Kreditratenzahlung bzw. der sog. Kapitaldienst wird in AMIRIS deshalb als jährliche Ausgabe in Form einer Annuität abgebildet. Die Annuität A einer Investition berechnet sich dabei nach folgender Formel (Konstantin 2009):

$$A = I_0 * \frac{(1 + i_{WACC})^n * i_{WACC}}{(1 + i_{WACC})^n - 1} \quad (4-9)$$

Im EU-Projekt *DiaCore* wurde kürzlich für einen länderspezifischen Vergleich mit Hilfe von 110 Experteninterviews die Höhe der WACC in den 28 EU-Staaten für Onshore Windprojekte erhoben (Noothout et al. 2016). Wie in der Abbildung 4-16 zu erkennen ist, können sich die WACC in Abhängigkeit von den länderspezifischen und förderpolitischen Rahmenbedingungen teilweise stark unterscheiden, z. B. um bis zu 8 % (12 % in Griechenland bzw. ca. 4 % in Deutschland).

Im AMIRIS-Modell wird neben den länderspezifischen und förderpolitischen Rahmenbedingungen zusätzlich der Einfluss der an einem EE-Projekt beteiligten Akteure auf die WACC und damit die LCOE untersucht. Da sich die Einflussfaktoren auf die Investitionsvollkosten (vgl. Tabelle 4-2) auch in der Realität über die Jahre ändern können, wird darüber hinaus dynamisch über mehrere Jahre und somit mehrere Investitionskohorten⁷⁹ simuliert, wobei die aggregierten

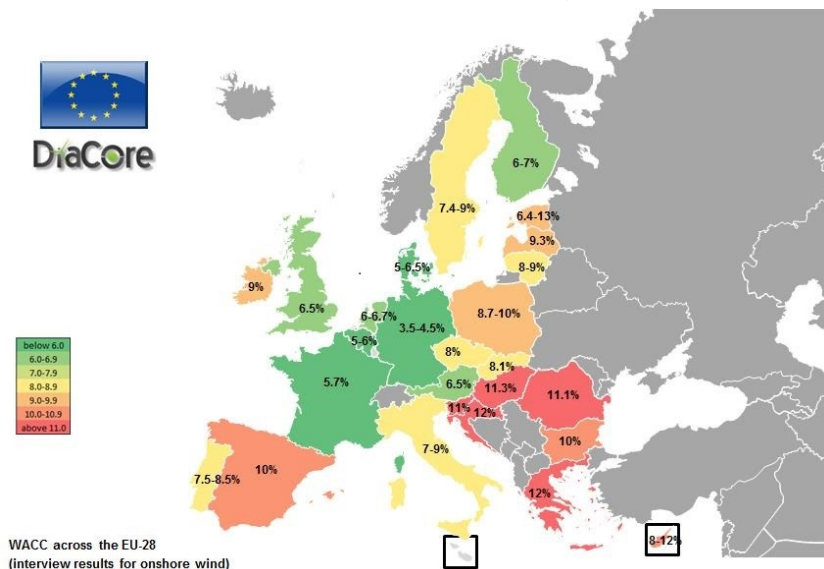


Abbildung 4-16: Höhe der Kapitalkosten (WACC) in 28 EU-Ländern für Onshore-Windprojekte [Darstellung aus (Noothout et al. 2016)]

agentenspezifischen Kapitalkosten einer neuen Kohorte zum Beginn eines jeden Simulationsjahres neu berechnet und als ausgabeseitiger Zahlungsstrom erfasst werden. Die Annuitäten werden im Anschluss als gleitender Durchschnitt A_{\emptyset} jährlich neu kalkuliert und bilden damit die durchschnittlichen fixen Kapitalkosten (CAPEX⁸⁰) eines Agenten ab:

$$A_{\emptyset,a} = \frac{\sum_{t=1}^a A_t}{a} \quad (4-10)$$

mit: a – Anzahl der Jahre seit Simulationsbeginn

Die gleiche Berechnungslogik gilt auch für die Kalkulation der rollierenden Durchschnittswerte der Stromgestehungskosten ($LOCE_{\emptyset}$) einer Agentenklasse, da auch hier die Einflussfaktoren jährlich variieren:

$$LCOE_{\emptyset,a} = \frac{\sum_{t=1}^a LCOE_t}{a} \quad (4-11)$$

⁷⁹ Als Kohorte wird die Menge aller EE-Neuinstallationen innerhalb eines Jahres bezeichnet.

⁸⁰ CAPEX steht für ‚Capital Expenditures‘

Die modellendogene Berechnung der agentenspezifischen $LCOE$ erfolgt zusätzlich unter Unsicherheit. Für die Berechnung der kalkulatorischen $LCOE_{calc}$ kann der jeweilige ABA im Modell zur Abschätzung der Stromerträge nur auf die durchschnittliche Volllaststunde (FLH) der vergangenen Jahre zurückgreifen, um damit eine Abschätzung über die kalkulatorischen Volllaststunden FLH_{calc} seiner Anlage zu machen:

$$FLH_{calc,T} = \frac{\sum_{t=T-a}^T FLH_{real,t}}{a} \quad (4-12)$$

mit: $FLH_{real,t}$ – reale Volllaststunden der vergangenen Jahre ($t < T$)
 a – Anzahl der vergangenen Jahre (default: 7).

Und wie aus Gleichung (4-7) bis (4-9) ersichtlich, wird sowohl die Höhe der $LCOE$ als auch die Annuität zur Begleichung des Schuldendienstes gleichzeitig von der Höhe der $WACC$ bestimmt. Wie die Experteninterviews gezeigt haben, ist die erwartete EK-Rendite $EW(RoE)^{81} = EW(r_e)$ einerseits von den Erwartungen der Akteure selbst, andererseits aber auch vom Risiko der Investition und damit u. a. auch von der Investitionssicherheit des Förderinstruments abhängig. Auch die Höhe des FK-Zinses r_d sowie die Anforderungen an die EK/FK-Quote werden maßgeblich von der Risikowahrnehmung und damit den Erwartungen des FK-Gebers beeinflusst. Auch dieser kann das Risiko der Investition in Abhängigkeit des Förderregimes ebenfalls nur unter Unsicherheit schätzen.

Aus diesen Gründen wird in AMIRIS die Berechnung der $WACC$ in Anlehnung an das ‚Capital Asset Pricing Modell‘ (CAPM) um diese Risikofaktoren erweitert⁸². Mit Hilfe des CAPM kann der Investor unter Annahme der Gültigkeit der Markteffizienz-Hypothese die Risikoprämie berechnen, die für die Investition als erwartete Eigenkapitalrendite $EW(r_e)$ angemessen erscheint (Erdmann & Zweifel 2010; Kruschwitz 2004):

$$EW(r_e) = r_f + \beta \times (EW(r_m) - r_f) \quad (4-13)$$

mit: r_f - risikoloser Zinssatz
 β - Sensitivitätsfaktor für das Risiko⁸³
 $EW(r_m)$ - Erwartungswert der marktüblichen Rendite

Der Term $EW(r_m) - r_f$ drückt dabei die allgemeine Marktrisikoprämie RP_m bzw. den Marktpreis für das Risiko aus und der Term $EW(r_e) - r_f$ entspricht der individuellen Risikoprämie (RP_a) des Investors. Nach Chong et al. (2013) kann das CAPM für private oder kleine Investoren, die kein gut diversifiziertes Portfolio haben, angepasst werden:

$$EW(r_e) = r_f + \beta \times RP_m + RP_s + RP_u \quad (4-14)$$

mit: RP_s - Risikoprämie für kleine („small“) Investoren
 RP_u - unternehmensspezifische Risikoprämie

Für die Berechnung der $WACC$ im AMIRIS Modell folgt somit:

$$WACC = s_e \times EW(r_e) + s_d \times EW(r_d) \quad (4-15)$$

mit: $EW(r_e)$ - Erwartungswert der Eigenkapitalrendite
 $EW(r_d)$ - Erwartungswert des Zinssatzes des FK-Gebers

⁸¹ Im Unternehmensbereich wird der geforderte RoE eines Investitionsprojektes auch als IRR („Internal Rate of Return“) oder zu Deutsch als interner Zinsfuß bezeichnet. Der IRR ergibt sich bei einem NPV von Null, bei dem die Investition also weder vor- noch nachteilhaft ist.

⁸² Das CAPM wird in der Finanzmathematik verwendet und drückt über die Berechnung der Risikoprämie die zusätzlich benötigte Rendite bei einer risikobehafteten „Asset“-Investition am Kapitalmarkt aus (Erdmann & Zweifel 2010; Kruschwitz 2004).

⁸³ Der β -Faktor eines individuellen Wertpapiers ist definiert als der Quotient aus der statistischen Kovarianz des betreffenden Wertpapiers zum Marktportfolio und der Varianz des Marktportfolios.

Der β -Faktor aus Gleichung (4-13) wird hierbei als Risikofaktor des Förderinstruments (SI) interpretiert, der sich aus der qualitativen Bewertung in Abschnitt 3.6.2 und den Ergebnissen der Experteninterviews in Abschnitt 4.2.3 ableitet. Die allgemeine Renditeerwartung des Investors $EW(r_e)$ wird als *akteursspezifische Renditeerwartung* $EW(r_a)$ definiert und berücksichtigt sowohl die allgemeine Marktrisikoprämie RP_m als auch die Risikoprämie für kleine Investoren RP_s bzw. die unternehmensspezifische Risikoprämie RP_u :

$$EW(r_e) = r_f + \beta_{FI} \times (EW(r_a) - r_f) \quad \text{mit:} \quad EW(r_a) = f(RP_m, RP_s, RP_u) \quad (4-16)$$

mit: β_{SI} – Risikofaktor des Förderinstruments [FIT = 1,0; $MP_{var} = 1,05$; $MP_{fix} = 1,25$; $CP_{var} = 1,15$; $CP_{fix} = 1,3$]
 $EW(r_a)$ – Erwartungswert der aktEURsspezifischen EK-Rendite (beinhaltet RP_m , RP_s und RP_u).

Da die Investitionsrisiken auch beim FK-Zins eingepreist werden, ergibt sich für den erwarteten Fremdkapitalzins:

$$EW(r_d) = \beta_{SI} \times r_d \quad (4-17)$$

Durch Einsetzen der Gleichungen (4-16) und (4-17) in (4-15) ergeben sich die aktEURsspezifisch gewichteten, durchschnittlichen Kapitalkosten $WACC_{akt/agt}$ der Investition:

$$WACC_{akt/agt} = s_e \times (r_f + \beta_{SI} \times (EW(r_a) - r_f)) + s_d \times \beta_{FI} \times r_d \quad (4-18)$$

Zur Refinanzierung ihrer Investition stehen den ABAs potenzielle Einnahmen aus der Vermarktung über den ‚Day-ahead‘- und den Regelenergiemarkt sowie den Prämien des Förderinstruments zur Verfügung. Für die Direktvermarktung können sich die ABAs an einen oder mehrere DVAs binden (siehe 4.5.2) und ihren erzeugten Strom entsprechend der Anzahl der Verträge aufteilen. Der DVA entscheidet sodann über die weitere Strategie zur Vermarktung über den ‚Day-ahead‘- und Regelenergiemarkt.

Auch wenn mit dem Ansatz der Multi-Agenten-Simulation (MAS) theoretisch eine Methode zur Verfügung stünde, die es ermöglicht, jeden einzelnen Investor bzw. Anlagenbetreiber im untersuchten System individuell abzubilden, war dies aufgrund des damit einhergehenden enormen Recherche-, Datenaufbereitungs-,

Parametrisierungs-, Rechen- und Auswertungsaufwands nicht Teil der Zielsetzung der vorliegenden Arbeit. Um den Arbeitsaufwand beim Aufsetzen eines Simulationslaufs in Grenzen zu halten, werden die Investoren bzw. Anlagenbetreiber deshalb im AMIRIS-Modell prototypisiert und durch verschiedene Akteurstypen und Leistungsklassen repräsentiert.

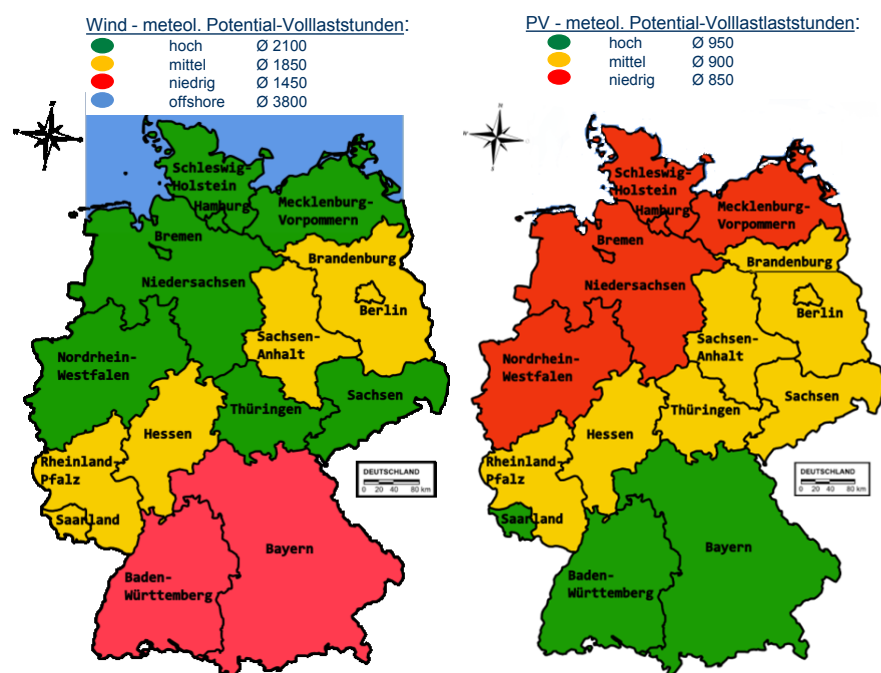


Abbildung 4-17: Standortgütern mit entsprechenden potenzielle FLH für Wind- (links) und PV-Anlagen (rechts)

I) Differenzierungsstufe nach Standortgüte (SOG)

Auf der ersten Differenzierungsstufe können die Wind- (WAB) auf vier und die PV-Anlagenbetreiber (PVAB) auf drei verschiedene SOGs verteilt werden, die sich durch unterschiedlich hohe potenzielle Volllaststunden (FLH – ‚Full-Load-Hours‘) auszeichnen (siehe Abbildung 4-17). Die Unterschiede zwischen den Standorten sowie den FLH_{calc} und den FLH_{real} ist in Abbildung 4-18 dargestellt. Die Verteilung der dazugehörigen historisch installierten Leistung und des zukünftigen Zubaus an EE-Anlagen werden im Abschnitt 4.7.1 erläutert.

Die angegebenen FLH sind historische Mittelwerte der Jahre 2006–2012 und sind für die zukünftigen Simulationsjahre zusammen mit den spezifischen Wetter- und Erzeugungsprofilen aus dem EnDat-Modul des REMix Modells berechnet worden (siehe hierzu Abschnitt 4.7.2 sowie (Scholz 2010)). Für die Windkraftanlagen (WKA) werden durch dieses Vorgehen zunächst sechs verschiedene Leistungsklassen (LK) gebildet, die gleichzeitig die 1. ID-Ziffer eines WAB definieren:

- LK1: Onshore-WKA mit niedrige Standortgüte (SOG/FLH_{on_low})
- LK2: Onshore-WKA mit mittlere Standortgüte (SOG/FLH_{on_med})
- LK3: Onshore-WKA mit hoher Standortgüte (SOG/FLH_{on_high})
- LK4: Offshore-WKA (SOG/FLH_{off})
- LK5: Onshore Bestandsanlagen (SOG_{Bestand}/FLH_{on_mean})
- LK6: Offshore Bestandsanlagen (SOG_{Bestand} FLH_{off_mean}).

Für die Bestandsanlagen wird in den Simulationen keine Investitions- bzw. (Re)Finanzierungsrechnung durchgeführt. Sie befinden sich zum Zeitpunkt des Simulationsstarts im Jahr 2015 bereits im System und erzeugen den Strom nach einem Onshore- bzw. Offshore-Durchschnittsprofil (FLH_{mean}), das entsprechend der historisch installierten EE-Leistung der SOGs gewichtet ist. Solange die Bestandsanlagen noch im System sind, erhalten sie entweder die durchschnittliche EEG-Einspeisevergütung (FiT \triangleq AW \triangleq LCOE) der Jahre 2000–2015 oder, falls sie sich im Jahr 2015 bereits in der Direktvermarktung (DV) befin-

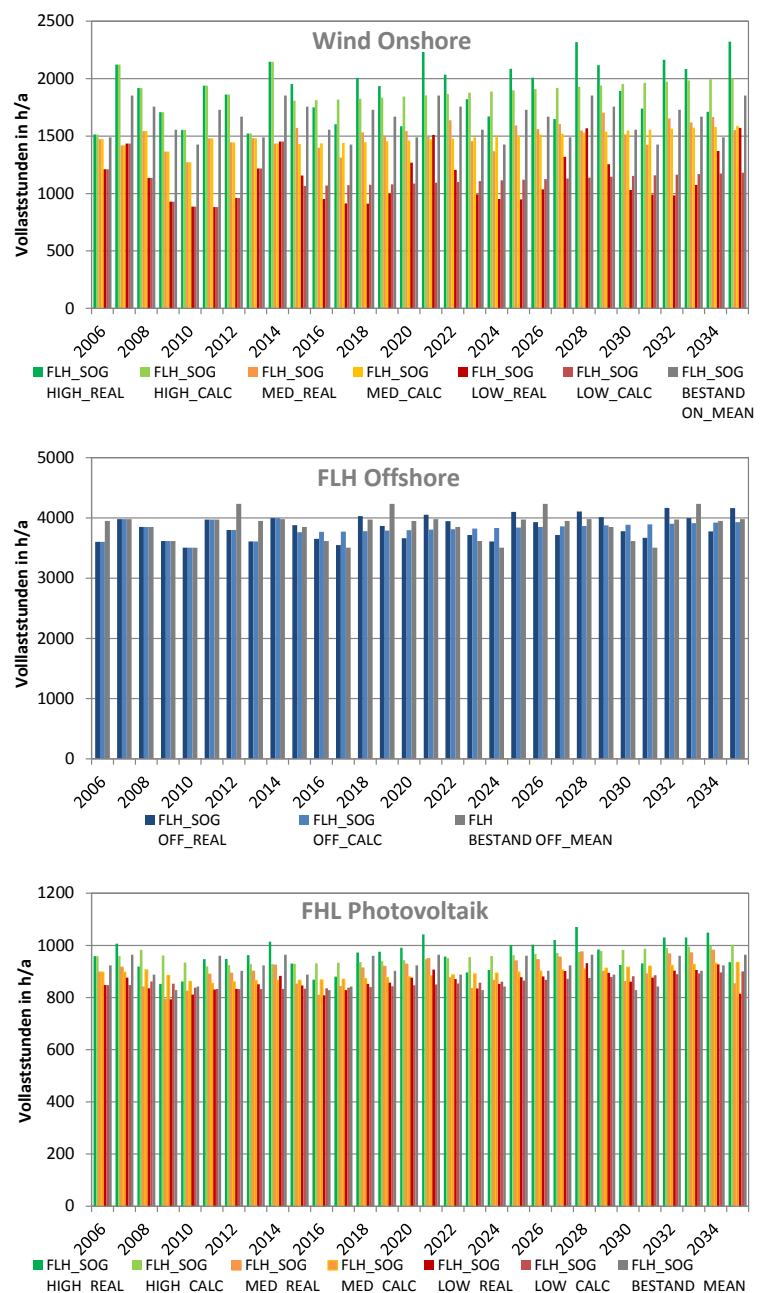


Abbildung 4-18: Kalkulatorische und reale FLH der Wind-Onshore, -Offshore und PV-Standortgüten (SOG) 2006-2035

den, die variable MP nach anzulegendem Wert (AW). Dieser beträgt für die Onshore-Anlagen 91,9 €/MWh bzw. für Offshore-Anlagen 152,60 €/MWh (BDEW 2015).

II) Differenzierungsstufe nach Eigentümer-Typ

Auf der zweiten Differenzierungsstufe werden die ABAs nach dem Eigentümer-Typ unterschieden. Die Differenzierung und Parametererhebung der Akteure wurde im Rahmen der Akteursanalyse aus Reeg et al. (2013) durchgeführt und mit den Ergebnissen der Studie „Marktakteure Erneuerbare Energien Anlagen in der Stromerzeugung“ (trend:research 2011) abgeglichen.

Für die Modellbildung wurden sieben verschiedene Eigentümer-Typen identifiziert (2. ID-Ziffer eines ABA), auf die sich fast die gesamten EE-Kapazitäten aufteilen, die bis Ende 2014 in Deutschland installiert wurden. Die Akteure unterscheiden sich weiterhin in ihrer Bereitschaft bzw. Möglichkeit Risiken einzugehen und diese zu hedgen bzw. zu diversifizieren. Zur einfacheren Identifizierung erhält jeder Typ eine eigene AMIRIS Agenten-ID. Für die Abschätzung der Renditeerwartung wurden eigene Erhebungen der durchgeführten Experteninterviews (vgl. Abschnitt 4.2.3) und des Akteursworkshops (Reeg et al. 2013) mit Literaturwerten abgeglichen (Gerhard 2011) und anschließend in drei Gruppe unterteilt (niedrig, mittel und hoch). Die identifizierte Renditeerwartung und Risikobereitschaft der Akteure sowie ihre prozentualen Anteile an der installierten Leistung P_{inst} können in Tabelle 4-3 eingesehen werden.

Tabelle 4-3: EE-Leistung nach Eigentümer-Typen sowie ihre Renditeerwartung und Risikobereitschaft

Charakterisierungsparameter →		Renditeerwartung $E(RoE)$	Risikobereitschaft	Eigentumsanteil an P_{inst} in %				
Eigentümer-Typ ↓	2. ID Ziffer			Wind-Onshore	Wind-Offshore	PV	Bio-gas	BM mit FBS
Privatpersonen	1	niedrig ($\triangleq 2,5\%$)	avers	51,5	0,0	39,3	0,1	2,0
Landwirte	2	niedrig – mittel ($\triangleq 2.5-7,5\%$)	neutral	1,8	0,0	21,2	71,5	0,0
Fonds/Versicherung	3	niedrig – mittel ($\triangleq 2.5-7,5\%$)	avers	15,5	10,0	8,1	6,2	3,0
Projektierer	4	mittel ($\triangleq 7,5\%$)	neutral	21,3	25,0	8,3	13,1	6,9
Stadtwerke	5	mittel ($\triangleq 7,5\%$)	avers	3,4	25,0	2,6	3,1	24,3
Große EVU	6	hoch ($\triangleq 12\%$)	freudig	2,1	40,0	0,2	0,1	9,6
GHD & Industrie (IND)	7	hoch ($\triangleq 12\%$)	neutral	2,3	0	19,2	0,1	41,5

III) Differenzierungsstufe nach Anlagentyp und -größe (CAPEX und OPEX):

Auf der dritten Differenzierungsebene können den ABAs in Abhängigkeit der Standortgüte bei Wind- bzw. der Größe bei PV-Anlagen sowohl unterschiedlich hohe spezifische Investitionskosten als auch O&M-Kosten zugeordnet werden. Der Zusammenhang mit der SOG bei WKA begründet sich darin, dass ein Windanlageninvestor an einem guten Standort i. d. R. nicht so hohe spezifische Investitionskosten hat, da er mit relativ kleinen (bzgl. der Leistung) und niedrigen (bzgl. der Nabenhöhe) Anlagen schon relativ hohe Winderträge erzielen kann. Aufgrund der hohen Beanspruchung der Anlage an einem Standort mit hohen FLH fallen dafür aber auch die Wartungskosten höher aus (DWG et al. 2015). Für einen ressourcenschwachen Standort verhält es sich genau umgekehrt. Die Höhe und

Entwicklung der spezifischen Investitions- sowie O&M-Kosten sind für WKA in Abbildung 4-19 dargestellt. Die dazugehörigen Tabellenwerte können im Anhang F I) eingesehen werden.

Im Gegensatz zu den WKA spielen beim Betrieb der PV-Anlagen i. d. R. die fixen O&M-Kosten eine größere Rolle als die variablen Kosten. Im Unterschied zu den WKA hängt die Höhe der spezifischen

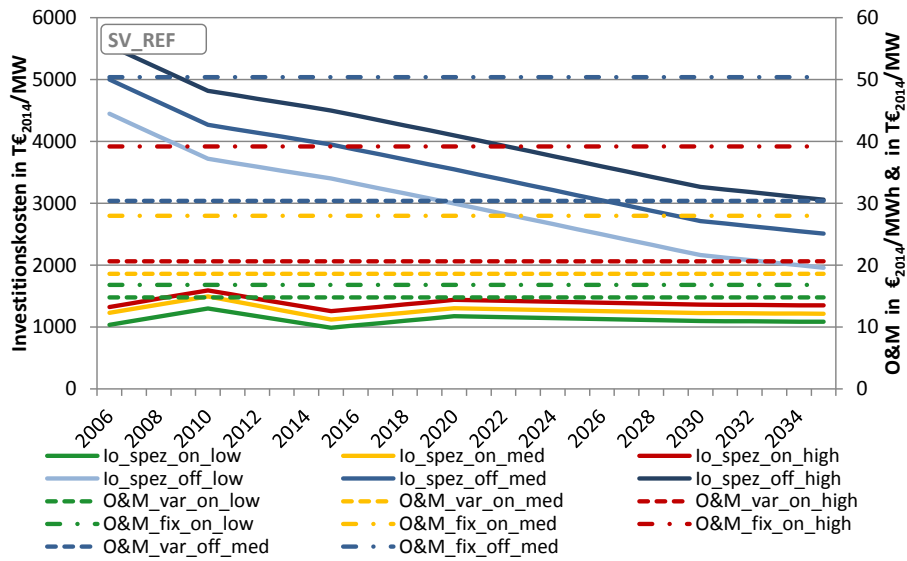


Abbildung 4-19: Spez. Investitions-(I₀) sowie variable und fixe O&M-Kosten für WKA von 2006-2035

[eigene Berechnung, Daten aus (WID & BWE 2015; DWG et al. 2015; Nitsch et al. 2012)]

LCOE außerdem wesentlich stärker von der Größe der Anlagen ab als von den doch relativ geringen Unterschieden bei den FLH der Standorte (vgl. Abbildung 4-18).

Die PVAB werden deshalb in den Referenzszenarien der in Kapitel 5 erfolgenden Simulationsläufe auf der ersten Differenzierungsebene nicht wie bei den WAB nach der Standortgüte klassifiziert, sondern entsprechend der Einteilung der Vergütungssätze im EEG 2014 nach der Anlagengröße. Die spezifischen Investitionskosten der Leistungsklassen differenzieren sich im AMIRIS-Modell also zunächst nicht primär in Abhängigkeit von der SOG, sondern nach der Anlagengröße (1. ID-Ziffer eines PVAB):

- LK1: Kleine Aufdachanlagen: < 10 kWp (RT – ‚Roof-top‘)
- LK2: Mittlere Aufdachanlagen: 10-1.000 kWp
- LK3: Große Aufdachanlagen: > 1.000 kWp

- LK4: Freiflächenanlagen (GM – ‚Ground-mounted‘)
- LK5: Bestandsanlagen.

Auch hier wird für die Bestandsanlagen (LK5) keine Investitions- und (Re-) Finanzierungsrechnung durchgeführt. Sie wird wie die Bestandsanlagenklassen bei der Windkraft nach dem durchschnittlichen FIT bzw. AW aller PV-Anlagen

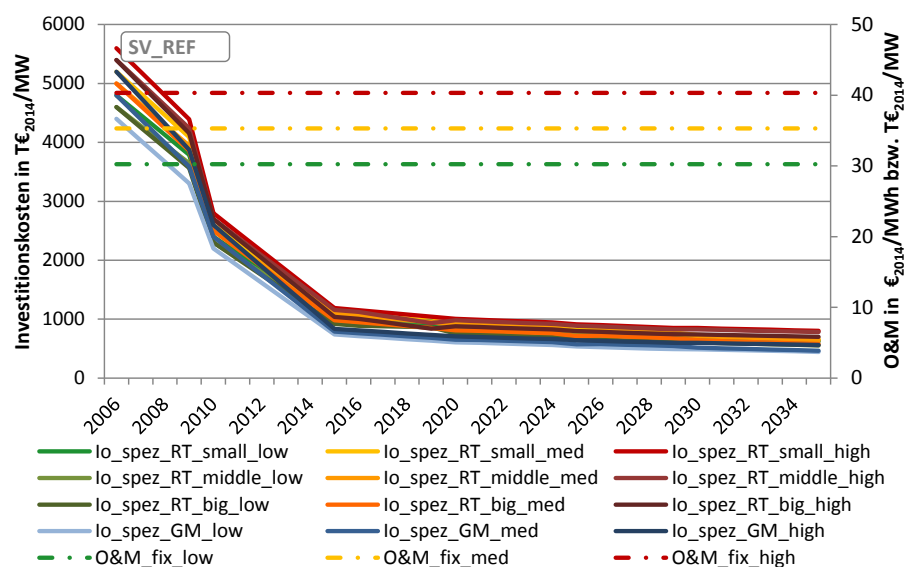


Abbildung 4-20: Spez. Investitions-(I₀) sowie variable und fixe O&M-Kosten für PV-Anlagen von 2006-2035

[eigene Berechnung, Daten aus (Öko-Institut 2014; BNetzA 2016; energymap 2015; ISE 2015; Nitsch et al. 2012; Wirth 2015)]

i. H. v. 305.90 €/MWh vergütet (BDEW 2015). Je größer die Anlage desto günstiger werden die spezifischen Investitionskosten. Je größer die Anlage desto höher fallen aber wiederum die fixen O&M-Kosten aus. Die Höhe und Entwicklung der spezifischen Investitions- sowie der fixen und variablen O&M-Kosten im Referenzszenario (*SV_REF*) sind in Abbildung 4-20 dargestellt. Die dazugehörigen Tabellenwerte können ebenfalls im Anhang F I) eingesehen werden.

Bei der Berechnung der agentenspezifischen LCOE ergibt sich durch die unterschiedlichen Kombinationsmöglichkeiten aus SOG bzw. Anlagengröße, Investitions- und O&M-Kosten sowie akteurspezifischen Eigenschaften (RoE, Risikoerwartung und -bereitschaft) und Finanzierungsbedingungen des Förderinstruments (SI) eine sehr hohe Bandbreite der im AMIRIS-Modell darstellbaren LCOE. Im Prinzip können mit dieser Art der Ausdifferenzierung bei den Onshore-Windanlagen bis zu 189, bei den Offshore-Windanlagen bis zu 28 und bei den PV-Anlagenbetreibern bis zu 756 verschiedene Agenten für die Simulation initialisiert werden, die sich alle in der Höhe ihrer LCOE unterscheiden. Jedoch ist nicht jede mögliche Kombination der Agenten-Charakteristika auch plausibel und sinnvoll. Mit Hilfe der Prototypisierung durch die Akteursanalysen werden deshalb bei den späteren Simulationsanalysen nur ausgewählte Kombinationen vorgestellt und in den Simulationsläufen initialisiert.

Die Aufteilung der DV-Strommengen der „aktiven“ ABAs auf die verschiedenen Typen von Direktvermarkter-Agenten (DVAs) basiert auf empirischen Marktbeobachtungen der Jahre 2010–2015 sowie den Akteursanalysen aus (Reeg et al. 2013) und wird in den jeweiligen Abschnitten zur Parametrisierung der verschiedenen Simulationsläufe dargestellt.

Eine besondere Funktion kommt im Rahmen des Transformationsprozesses den flexibel einsetzbaren Biomasseanlagen zu, da sie als potenziell regelbare EE-Anlagen (REE) eine Flexibilisierungsoption darstellen, um die fluktuierende Einspeisung der Wind- und PV-Anlagen auszugleichen. Bei ihnen können zur Untersuchung der Verbesserung der FEE-Integration im AMIRIS-Modell verschiedene Betriebsstrategien eingestellt werden. Da in der vorliegenden Arbeit erstmal nur die Refinanzierungsbedingungen der FEE untersucht werden sollen, wird bei den Biomasse Agenten keine Investitions- und (Re-) Finanzierungsrechnung während der Laufzeit durchgeführt. Stattdessen werden die Agenten nach den durchschnittlichen EEG-Vergütungssätzen entlohnt (Stand 2014). Dazu wurden die Biomasseanlagen in vier verschiedene typische Leistungsklassen unterteilt (1. ID-Ziffer eines Biomasse-Anlagenbetreibers - BMAB⁸⁴):

- LK1: Biomasse Dampf-Heiz-Kraftwerk (DHKW) mit 5-20 MW und Festbrennstoff (FBS) als Energieträger – z. B. Altholz, Waldrestholz etc.
- LK2: Biomasse-Holzvergaser (HVG) mit FBS
- LK3: Biogasanlage (BGA) mit 50-350 kW und Substrateinsatz aus Gülle und NawaRo⁸⁵
- LK4: Biogasanlage > 500 kW und Substrateinsatz aus Gülle, NawaRo und Bioabfall

Die genaue Zuordnung der EEG-Vergütungssätze auf tatsächlich repräsentative Leistungsklassen stellt bei den Biomasseanlagen eine enorme Herausforderung dar. Neben dem Baujahr bestimmen ebenfalls die Größe, die Anlagentechnologie und der verwendete Festbrennstoff (FBS) bzw. die Zusammensetzung des Substrats zur Erzeugung des Biogases die Höhe des gesetzlichen Vergütungsanspruchs. Zusätzlich erschwert wird die Einteilung in repräsentative Leistungsklassen dadurch, dass bei den Biomasseanlagen einerseits die Vergütungsstruktur bei fast jeder bisherigen EEG-Reform (2004, 2009, 2012, 2014) grundlegend geändert wurde und andererseits sowohl die amtlichen Statistiken als auch viele Szenario-Studien häufig nur die installierte Gesamtleistung aller Biomasseanlagen aggregiert ausweisen.

⁸⁴ Da für die BMAB kein Eigentümer-Typ zugewiesen wird, ist die 2. ID-Ziffer bei allen BMAB def 0.

⁸⁵ Nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) sind z. B. Gas/Heu, Getreide, Mais, Kurzumtriebsplantagen aus Miscanthus, etc.

Die letztendliche Definition der typischen Anlagenklassen orientiert sich in AMIRIS an den grundsätzlich unterscheidbaren Vergütungskategorien des EEG 2014 und in ihrer Entwicklung bis 2035 an der BMU Leitstudie 2012 (Nitsch et al. 2012). Die Höhe und Entwicklung der Einspeisevergütungssätze ist in Abbildung 4-21

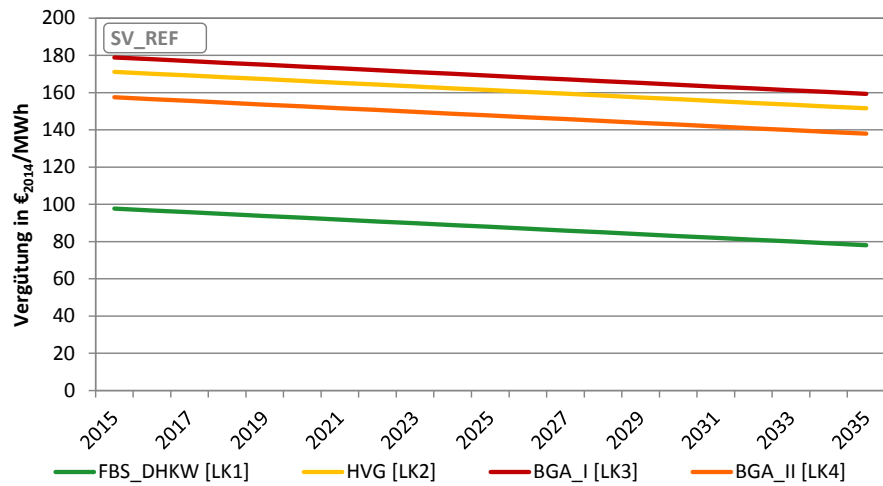


Abbildung 4-21: Vergütungssätze (AW) der Biomasseanlagen von 2015-2035 [eigene Berechnung, Daten aus (BDEW 2015; Nitsch et al. 2012; Nitsch & Wenzel 2010)

dargestellt. Bei der Vergütungssatzdegression wird im Referenzszenario (SV_REF) von der Einhaltung des Ausbaukorridors aus dem EEG 2014 ausgegangen.

Da auch die Biomasseanlagen in der DV marktgetrieben abgeregelt werden können, müssen auch bei ihnen zur Berechnung der Opportunitätskosten der Abregelung $Op_{C_{cur}}$ die variablen O&M-Kosten im Modell berücksichtigt werden. Bei der Biomasse können sowohl bei den Anlagen zur Verbrennung von FBS (LK1 & 2) als auch den Biogasanlagen (LK3 & 4) die O&M-Kosten einerseits in die reinen Kosten zur Bereitstellung der Betriebsmittel (OR – ‚Operating-Resources‘) sowie andererseits die Kosten zur Bereitstellung des Brennstoffs (BS-BeSt) unterschieden werden. Aus der Summe der beiden ergeben sich die variablen O&M-Kosten als $Op_{C_{cur}}$ Abbildung 4-22 gibt einen Überblick zur Entwicklung dieser Kosten im Referenzszenario (SV_REF) bis 2035 (C.A.R.M.E.N 2016; Brügger 2011; DBFZ 2011; FNR 2015; Gerhardt 2009a; Gerhardt 2009b; Kötting 2014). Die dazugehörigen Tabellenwerte können im Anhang F I) eingesehen werden.

Für die Berechnung der erzeugten Strommenge können im Modell drei Betriebsstrategien eingestellt werden. Entweder wird die Anlage mit ihrer Bemessungsleistung kontinuierlich auf Nennlast betrieben (Strategie I) „Dauerlastbetrieb“)

oder es wird angenommen, dass die Anlage durch entsprechende Investitionen in einen Gas- und Wärmespeicher sowie zusätzliche BHKW-Leistung bereits (teil-)flexibilisiert wurde. Dann fährt die Anlage entweder mit einem Tag-Nacht-Zyklus (Strategie II) „Tag-Nacht-Zyklus“), bei dem in der Nacht mit halber und tagsüber

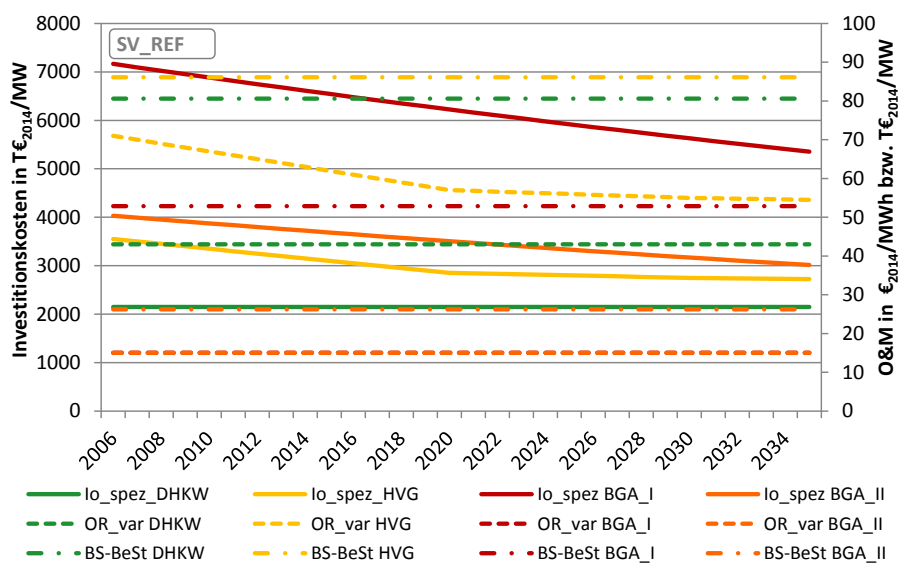


Abbildung 4-22: Spez. Investitions-(I_0) sowie Kosten für Betriebsmittel (OR) und die Brennstoff-Bereitstellung für Biomasseanlagen von 2006-2035 [eigene Berechnung, Daten aus (C.A.R.M.E.N 2016; Brügger 2011; DBFZ 2011; FNR 2015; Gerhardt 2009a; Gerhardt 2009b; Kötting 2014; Nitsch et al. 2012)

mit anderthalbfacher Bemessungsleistung P_{Bem} eingespeist wird, sodass über das Jahr gesehen die gleichen Volllaststunden erreicht werden wie bei der Betriebsstrategie I (siehe Abbildung 4-23).

Als flexibelste Strategie kann zusätzlich eine Fahrweise eingestellt werden, die sich ausschließlich an den Börsenstrompreisen orientiert (**Strategie III**) „Bedarfsorientiert“). Bei dieser Strategie optimieren die BMAB ihre tägliche Stromerzeugung in

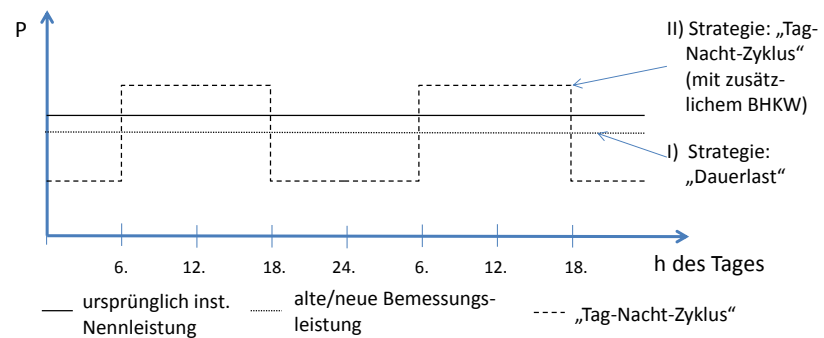


Abbildung 4-23: Betriebsstrategie I) & II) der Biomasseanlagen

Abhängigkeit von der stündlichen Variation der ‚Day-ahead‘-Marktpreise. Dazu müssen die BMAB bzw. die für die Börsenvermarktung vertraglich gebundenen DVAs eine Prognose über die ‚Day-ahead‘-Marktpreise nach Formel (4-25) in Abschnitt 4.5.2 aufstellen. Auf Basis dieser Preisprognose müssen im Anschluss die Stunden identifiziert werden, zu denen mit maximaler Leistung $P(T_{max})$ bzw. mit minimaler Leistung $P(T_{min})$ eingespeist werden soll (Rabee 2015):

$$P(T_{max}) = \frac{24 \times P_{Bem} - 2,4 \times P_{inst}}{0,9 \times P_{inst}} \quad (4-19)$$

mit: P_{inst} – installiert Nennleistung
 P_{Bem} – Bemessungsleistung⁸⁶

Um Bestandsanlagenbetreiber überhaupt in die Lage zu versetzen, von einem Dauerlastbetrieb mit FiT zur Direktvermarktung mit flexibler Fahrweise und Marktprämie umzustellen, müssen zunächst zusätzliche Erzeugungskapazitäten sowie beim KWK-Betrieb auch ein Wärmespeicher nachgerüstet werden. Für diese zusätzlichen Investitionen kam von den Anlagenbetreibern seit dem EEG 2012 die sog. Flexibilitätsprämie FP in Anspruch genommen werden (EEG 2012; EEG 2014). Die über einen Zeitraum von zehn Jahren jährlich ausgezahlte Prämie ist abhängig vom Verhältnis der zusätzlich installierten Kapazität P_{Zusatz} und der alten installierten Bemessungsleistung P_{Bem} der Anlage und berechnet sich nach folgender Formel:

$$FP = \frac{P_{Zusatz} \cdot KK \cdot}{P_{Bem} \cdot 8760 \text{ h}} \quad (4-20)$$

mit: KK – Kapazitätskomponente für die Bereitstellung der zusätzlich installierten Leistung in €/MW.

wobei gilt:

$$P_{Zusatz} = P_{inst} - (f_{kor} \cdot P_{Bem}) \quad (4-21)$$

mit: P_{Zusatz} – zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung für die bedarfsorientierte Stromerzeugung in MW
 f_{kor} – Korrekturfaktor für die Auslastung der Anlage [1.6 für Biomethan, 1.1 für Biogas].

Des Weiteren sind folgende zusätzliche Restriktionen zu berücksichtigen:

$$P_{Zusatz} = \begin{cases} 0 & | \forall P_{Bem} < 0,2 * P_{inst} \\ 0,5 & | \forall P_{Zusatz} > 0,5 * P_{inst} \end{cases} \quad (4-22)$$

Bei allen drei implementierten Betriebsstrategien in AMIRIS wird für alle Anlagen-Leistungsklassen eine durchschnittliche Volllaststundenanzahl von 7700 h/a angenommen (bezogen auf die Bemes-

⁸⁶ Die Bemessungsleistung ist im ersten und im zehnten Kalenderjahr der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie [...] mit der Maßgabe zu berechnen, dass nur die in den Kalendermonaten der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erzeugten Kilowattstunden und nur die vollen Zeitstunden dieser Kalendermonate zu berücksichtigen sind; dies gilt nur für die Zwecke der Berechnung der Höhe der Flexibilitätsprämie“ (EEG 2014, Anlage II. Höhe der Flexibilitätsprämie).

sungsleistung), was einer durchschnittlichen Auslastung von 87 % bezogen auf die ursprünglich installierte Leistung entspricht. Der Anteil der Anlagen, die bereits über eine flexibilisierte Betriebsstrategie verfügen, kann über eine endogene lineare Zuteilungsfunktion zeitlich variabel zu Beginn einer Simulation eingestellt werden:

$$\text{Anteil}_{flex,t} = \text{Anteil}_{flex,t} + \frac{(\text{Anteil}_{flex,T_Ziel} - \text{Anteil}_{flex,T_Init})}{T_{Ziel} - T_{Init}} \times T_{Takt} \quad (4-23)$$

mit: $\text{Anteil}_{flex,t}$ - flexibler Anteil aller Biomasseanlagen einer LK zum Zeitpunkt t

$\text{Anteil}_{flex,T_Init}$ - flexibler Anteil aller Biomasseanlagen einer LK zum Startzeitpunkt der Simulation T

$\text{Anteil}_{flex,T_Ziel}$ - flexibler Anteil aller Biomasseanlagen einer LK zum Zielzeitpunkt T

T_{Takt} - Intervall innerhalb dessen die Anpassung der Anteile stattfindet (z. B. monatlich oder jährlich).

Die Aufgaben, die im Rahmen der EE-Direktvermarktung bei den Direktvermarktern als Markt-Aggregatoren anfallen und ihre Modellierung für die Simulationsläufe in AMIRIS, werden im Folgenden Abschnitt beschrieben.

4.5.2 Direktvermarkter für EE-Strom

Für die Simulationsanalysen stehen den Direktvermarkter-Agenten (DVAs) im Modell vier verschiedene Förderinstrumente zur Verfügung, wenn sie ihren EE-Strom nach § 34 EEG 2014 über den ‚Day-ahead‘-Spotmarkt vermarkten:

- das variable Marktprämien-Modell (MPM_{var}),
- das fixe Marktprämien-Modell (MPM_{fix})
- das variable Kapazitätsprämien-Modell (CPM_{var}) sowie
- das fixe Kapazitätsprämien-Modell (CPM_{fix}).

Die Funktionsweise der Instrumente und ihre Anreizwirkung beim Anlagenbetrieb wurden bereits in Abschnitt 3.5 erläutert. Im Folgenden werden ebenfalls nur noch die Funktionen und das Verhalten der DVAs dargestellt, die für die in Kapitel 5 durchgeführten Analysen relevant sind. Für weitere Details wird an dieser Stelle auf Reeg et al. (2013) verwiesen. Zu Beginn der Simulation muss zunächst anhand der Ergebnisse der Akteursanalyse exogen vergeben werden, welche ABAs sich mit welchen DV-Strommengen initial an welche DVAs binden (Initialisierung der *KommStrom*-Objekte)⁸⁷.

Die Modellierung der Tätigkeit der Direktvermarkter in AMIRIS orientiert sich möglichst genau an den Routinen und Praktiken der Direktvermarkter in der Realität. Demnach muss ein Direktvermarkter:

- die ‚Day-ahead‘ Leistung der FEE-Anlagen in seinem Portfolio für den Börsenhandel prognostizieren,
- die prognostizierte Leistung zum Verkauf an der Strombörse anmelden und Preisgebote abgeben,
- den Börsenpreis sowie die Opportunitätskosten des Förderinstruments OpC_{SI} respektive die der anlagenspezifischen Abregelung OpC_{cur} für eine effiziente marktgetriebene Abregelungsentscheidung berechnen,
- den Anlagenbetreiber anschließend ggf. zur Abregelung seiner Anlage anweisen,
- die benötigte Ausgleichenergie AE als Differenzbetrag aus Soll- und Ist-Einspeisung mit den jeweils gültigen AE-Preisen entsprechend verrechnen,
- Leistungs- und Preisgebote am Regenergiemarkt für negative MRL platzieren,

⁸⁷ Die Verteilung dieser DV-Strommengen der durchgeführten Simulationsexperimente wird in den jeweiligen Parametrisierungsabschnitten dargestellt (siehe Abschnitte 5.1.1 und 5.2.1).

- sämtliche Kosten, die direkt oder indirekt mit der Direktvermarktung in Verbindung stehen, kalkulieren (variable und fixe Geschäftskosten),
- Tarifbedingungen für seine Vertragspartner kalkulieren und
- den unter Vertrag stehenden Anlagenbetreibern ihre jeweilige, vertraglich fixierte Vergütung auszahlen.

Die Genauigkeit der Leistungsprognose wurde in den Interviews und im durchgeführten Akteursworkshop für eine erstellte Prognose mit 24 h Vorlauf auf 15-25 % nRMSE der Soll-Stromerzeugung SE_{SOLL} angegeben. Das heißt, die Leistungsprognosen weichen mit einer Varianz σ i. H. v. 15-25 % vom Erwartungswert $\bar{\mu}$ der Ist-Stromerzeugung SE_{IST} ab. Hierbei ist zu beachten, dass die Prognoseanbieter in der Praxis ihren beworbenen Leistungsprognosefehler $F_{P_{prog}}$ häufig als prozentuale Abweichung von der installierten Leistung P_{inst} vermarkten. Hier liegen die Werte dann zum Teil weit unter 10 % des nRMSE. Für die Minimierung potenzieller AE-Kosten der Direktvermarkter von Bedeutung ist letztlich die prozentuale Abweichung $\Delta(SE_{SOLL}-SE_{IST})$. Dies gilt wiederum nicht im Tagesmittel, sondern als Summe der stündlichen Abweichungen, da Strom und Bilanzungleichgewichte in AMIRIS in stündlicher Auflösung gehandelt werden. Entsprechend dieser Spannbreite hat ein DVA mit hoher Prognosegüte im Modell eine Varianz des Leistungsprognosefehlers von durchschnittlich 15 % nRMSE. Bei einem Agenten mit mittlerer Prognosequalität beträgt diese ca. 20 % und bei schlechter Prognosequalität um die 25 %.

Die Angaben decken sich dabei erstaunlicherweise sehr gut mit den Ergebnissen der statistischen Analysen von (Focken et al. 2002). In der Studie wurde u. a. untersucht, wie stark sich die Standardabweichung σ des Leistungsprognosefehlers $F_{P_{prog}}$ einer professionellen Prognose auf Basis eines NWP⁸⁸-Modells im Vergleich zu einer persistenten Vorhersage⁸⁹ in Abhängigkeit von der Prognosezeit verringern kann (siehe Abbildung 4-24, Diagramm oben links). Außerdem analysierten sie verschiedene weitere Einflussfaktoren zur Fehlerreduktion durch den sog. ‚Smoothing‘-Effekt⁹⁰, ausgedrückt als Verhältnis einer Einzelprognose für einen Windanlagenpark σ_{single} im Vergleich zu einer Ensemble-Prognose⁹¹ $\sigma_{ensemble}$ in Abhängigkeit der:

- Prognosezeit und der räumlichen Ausdehnung des Prognosegebiets (oben rechts),
- durchschnittlichen Anzahl an WKAs pro Windpark (unten links),
- räumliche Ausdehnung der Prognoseregion (unten rechts).

Im oberen linken Diagramm ist die normalisierte Standardabweichung σ_{single} der zur installierten Leistung P_{inst} als Mittelwert über 30 Windparks darstellt: In der Kurzfrist < 6 h ist eine professionelle Prognose der persistenten Vorhersage nicht zwangsläufig überlegen. Die Werte liegen alle um die 12–14 %. Relativ schnell jedoch, ab einem Prognosezeitraum von > 12 h, verbessert sich die professionelle Leistungsprognose im Vergleich zur persistenten Vorhersage um bis zu 10 % (17% vs. 26% bei 48 h). Für die Modellierung in AMIRIS wird eine persistente Vorhersage dementsprechend als „schlechte“ Prognosegüte definiert (roter Verlauf), eine professionelle Leistungsprognose auf Basis eines NWP-Prognosemodells als „gut“ (grüner Verlauf), sowie eine „mittlere“ Prognosegüte als Mittelwert aus guter und schlechter Prognose (gelber Verlauf).

Die Standardabweichung einer Ensemble-Prognose $\sigma_{ensemble}$ verringert sich im Vergleich zur Single-Prognose σ_{single} noch einmal um 15–20 % bei einer räumlichen Verteilung der Windparks von 140 km

⁸⁸ NWP steht für ‚Numerical-Weather-Prediction‘

⁸⁹ Bei einer sog. persistenten Prognose wird für den Prognosewerte einfach der aktuelle Ist-Wert verwendet.

⁹⁰ Der sog. ‚Smoothing‘-Effekt beschreibt die natürliche Nivellierung der Windeinspeiseleistung bei großräumiger Verteilung der WKA über verschiedene geografische Regionen.

⁹¹ Bei einer Ensemble-Prognose wird der Mittelwert aus mehreren Prognosemodellen gebildet.

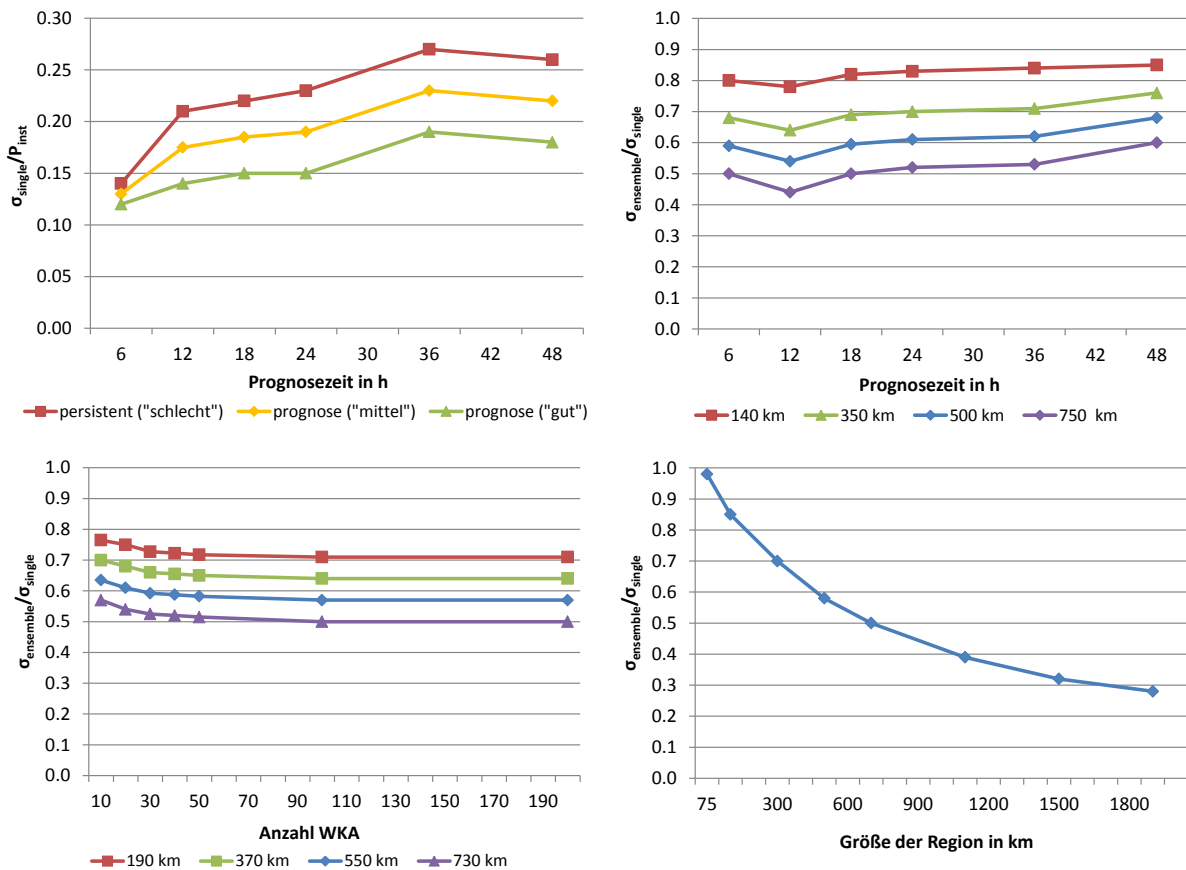


Abbildung 4-24: Vergleich der normalisierten SD σ verschiedener Windleistungsprognosen: 'persistent' vs. 'prognose' links oben, 'ensemble' im Verhältnis zu 'single' Prognose im Vergleich zu einer persistenten Einzelprognose (oben links: „rot“) sowie in Abhängigkeit der Prognosevorlaufzeit (oben rechts), der durchschnittlichen Anzahl der WKA pro Prognoseregion (unten links) sowie der geografischen Ausdehnung des gesamten DV-Portfolios (unten rechts) [eigene und erweiterte Darstellung aus Focken et. al (2002)]

(vgl. Diagramm oben rechts, roter Verlauf) und bei einem Wind-Portfolio, das im Durchmesser 750 km umfasst, sogar um 45-50 % (vgl. Diagramm oben rechts, violetter Verlauf).

Eine schlechtere Prognose ist im AMIRIS-Modell dabei günstiger zu erstellen als eine bessere. Für die Erstellung einer guten Prognose muss der DVA drei externe Prognosen einkaufen, für eine mittlere zwei und für eine schlechte nur eine. Die Kosten je Prognose betragen dabei laut Interviewaussagen 5–15 € je $MW_{P_{\text{inst}}}$ und Jahr und sind somit in ihrer Höhe proportional von der Größe des Portfolios des DVA abhängig.

In AMIRIS wird der Betrag der fehlerhaften Leistungsprognose über einen normalverteilten Zufallszug modelliert, der je nach positiver oder negativer Fehlerprognose (Über- bzw. Unterspeisung) auf die ‚perfect foresight‘-Einspeisung der Stunde $T+24h$ addiert bzw. subtrahiert wird. 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 in Abbildung 4-25 an der leichten Linksschiefe und Linksverschiebung um den Nullpunkt des NRV-Mengensaldos. Dieser Effekt trägt dazu bei, dass überhaupt Ausgleichsenergiekosten bei den Bilanzkreisverantwortlichen im Netzregelverbund (NRV) anfallen. Die gleiche systematische Überspeisung lässt sich auch empirisch für die prognostizierte Windleistung in Deutschland zeigen (Borggreffe & Neuhoﬀ 2011). Andernfalls müssten sich tendenziell positive und negative Prognoseabweichungen durch den symmetrischen Preismechanismus zur Berechnung der AE-Kosten zu jeder Stunde langfristig ausgleichen und nach dem Gesetz der großen Zahl einem Erwartungswert von Null entgegenstreben.

Im Modell wird die Asymmetrie bei der fehlerhaften FEE-Einspeisung berücksichtigt, indem der Erwartungswert der Leistungsprognose der DVAs größer Null gesetzt wird. Da die Höhe des Erwartungswerts sich direkt auf die AE-Kosten auswirkt, kann den DVAs, je nach Güte ihrer Prognosefähigkeit, ein anderer Erwartungswert zugeordnet werden. Ein Erwartungswert von 0,05 entspricht bspw. über den Zeitraum eines Jahres spezifischen AE-Kosten von durchschnittlich 1,5 €/MWh und ein Erwartungswert von 0,15, durchschnittlichen Kosten von 5 €/MWh. Diese Bandbreite an Profilservicekosten wurde auch von den Akteuren im Workshop angegeben (Reeg et al. 2013).

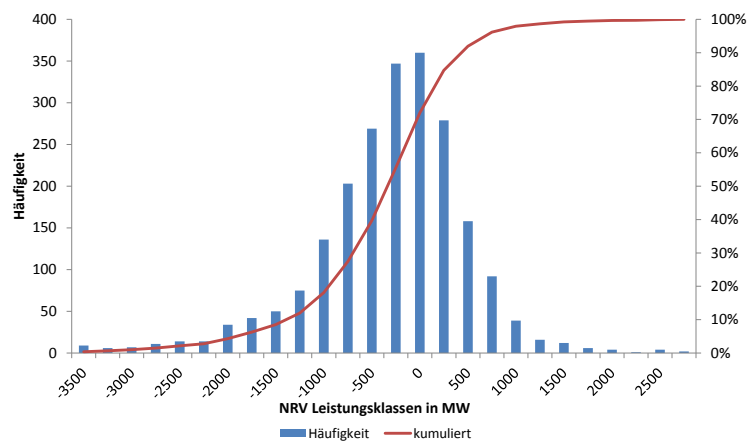


Abbildung 4-25: Histogramm des NRV-Mengensaldos 2011

[Darstellung aus Reeg et al. (2013), Daten: www.netztransparenz.de]

Des Weiteren wird bei der Leistungsprognose ein Skalierungsfaktor f_{scale} für die Berücksichtigung der Portfoliogröße (PG) der DVAs eingeführt. Die Leistungsprognose P_{prog} berechnet sich nach Berücksichtigung dieser Effekte somit nach folgender Formel:

$$P_{prog,i} = SE_{pf}(t + 24h) * ((1 + EW_{SD_P_prog}(DVA_i) + f_{scale}(PG) * F_{P_prog}(DVA_i) * X_n) \quad (4-24)$$

mit: t - aktueller Simulationsschritt

DVA_i - Direktvermarkter-Agenten vom Typ i

$SE_{pf}(t+24h)$ - ‚perfect foresight‘ Stromerzeugung der Stunde $t+24$

$EW_{SD_P_prog}(DVA_i)$ - Erwartungswert der Standardabweichung von DVA_i [0,05; 0,1; 0,15]

$f_{scale}(PG)$ - Skalierungsfaktor des Portfolioeffekts zur Berücksichtigung der Portfoliogröße

$F_{P_prog}(DVA_i)$ - Leistungsprognosefehler von DVA -Typ i in Abhängigkeit der PG [0,15,..., 0,25]

X_n - stündlich gezogene, normalverteilte Zufallsvariable [0,..., 1]

Da die Wind- und PV-Einspeisung im AMIRIS-Modell zwar zeitlich, jedoch nur zum Teil auch räumlich aufgelöst und in den Portfolien der DAV erfasst ist, muss der Portfolioeffekt⁹² indirekt abgebildet werden. Zur Parametrisierung der Erwartungs- und Prognosefehlerwerte der verschiedenen DVA-Typen in AMIRIS werden die Größen der FEE-Portfolien der DVAs entsprechend der in Focken et al. (2002) verwendeten Einteilung von DV-Windportfolien für Deutschland in klein, mittel und groß unterteilt und anschließend den entsprechenden Prognosefehlerwerten aus der Studie zugeordnet. Mit jedem weiteren GW DV-Leistung, das ein DVA über den Simulationszeitraum in sein Portfolio hinzu gewinnt, sinkt der Prognosefehler F_{prog} um 1 %.

In der Realität müssen die Leistungsgebote an der Börse um spätestens 12 Uhr mittags für die 24 Stunden des Folgetages abgegeben werden. Die Spannbreite der Prognosezeiträume liegt also zwischen 12–36 h. Der Mittelwert von 24 h wird im Modell als Standardzeitraum für jeden Zeitpunkt t einer Prognoseerstellung während der Laufzeit verwendet, sodass sich aus der oben angegebenen Formel die antizipierte Einspeisung für Gebote an der Börse für die Stunde $T+24h$ ergibt. Im Modell erstellen die DVAs im vorletzten Berechnungsschritt (Step4P, vgl. Abschnitt 4.3.2) eines jeden Simulationsschritts T die Prognose für $T+24h$. Die prognostizierte Einspeisung wird dann beim Börsen-Agenten zum Verkauf gemeldet.

⁹² In Bezug auf FEE, häufig auch als ‚Smoothing‘-Effekt bezeichnet, sinkt bei steigender räumlicher Verteilung des Vermarktungsportfolios i. d. R. auch der aggregierte Leistungsprognosefehler (Focken et al. 2002).

Erwartet ein Direktvermarkter jedoch einen so niedrigen Börsenpreis, dass es ggf. trotz Förderzahlung unwirtschaftlich wäre, den EE-Strom an der Börse zu vermarkten, weist er die ABAs an, die Stromerzeugung abzuregeln. Da die Abregelungsentscheidung vor der Abgabe des Fahrplans an der Börse erfolgen muss, kann der DVA den zu erwartenden Börsenpreis in T+24h nur schätzen. Für die Entscheidung zur Abregelung muss er dabei sowohl den Börsenpreis (PB) als auch die erwarteten Opportunitätskosten des Förderinstruments prognostizieren. Die Börsenpreisprognose BP_{prog} erfolgt nach dem gleichen Schema wie die Leistungsprognose:

$$BP_{prog} = BP_{pf}(t + 24) * ((1 + EW_{SD_BP_prog}(DVA_i) + F_{BP_prog}(DVA_i) * X_n) \quad (4-25)$$

mit: t - aktuelle Simulationszeit

$BP_{pf}(t+24)$ - ‚perfect foresight‘ Börsenpreis der $t+24$ h

$EW_{SD_BP_prog}(DVA_i)$ - Erwartungswert der Standardabweichung der BP_{prog} von DVA_i [0,05, 0,10, 0,15]

$F_{BP_prog}(DVA_i)$ - Börsenpreisprognosefehler des DVA_i [0,15,..., 0,25]

X_n - stündlich gezogene, normalverteilte Zufallsvariable [0,..., 1].

Die Abregelung („Curtailment“) eines ABA $Cur_{ABA,i}$ und damit der Zahlungsausfall durch die Nicht-Vermarktung an der Börse und das Förderinstrument ist für den DVA opportun, wenn der Börsenpreis unterhalb der agentenspezifischen Opportunitätskosten der Abregelung $OpC_{cur,i}$ liegt oder der Betrag des negativen Börsenpreises größer ist als die entgangenen Einnahmen durch das Förderinstrument OpC_{SI} . Dieser Sachverhalt kann als binäre Entscheidung durch folgende Funktion ausgedrückt werden:

$$Cur_{ABA,i} = f(BP_{prog}, OpC_{cur}, OpC_{SI}) = \begin{cases} 1 & | PB_{prog} < OpC_{AbReg,i} \vee | PB_{prog} | > OpC_{SI} \\ 0 & | sonst \end{cases} \quad (4-26)$$

mit: $OpC_{cur,i}$ - Opportunitätskosten der Abregelung von ABA_i

OpC_{SI} - Opportunitätskosten des Förderinstruments.

Hat ein Direktvermarkter FEE-Strom zum Verkauf an der Börse angemeldet und weicht die tatsächliche Einspeisung (Ist-Einspeisung) von der prognostizierten Einspeisung (Soll-Einspeisung) ab, wird dem DVA der Differenzbetrag als Ausgleichsenergie in Abhängigkeit von den sich einstellenden AE-Preisen vom Netzbetreiber in Rechnung gestellt. Wie aus den Akteursanalysen hervorgegangen ist, können die AE-Kosten dabei einen nicht unerheblichen Posten in der Bilanz eines Direktvermarkters darstellen.

Zum Zeitpunkt T der physikalischen Einspeisung ins Netz wird die Differenz von der Ist- zur Soll-Einspeisung aller unter Vertrag stehenden ABAs ermittelt, um die benötigte AE-Menge bestimmen zu können. Diese Menge wird mit einem zufällig gezogenen AE-Preis (siehe Abschnitt 4.4.3) multipliziert und dem Direktvermarkter in Rechnung gestellt bzw. gutgeschrieben. Ob ein Direktvermarkter AE-Zahlungen leisten muss oder erhält, hängt in der Realität davon ab, ob er durch sein eigenes Leistungsungleichgewicht das Ungleichgewicht des Bilanzkreises verringert oder verstärkt hat. Da in AMIRIS nicht alle Bilanzkreise einzeln abgebildet werden, musste eine Methode entwickelt werden, die es ermöglicht, diesen Mechanismus dennoch abzubilden. Dazu wird jeder DVA als ein eigener Bilanzkreisverantwortlicher betrachtet. Zum Zeitpunkt der Ist-Einspeisung wird die jeweilige Differenz zur Soll-Einspeisung entweder als positives oder negatives Bilanzkreisungleichgewicht festgehalten. Mit dem zufällig gezogenen AE-Preis – der ebenfalls positiv oder negativ sein kann – multipliziert, ergibt sich eine Ausgleichsenergiezahlung, die der Direktvermarkter entweder leisten muss oder gutgeschrieben bekommt:

$$AE - Zahlung = \sum_{i=1}^n (SE_{prog,t-24,i} - SE_{t,i}) \times AE-Pr \times X_n(t) \quad (4-27)$$

- mit: n - Anzahl der unter Vertrag stehenden ABA
 $SE_{prog,t-24,i}$ - prognostizierte Stromerzeugung aus t-24 für AB-Agent i
 $SE_{t,i}$ - Stromerzeugung von AB-Agent i zum Zeitpunkt t
 X_n - normalverteilte Zufallsvariable $[0...1]$
 $AE-Pr$ - Ausgleichsenergiepreis

Die Profilservicekosten sollten nach Aussage der DV-Experten in der Realität – und somit auch im Modell – 5 €/MWh nicht überschreiten. Dieser Wert ergibt sich aus den durchschnittlichen spezifischen Kosten zum Ausgleich der FEE-Prognosefehler der ÜNB aus den Jahren 2010 bis 2012, also vor Einführung der geförderten Direktvermarktung im Jahr 2012. In Akteursanalysen wurden durchschnittliche Kosten von 3 €/MWh genannt, der Zielwert läge bei 1,5 €/MWh. Jedoch sind nach Aussagen von Marktteilnehmern bereits AE-Kosten unter 3 €/MWh ohne den Handel der AE-Mengen auf dem Intraday-Markt kaum zu erreichen.

Weitere direkte oder indirekte Kosten der Direktvermarktung wie die variablen Kosten für die Prognoseerstellung, die Handelsanbindung und Handelsgebühren für die Börse sowie fixe Kosten für Personal, Büro und IT werden ebenfalls in der Bilanz des Direktvermarkters berücksichtigt. Für eine detaillierte Beschreibung der Zusammensetzung und Höhe wird auf Reeg et al. (2013) verwiesen. Die spezifischen (Handels-) Kosten inklusive aller direkten und indirekten Betriebskosten der DVAs – jedoch ohne die AE-Kosten – in Abhängigkeit vom Handelsvolumen sind in Abbildung 4-26 dargestellt.

Tabelle 4-4: DVA-Typen und ihre Unterscheidungscharakteristika

(Prognosequalität: „gut“ bedeutet $EW_{prog}(DVA_i) = 0,15$; mittel = 0,2; schlecht = 0,25 | Erwartungswert: niedrig = 0,05; mittel = 0,10; hoch = 0,15)

Charakterisierungsparameter →		Leistungsprognosefehler $F_{P,prog}(DVA_i)$ in %	Erwartungswert der SD $EW(\sigma_P)$	Skalierungsfaktor d. Portfolioeffekts $f_{scale}(PG)$	Preisprognosefehler $F_{BP,prog}(DVA_i)$	Erwartungswert der SD $EW(\sigma_{Pr})$	Eigenkapitalstock in Mio. €
Agenten-Typ ↓	ID #						
Große dt. EVU	1	gut 0,17	0,05	0,26	gut 0,15	0,05	100
Große intern. EVU	2	gut 0,17	0,05	0,26	gut 0,15	0,05	50
große Stadtwerke	3	mittel 0,21	0,10	0,39	gut 0,15	0,05	15
Stadtwerke DV-Pionier	4	gut 0,17	0,05	0,39	gut 0,15	0,05	15
kleine Stadtwerke	5	schlecht 0,25	0,15	0,56	schlecht 0,25	0,15	7
Grünstromhändler für HH	6	gut 0,18	0,05	0,31	mittel 0,20	0,10	7
Grünstromhändler für GHD	7	gut 0,18	0,05	0,31	mittel 0,20	0,10	7
Grünstromhändler für LDV	8	mittel 0,21	0,10	0,39	schlecht 0,25	0,15	1
Direktvermarkter mit Erfahrung	9	gut 0,18	0,05	0,31	gut 0,15	0,05	3
Direktvermarkter ohne Erfahrung	10	mittel 0,20	0,10	0,39	mittel 0,20	0,10	0,1

Auf der Einnahmenseite können die Direktvermarkter neben dem Verkauf des Stroms auf dem ‚Energy-Only‘-Markt auch am Regelleenergiemarkt teilnehmen. Wie in Abschnitt 4.4.2 beschrieben, können die DVAs in AMIRIS in Abhängigkeit ihres DV-Portfolios Gebote für negative Minutenreserveleistungen (MRL) abgeben. Hierfür stehen dem DVA zwei Bietstrategien zur Verfügung, um ein Leistungspreisangebot für die nächste 4 h-Zeitscheibe abzugeben:

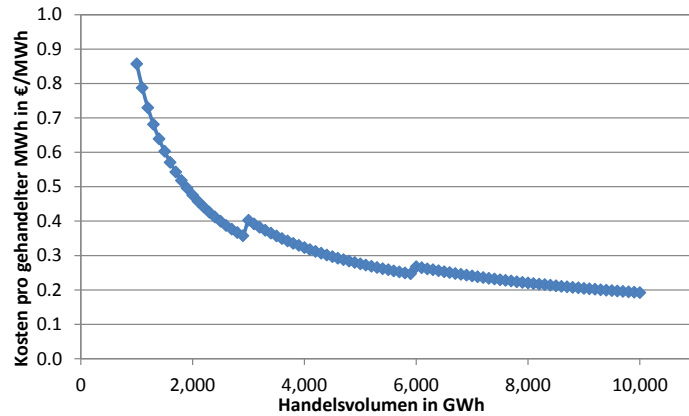


Abbildung 4-26: Spezifische Betriebskosten in Abhängigkeit der DV-Handelsmengen [Darstellung nach (Reeg et al. 2013)]

- **„Low-Risk Strategie“:** Hier versucht der DVA möglichst oft einen Zuschlag für seine angebotene Leistung zu erhalten, indem er für jede auktionierte 4h-Zeitscheibe als Preis $Pr_{4h,t}^{Bid,LP-MR-}$ den Median der Grenzleistungspreise GLP der 280 Zeitscheiben der MRL-Auktionen des vergangenen Monats bietet. Bei dieser Strategie erhält er verhältnismäßig häufig den Zuschlag, da aufgrund der Definition des Medians der GLP in der Hälfte der Fälle über dem Median liegt. Durch den Pay-as-bid Preismechanismus der Aktion erwirtschaftet er aber auch nur einen verhältnismäßig geringen Erlös:

$$Pr_{4h,t}^{Bid,LP-MR-} = \tilde{x}(GLP_{4h,t-280}, \dots, GPL_{4h,t}) \quad (4-28)$$

mit: Bid, LP_{MR-} - Leistungspreisgebot für die negative Minutenreserve
 $4h, t$ - 4 h-Zeitscheibe im aktuellen Simulationsschritt t .

- **„High-Risk Strategie“:** Hier versucht der Direktvermarkter 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 MRL-Auktionen des vergangenen Monats bietet, liegt er bei dieser Strategie häufiger mit seinem Gebot über dem GLP und bekommt seltener den Zuschlag für seine gebotene Leistung. Falls er jedoch den Zuschlag erhält, dann auch zu einem relativ hohen Preis, der im Vergleich zur „Low-Risk-Strategie“ mit einer höheren Wahrscheinlichkeit näher am GLP liegt:

$$Pr_{4h,t}^{Bid,LP-MR} = \tilde{x}(GLP_{4h,t-280}, \dots, GPL_{4h,t}) + \sqrt{\text{Var}(GLP_{4h,t-280}, \dots, GPL_{4h,t})} \quad (4-29)$$

Nach den Ergebnissen der Akteursanalysen ist es zukünftig wahrscheinlich, dass die prognostizierte Leistung – $P_{prog,i}$ aus Gleichung (4-24) – der DVAs für ihre unter Vertrag stehenden WAB und PVAB mit einem Sicherheitsabschlag von schätzungsweise 25 % auf dem Markt für negative MRL geboten wird. Die gebotene Regelleistungsmenge ($Menge_{4h,t}^{Bid,LP-MR}$) ergibt sich somit aus:

$$Menge_{t,4h}^{Bid,LP-MR} = 0.75 * P_{prog,i,t} \quad (4-30)$$

Bei den BMAB entfällt der Abschlag i. H. v. 75 %, da diese regelbare Leistung erbringen können. Die Einnahmen, die der DVA über ein Simulationsjahr auf dem Regelleenergiemarkt erzielt, werden am Ende jeden Jahres paritätisch zwischen ihm und seinen Vertragspartnern anteilig der vermarkteten Strommengen aufgeteilt.

Wie die Anlagenbetreiber und Investoren werden auch die Direktvermarkter von EE-Strom auf Basis der Ergebnisse der Akteursanalyse prototypisiert. Die Unterscheidung der DVAs bezieht sich u. a. auf das Selbstverständnis, die geschäftliche Zielsetzung am Markt, ihre Erfahrung im Stromhandel sowie ihre historische Nähe zur EE-Branche. Im Modell werden deshalb die Akteure in zehn verschiedene DVA-Typen differenziert, die sich zusätzlich in ihrer Kapitalausstattung, Leistungs- und Preisprognosequalität sowie ihren Suchkosten zur Akquise neuer Vertragspartner unterscheiden (siehe Tabelle 4-4).

4.5.3 Stromspeicherbetreiber

Auch wenn es derzeit noch keine flächendeckende gesetzliche Förderung⁹³ von Energiespeicheranlagen gibt und verschiedene Analysen gezeigt haben, dass sich bisher häufig die Investition in Speicher und deren Einsatz zur optimierten Vermarktung von FEE-Strom derzeit noch kaum bzw. nicht rentieren (Klempp 2015), wurden Speicherbetreiber-Agenten als entsprechende Komponente in das AMIRIS-Modell integriert⁹⁴. Dies ermöglicht bspw. für die späteren Analysen zur FEE-Marktwertentwicklung festzustellen, inwiefern der zukünftige Einsatz von dezentralen⁹⁵ Stromspeichern die FEE-Vermarktungs- und Refinanzierungsmöglichkeiten verbessern könnte.

Dafür sind die Speicherbetreiber-Agenten als Teil eines vKW direkt mit den DVAs verbunden, um ihnen mehr Möglichkeiten bei der Vermarktungstätigkeit zu bieten. Ein DVA kann den Stromspeicher im Modell bisher über drei unterschiedliche Strategien einsetzen:

- „**Arbitrage-Strategie**“: zur Erzielung von Arbitrage am ‚Day-ahead‘-Spotmarkt,
- „**REM-Strategie**“: zur Teilnahme am Regelenergiemarkt,
- „**AE-Strategie**“: zur Minimierung von AE-Kosten im FEE-Portfolio des Direktvermarkters.

Für die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen ist vor allem die *Arbitrage-Strategie* von Interesse, weil mit ihr untersucht werden kann, wie der Speichereinfluss auf die Großhandelspreise den Marktwert von FEE Strom erhöhen sowie den Anteil abgeregelten FEE-Stroms im System verringern kann. Der Betreiber muss bei Anwendung der *Arbitrage-Strategie* die Börsenpreise prognostizieren und führt anschließend auf Basis dieser Daten eine rekursive Programmierung durch, in der die optimalen Ein- und Ausspeicherzeitpunkte sowie die dazugehörigen Strommengen bestimmt werden.

In Abbildung 4-27 sind die drei Prozesse des Stromspeichers – Einspeichervorgang, Speichervorgang und Ausspeichervorgang –, die elektrischen Energiemengen und Stromflüsse sowie die wichtigsten techno-ökonomischen Speicherparameter schematisch dargestellt. Die eingehende Energiemenge E_{in} teilt sich beim Speichervorgang in die Strommenge, die eingespeichert wird $E_{stor,in}$, und die Verluststrommenge des Ladevorgangs $E_{loss,c}$ („charge“). Durch die Selbstentladung geht i. d. R. eine Verluststrommenge $E_{loss,sd}$ („self discharge“) während des Speicherns verloren. Die ausgespeiste Strommenge E_{out} setzt sich analog zum Einspeichervorgang aus der ausgespeicherten Strommenge $E_{stor,out}$ und der Verluststrommenge des Entladevorgangs $E_{loss,d}$ („discharge“) zusammen.

Die maximal einspeicherbare Strommenge E_{in} bestimmt sich demzufolge nach:

⁹³ In einzelnen Bundesländern werden inzwischen teilweise kleine Batteriespeicher für PV-Aufdachanlagen gefördert, jedoch nicht flächendeckend. Auch könnte man die verringerte EEG-Umlagenzahlungspflicht beim PV-Stromeigenverbrauch als indirekte Speicherförderung ansehen.

⁹⁴ Die Implementierung eines dezentralen Speicheragenten zur Verbesserung zukünftiger FEE-Vermarktungsmöglichkeiten wurde im Rahmen einer Diplomarbeit durchgeführt, die vom Autor betreut wurde, siehe hierzu (Klempp 2015).

⁹⁵ Als dezentrale Speicher werden in dieser Arbeit Speicher definiert, die nicht selbst als eigenständige Marktakteure am Stromgroßhandel teilnehmen (z. B. Pump-Speicherwerke), sondern in das virtuelle Kraftwerksportfolio eines Direktvermarkters integriert sind.

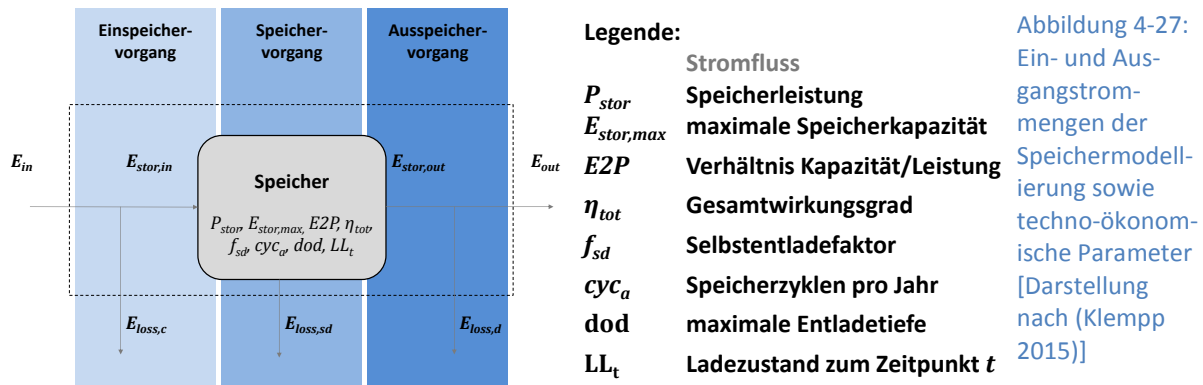


Abbildung 4-27: Ein- und Ausgangstrommengen der Speichermodellierung sowie techno-ökonomische Parameter [Darstellung nach (Klemp 2015)]

$$E_{in} = E_{stor,in} + E_{loss,c} = E_{stor,in} \times \frac{1}{\eta_c}, \quad \text{mit } E_{stor,in} = \min(E_{cur}, E_{stor,max}) \quad (4-31)$$

mit: η_c – Einspeicherwirkungsgrad
 E_{cur} – abgeregelte Strommenge der FEE

Analog ergibt sich die ausspeicherbare Strommenge E_{out} zu:

$$E_{out} = E_{stor,out} + E_{loss,d} = E_{stor,out} \times \eta_d \quad (4-32)$$

mit: η_d – Ausspeicherwirkungsgrad.

Eine optimale Speicherbetriebsstrategie unter Nutzung von Arbitragemöglichkeiten am ‚Day-ahead‘-Spotmarkt ist dadurch gekennzeichnet, dass die optimalen Ein- und Ausspeicherzeitpunkte für einen bestimmten Prognosehorizont gefunden werden, die die prognostizierten Erlöse RE_{prog} („Return“) maximieren. Aufgrund der Verluststrommenge während der Ein- und Ausspeicherung sowie während der Speicherung und weiterer variabler Betriebskosten muss dabei ein Mindestdeckungsbeitrag je Speicherzyklus erwirtschaftet werden, damit die Strategie mittel- bis langfristig wirtschaftlich ist. Um die Verluste beim Speichervorgang zu berücksichtigen, führt der Betreiber einen Speichervorgang deshalb i. d. R. erst durch, wenn mindestens ein Preis-Spread von 15 €/MWh erwartet werden kann. Die **Identifizierung der optimalen Ein- und Ausladezeitpunkte erfolgt im AMIRIS-Modell mit Hilfe der dynamischen Programmierung**, bei der das mathematische Gesamtproblem in gleichartige Teilprobleme zerlegt wird, um die Komplexität der Optimierung zu reduzieren (Bellmann 1956). Der Planungshorizont T_{plan} für die Strategiebestimmung wird entsprechend dem Zeithorizont der Leitungs- und Preisprognose per default auf T+24h gesetzt und entspricht damit ebenfalls dem gemittelten Zeitraum zur Fahrplanabgabe an die Börse. Der Ladezustand LL_t („load level“) des Speichers muss dabei am Ende des Planungshorizonts per Definition 50 % betragen. Im Falle eines Ein- oder Ausspeicherprozesses werden die entsprechenden Strommengen mit dem aktuellen Spotmarktpreis bewertet und ergeben somit über den Planungszeitraum den Zahlungsstrom CF_t („cash flow“) gemäß:

$$\sum_{t=1}^{T_{plan}} CF_t = \sum_{t=1}^{T_{plan}} E_{out,t} \times BP_t + \sum_{t=1}^{T_{plan}} (-1 \times E_{in,t} \times BP_t) \quad (4-33)$$

mit: BP_t – Börsenpreis zum Zeitpunkt t .

Dabei muss beim Optimierungsalgorithmus beachtet werden, dass sowohl die ein- als auch die ausspeicherbare Strommenge entsprechend der technischen Speicherrestriktionen beschränkt ist. Der optimale Folgeladezustand LL_{t+1} ausgehend vom Ladezustand LL_t ist dabei an zwei Bedingungen geknüpft:

- Die zur Erreichung des Folgeladezustands notwendige Ladezustandsänderung ΔLL_t der jeweiligen Stunde t mit der resultierenden Zahlung CF_t muss zur Erlösmaximierung berücksichtigt werden.

- Auch alle darauf folgenden Ladezustandsänderungen im Planungszeitraum sowie die Summe aller dazugehörigen Zahlungsströme $\sum CF_t$ müssen Berücksichtigung finden.

Um zeitlich nachfolgende Zahlungsströme berücksichtigen zu können, erfolgt die Bestimmung der Betriebsstrategie ausgehend von der Ladezustandsänderung im letzten Zeitschritt des Planungshorizonts $\Delta LL_{T,Plan}$ rekursiv bis zum ersten Zeitschritt $\Delta LL_{t=1}$. Dieses Vorgehen wird deshalb auch als *rekursive Optimierung* bezeichnet. Für eine detaillierte Beschreibungen des Entscheidungsfindungsmechanismus bei diesen Strategien sowie des dahinter liegenden Optimierungsalgorithmus zur Berechnung der Strategien wird an dieser Stelle auf Anhang E) sowie Klempf (2015) verwiesen.

4.6 Weitere systemrelevante Agenten⁹⁶

Um die Prozesse der Marktintegration erneuerbarer Energien im Stromsystem abbilden zu können, sind im Modell weitere Agenten nötig. Diese im Folgenden beschriebenen Agenten erfüllen zwar wichtige Funktionen zur Abbildung des Gesamtsystems, stehen aber nicht wie die Anlagenbetreiber und Direktvermarkter im Fokus der modelltechnischen Untersuchung. Sie unterliegen keiner expliziten empirischen Akteursanalyse und sind deshalb auch nicht in unterschiedliche Agenten-Typen ausdifferenziert. Sie haben entsprechend nur geringe bzw. gar keine eigenen Handlungsspielräume.

4.6.1 EEGR – Erneuerbare Energien Gesetz – Rahmenbedingungen

Dieser institutionelle Agent inkludiert die jeweiligen energiepolitischen Rahmenbedingungen im Allgemeinen und des EEG im Speziellen. So werden durch den EEGR-Agenten die Simulationsparameter für die allgemeinen Markt- und Förderbedingungen bereitgestellt. Hierzu gehört bspw. die Festlegung der Dauer der Förderung, des Risikofaktors des Förderinstruments β_{SI} , der geforderten EK/FK-Quote, der Höhe des FK- sowie des risikofreien Zinssatzes und der Frist, innerhalb derer ein Wechsel der Direktvermarktungsformen zulässig ist.

Des Weiteren ermittelt der Agent die Höhe der Referenzmarktwerte bzw. Wertigkeitsfaktoren der jeweiligen FEE-Technologie als gemittelter Marktwert der technologiespezifischen deutschlandweiten Stromeinspeisung SE_i . Die Referenzmarktwerte werden im Anschluss zur Berechnung der variablen Markt- und Kapazitätsprämie sowie der Vergütungshöhe bei der fixen Markt- und Kapazitätsprämie benötigt. Die Ermittlung der Referenzmarktwerte RMW erfolgt dabei nach folgender Formel:

$$RMW_{t,i} = \frac{\sum_{t=1}^n SE_{t,i} \times BP_t}{\sum_{t=1}^m SE_{t,i}} \bigg/ \frac{\sum_{t=1}^n BP_t}{n} \quad (4-34)$$

mit: i – Index für die jeweilige FEE-Technologie
n – Anzahl der Stunden im Monat ($\cong 730$ h).

Damit die späteren Simulations-Varianten mit den verschiedenen Prämienmodellen miteinander vergleichbar sind, gilt als Ausgangüberlegung, dass das gesamte über den Simulationszeitraum ausgeschüttete technologiespezifische Fördervolumen $\sum FV_i$ in jedem Lauf theoretisch gleich hoch sein soll.

Für die Höhe der fixen MP wird dazu einfach der Mittelwert der technologiespezifischen variablen MP über den Simulationszeitraum berechnet:

$$MP_{fix,i} = \frac{\sum_{t=1}^m MP_{var,i,t}}{m} \quad (4-35)$$

mit: m – Anzahl der Monate im Simulationszeitraum ($\cong 240$).

⁹⁶ Folgende Unterabschnitte basieren teilweise auf der Modellbeschreibung aus Reeg et al. (2013).

Die Parametrisierung der CPs ist unter der oben genannten Bedingung etwas aufwendiger. Zunächst muss das gesamte technologiespezifische Fördervolum $\sum FV_i$ eines Laufs mit variabler MP zwischengespeichert werden. Es dient im Folgenden als Ausgangspunkt für die Parametrisierung der CPs, indem es durch die gemittelte installierte Leistung der jeweiligen FEE-Technologie $\overline{P_{inst,i}}$ des Simulationszeitraums geteilt und anschließend über die einzelnen Monate verteilt wird:

$$CP_{fix,i} = \frac{\sum_{t=1}^m FV_i(MP_{var})}{\overline{P_{inst,i}}} / m \quad (4-36)$$

Bei der variablen CP erfolgt zusätzlich eine monatliche Anpassung der Prämienhöhe in Abhängigkeit von den erzielten Volllaststunden der entsprechenden Leistungsklasse FHL_{LK} im Verhältnis zu den technologiespezifischen Volllaststunden FLH_i des vergangenen Monats:

$$CP_{var,i}(t) = \frac{\sum_{t=1}^m FV_i(MP_{var})}{\overline{P_{inst,i}}} / M(t) \times \frac{FLH_{i,M-1}}{FLH_{LK,M-1}} \quad (4-37)$$

mit: M – Anzahl der vergangenen Monate.

So kann eine potenziell Über- bzw. Unterförderung in Abhängigkeit von der Standortgüte bei den WAB eingeschränkt werden.

4.6.2 Netzbetreiber

Die Netzbetreiber (NB) übernehmen wichtige Funktionen im System. Bei den im Folgenden beschriebenen Aufgaben treten sie einerseits selbst als Marktteilnehmer auf und sind andererseits auch für die Umsetzung der AusgIMechV des EEG sowie die Abrechnung und Zahlung des Förderregimes verantwortlich. Da das AMIRIS-Modell nur zeitlich, jedoch noch nicht regional hoch aufgelöst ist, werden sämtliche Netzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber) in einem Netzbetreiber-Agenten (NBA) subsumiert.

Nach dem EnWG sind die vier ÜNB für die Systemstabilität verantwortlich. Hierfür schreiben sie als Marktnachfrager über eine gemeinsame Internetplattform die benötigte Reserveleistung, bestehend aus PRL, SRL und MRL, aus (siehe Abschnitt 2.2.2). In AMIRIS wird die netztechnische Systemstabilität zwar nicht untersucht, jedoch gibt es für die DVAs die Möglichkeit, mit ihren unter Vertrag stehenden Anlagenbetreibern am Regelenergiemarkt für negative MRL teilzunehmen. Der jeweils gültige GLP eines 4h-Gebotsblocks, der aus den Auktionsergebnissen des Regelleistungsmarktes resultiert, wird im Modell ebenfalls alle vier Stunden vom Netzbetreiber mit Hilfe eines Regressionsmodells bestimmt (siehe Gleichung (4-6) aus Abschnitt 4.4.2). Der Vergleich des resultierenden GLP eines 4h-Blocks mit der Gebotsabgabe des DVA entscheidet, ob dieser einen Zuschlag zur Vorhaltung von Regelleistung erhält.

Außerdem sind die ÜNB über die AusgIMechV gesetzlich verpflichtet, die Vermarktung der EE-Strommengen, die sich nicht in der Direktvermarktung befinden, auf dem ‚Day-ahead‘-Spotmarkt der Strombörse zu übernehmen. Deshalb muss der NBA eine Leistungsprognose erstellen und ggf. Ausgleichsenergie beziehen. Die Modellierung ist hierbei identisch mit der Methode der DVAs nach Gleichung (4-24) und (4-27) in Abschnitt 4.5.2. Im Unterschied zum Direktvermarkter kann er jedoch nach dem Grundsatz des Doppelvermarktungsverbots für EE-Anlagen, die eine Vergütung nach FiT erhalten, keine Leistung auf dem Regelenergiemarkt anbieten. Auch können die FEE-Strommengen der ABAs, die beim NBA unter Vertrag stehen, nicht marktgetrieben abgeregelt werden.

Als verantwortlicher Akteur bei der Abrechnung des vertikalen und horizontalen EEG-Ausgleichsmechanismus sowie der Prämienzahlung übernimmt der NBA im Modell zudem eine verwaltende Funktion. Er zahlt den „passiven“ Anlagenbetreibern ihren jeweils gültigen FiT nach EEG aus und berechnet die Auszahlung der Markt- oder Kapazitätsprämien an die DVAs. Der Netzbetrei-

ber hat somit den Überblick über die unmittelbaren monetären Zahlungsströme des implementierten Förderregimes.

4.6.3 Strombörse

Der ‚Day-ahead‘-Börsenstrompreis wird im Modell in jedem Simulationsschritt T_{Step} für die jeweils aktuelle Stunde t berechnet, indem die residuale Last mit der Merit-Order des konventionellen Kraftwerksparks abgeglichen wird (siehe Abschnitt 4.4.1). Dafür sammelt die Strombörse (BRS) alle nötigen Informationen der an der Strompreisbildung beteiligten Agenten ein. Dazu gehören u. a. die geordneten Gebote der konventionellen KW-Agenten sowie die Bestimmung der residualen Last. Diese ergibt sich aus der Subtraktion der prognostizierten FEE-Einspeisung aus $t-24h$ (inkl. potenziell abgeregelter Einspeisung für die direktvermarktenden ABAs), der geplanten Einspeisung der BMAB nach ihrer jeweils eingestellten Betriebsstrategie sowie der EE-Rest-Einspeisung von der Gesamtlast. Unterschreitet die RL dabei die definierten RL-Intervalle, wird der Preismechanismus nach Merit-Order außer Kraft gesetzt. Stattdessen kommt die überschlägige Modellierung zur Bestimmung extrem niedriger und negativer Börsenpreise zum Einsatz (siehe Abschnitt 4.4.1).

Neben dem jeweils aktuellen Börsenpreis kann im Modell auf Basis der ‚perfect foresight‘ Einspeisung der FEE auch jeder bis zu 24 h in der Zukunft liegende Börsenpreis berechnet werden. Diese Werte werden u. a. für die Börsenpreisprognosen benötigt und werden in einem rollierenden Array zwischengespeichert (siehe Abschnitt 4.5.2).

4.6.4 Konventionelle Kraftwerksbetreiber

Wie zuvor beschrieben, werden im Merit-Order-Modell (MOM) Kernkraftwerke (KKW), Stein- und Braunkohlekraftwerke (SKW und BKW), Gas- und Dampf-Kraftwerke (GuD) sowie Gasturbinen (GT) abgebildet. Die verfügbare Netto-Leistung der KW wird in Blöcke zu je 200 MW aufgeteilt. Die in der BMU-Leitstudie bis 2035 angegebenen installierten Brutto-Leistungen aus Nitsch et al. (2012) wurden deshalb durch Abzug des Eigenstromverbrauchs (\triangleq Netto-Leistung) und zusätzlich mit Hilfe von Verfügbarkeitsfaktoren⁹⁷ auf die tatsächlich verfügbare Leistung umgerechnet. Dem ‚Day-ahead‘-Strommarkt stehen bspw. durch Revisionen, kurzfristige Ausfälle oder das Vorhalten eines KW-Blocks für den Regenergiemarkt bestimmte Leistungen nicht zur Verfügung. Und für die Deckung der Nachfrage am ‚Day-ahead‘-Strommarkt sind letztendlich nur die kurzfristig verfügbaren Leistungen von Relevanz, um in den Simulationen Aussagen über die Versorgungssicherheit machen zu können. Für die historische Brutto- und Netto-Leistung wurden Daten aus verschiedenen Quellen miteinander abglichen, um für die Validierung des MOM einen konsistenten Datensatz zu generieren (siehe Abschnitt 4.7.3). Die Verfügbarkeitsfaktoren für die konventionellen Kraftwerke liegen nach der Kalibrierung des MOM bei 90 % für KKW, BKW, SKW und GuD sowie bei 95 % für GT (zur Validierung und Kalibrierung des MOM siehe Abschnitt 4.8.3.1).

Die in das Modell eingespeisten techno-ökonomischen Parameter der konventionellen Kraftwerke können in Anhang F) II) eingesehen werden. Die Annahmen stammen ebenfalls aus Nitsch et al. (2012) und sind für die Modellierung des Börsenpreises in täglicher Auflösung linear interpoliert. Die Grenzkosten jedes KW-Blocks berechnen sich dabei in Abhängigkeit von den in der jeweiligen Stunde geltenden Brennstoff- und CO₂-Preisen, die mit Hilfe einer Monte-Carlo-Simulation als ‚Random-Walk‘ bis zum Jahr 2035 projiziert werden (siehe Abschnitt 4.7.4). Die zugrundeliegenden Preisent-

⁹⁷ Der hier verwendete Begriff des Verfügbarkeitsfaktors gibt an, wie viel Prozent der installierten Netto-Leistung zu jedem Zeitpunkt im Jahr für den potenziellen Einsatz über die ‚Day-ahead‘-Auktion dem System zur Verfügung steht (Netto-Leistung abzgl. Reserve-KW abzgl. Revisionen etc.), und zwar unabhängig davon, ob die verfügbare Leistung auch zum Einsatz kommt. In diesem Punkt unterscheidet sich der Begriff vom Kapazitätsfaktor oder auch Jahresnutzungsgrad, welcher das Verhältnis der tatsächlich erbrachten Stromerzeugung zur potenziellen Stromerzeugung ausdrückt.

wicklungen orientieren sich am Preispfad A aus (Nitsch et al. 2012) für einen „deutlichen“ Anstieg der Preise, an der Energiereferenzprognose von (Schlesinger et al. 2014) für einen „moderaten“ Anstieg sowie an den Preisszenarien des Energiekonzeptes der Bundesregierung von (Schlesinger et al. 2010) für einen „niedrigen“ Anstieg.

Bei der Berechnung der Grenzkosten können bei den verschiedenen Kraftwerks-Typen unterschiedliche prozentuale Auf- bzw. Abschläge auf die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten eingestellt werden. Mit Hilfe der Aufschläge können somit ‚Mark-Ups‘ von Grenzkraftwerken modelliert werden, die ihre Vollkosten infolge zu geringer Einsatzzeiten nicht mehr decken können. Gleichzeitig können dadurch die An- und Abfahrtskosten infolge steigender Residuallastgradienten berücksichtigt werden. Letztendlich dient eine Variation der Auf- und Abschläge auch der Kalibrierung des MOM.

4.6.5 Stromversorger bzw. Lieferant

Der Lieferanten-Agent steht stellvertretend für die Akteure, die den Strom als EVU an die Endverbraucher verkaufen. Im Modell sind die einzelnen Endverbraucher bisher nur aggregiert abgebildet, sodass der physikalische Stromfluss beim Lieferanten endet und dieser als Senke des Systems dient. Die Nachfrageseite wird durch extern eingespeiste, stündlich aufgelöste Gesamtlast-Zeitreihen abgebildet. Als repräsentatives Lastprofil im Referenzszenario dient der entso-e Gesamtlastgang für Deutschland im Jahre 2008 (siehe Abbildung 4-28).

Um eine Veränderung der Entwicklung der Gesamtlast über den Simulationszeitraum zu berücksichtigen, wird das Lastprofil entsprechend der Entwicklung zum Nettostromverbrauch aus der BMU-Leitstudie 2012 jährlich bis 2035 skaliert (Nitsch et al. 2012). Für das Referenzszenario, das als Effizienz-Szenario (SV-EFF) definiert wird, wird die Verbrauchsentwicklung des Szenarios A aus Nitsch et al. (2012) mit 516 TWh/a im Jahr 2010, 484 TWh/a im Jahr 2020 und 467 TWh/a im Jahr 2030 herangezogen. Für das Flexibilitäts-Szenario (SV_FLEX) wird das Szenario C aus Nitsch et al. (2012) verwendet, bei dem sich die Stromnachfrage durch neue Verbraucher nicht so stark reduziert und im Jahr 2020 bei 496 TWh/a sowie im Jahr 2030 bei 488 TWh/a liegt.

Da sich bis 2035 aller Voraussicht nach nicht nur die Gesamtnachfrage nach Strom ändern wird, sondern durch den Einsatz nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen auch die Struktur des Lastgangs, können im AMIRIS-Modell verschiedene, synthetisierte Lastprofile verwendet werden. Hierfür wurden mit Hilfe des REMix

Modells zwei mögliche Entwicklungen der Lastprofile unter dem optimierten Einsatz von Wärmespeichern und DSM Maßnahmen für die Stichjahre 2020 und 2030 simuliert. Die sich unter dem Einsatz dieser Flex-Optionen verändernden Nachfragestrukturen können später als Szenario-Varianten zur Entwicklung des Gesamtlastprofils verwendet wer-

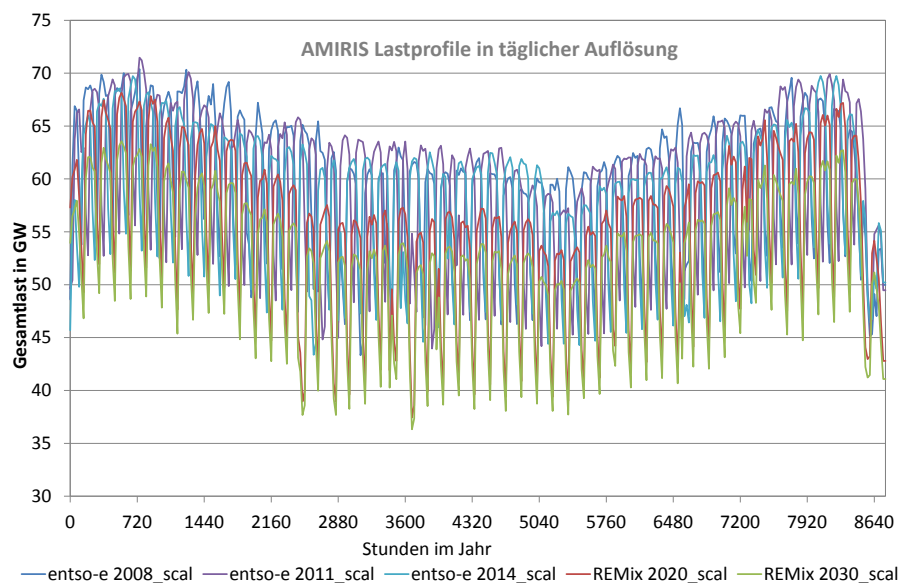


Abbildung 4-28: In AMIRIS verwendbare Lastprofile für die Beispieljahre 2008, 2020 und 2030 als Tagesmittelwerte [Daten aus (ENTSO-E n.d.; Gils 2016)]

den. Bei der Verwendung der synthetisch generierten Lastprofile (REMix 2020 und REMix 2030) lässt sich auch die veränderte Struktur der Nachfrage durch die veränderten Kurvenverläufe gut erkennen (siehe Abbildung 4-28).

4.7 Externe Inputdaten des Referenzszenarios

Durch den flexiblen Aufbau des Modells lassen sich vielfältige Szenario-Varianten (SV) untersuchen. Diese Szenarien können sich sowohl in den globalen (Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung) als auch den energiepolitischen Rahmenbedingungen (Art und Höhe des EE-Förderregimes) unterscheiden. Zusätzlich können unterschiedliche Entwicklungen über die techno-ökonomischen Systemparameter (Investitions- und Betriebskosten) oder die Struktur der Stromerzeugung (Zusammensetzung des Kraftwerkspark) berücksichtigt werden. Außerdem lässt sich als vierte Variationsmöglichkeit die Parametrisierung der Agenten variieren, um den Einfluss unterschiedlicher Akteursstrukturen im Markt untersuchen zu können. Für die teilweise sehr detaillierten Analysen auf Akteursebene sind deshalb entsprechend umfangreiche Inputdaten notwendig. Die Abbildung und zukünftige Entwicklung der exogen vorgegebenen Daten des Referenzszenario-Variante (*SV_REF*) werden im Folgenden beschrieben. Welche der zukünftigen Entwicklungen in den simulierten Szenario-Varianten (SV) Verwendung findet, wird in den entsprechenden Abschnitten zur Parametrisierung der Simulationsläufe in Kapitel 5 beschrieben.

4.7.1 Entwicklung und Standortverteilung der installierten EE Kapazitäten

Die Entwicklung der EE-Kapazitäten wird exogen in Form von jährlich aufgelösten Zeitreihen vorgegeben. Zur Reduzierung der Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung für alle Marktteilnehmer hat die Bundesregierung in der EEG Novelle 2014 erstmals sog. Ausbaukorridore (ABK) für Wind-, Photovoltaik- und Biomassekapazitäten eingeführt. Dieser gesetzlich definierte Ausbaupfad wird in der *SV_REF* für die Projektion der installierten EE-Kapazitäten bis 2035 verwendet (BMU & BMWi 2010; EEG 2014). Diese Festschreibungen beziehen sich jedoch nur auf die installierte Gesamtleistung je Technologiegruppe. Da die EE-Stromerzeugung in AMIRIS in verschiedene Standortgütern (Wind), Anlagengrößen (PV) und Technologieklassen (Biomasse) differenziert wird, müssen entsprechende Annahmen darüber getroffen werden, wie sich der Zubau auf die verschiedenen Leistungsklassen der ABAs verteilt.

Für die Entwicklung der Onshore Wind-Leistung wurden mit Hilfe der Daten aus (BDEW 2015; DWG et al. 2015; AEE 2015; BMWi & AGEE-Stat 2015) die historische Verteilung der Anlagen auf Bundesländerebene nachgebildet und anschließend wieder auf die definierten SOGs in AMIRIS aggregiert. Knapp 5 % der installierten WKA waren im Jahr 2014 an Standorten mit niedriger (*SOG_{low}*), ca. 37 % auf Flächen mit mittlerer (*SOG_{med}*) und knapp 58 % auf Flächen mit hoher Standortgüte (*SOG_{high}*) errichtet.

Für die zukünftige Verteilung in der *SV_REF* wird die gleiche prozentuale Verteilung wie im Jahr 2014 fortgeschrieben. Für den gesamten Zubau wird davon ausgegangen, dass der gesetzlich geplante Zubaukorridor bei Onshore-WKAs i. H. v. 2.500 MW/a netto eingehalten wird. Bei den Offshore-WKAs richtet sich der Zubau im Modell nach den Ziel-

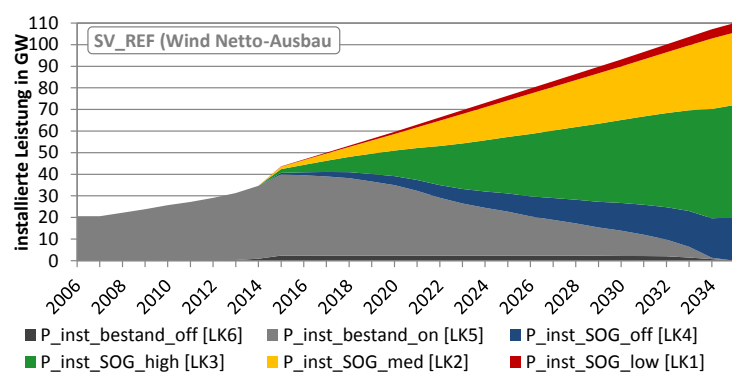


Abbildung 4-29: Installierte Leistung aller Windanlagen nach LKs von 2006-2030 nach definierten Netto-ABKs des EEG 2014

vorgaben der Bundesregierung, bis 2020 6,5 GW und bis 2030 10,0 GW zu installieren. Der Zubau der gesamten Windkraftleistung in Deutschland bis 2035 und die Verteilung auf die verschiedenen Leistungsklassen (LK) sind in Abbildung 4-29 dargestellt. Die dazugehörigen Zahlenwerte können in Anhang G I) a) eingesehen werden.

Für die Entwicklung der PV-Gesamtleistung wird ebenfalls vom gesetzlich geplanten Zubau i. H. v. 2.500 MW/a brutto ausgegangen. Bei der Verteilung auf die Leistungsklassen wird jedoch auf der ersten Stufe nicht wie bei den WKAs nach der Standortgüte, sondern nach der Anlagengröße differenziert (vgl. auch Abschnitt 4.5.1). Deshalb richtet sich der zukünftige Verteilungsschlüssel für den Zubau nach historischen Daten zur Verteilung der installierten Leistung nach Anlagengröße. Für die Verteilung der Anlagen bis Ende 2014 wurden Daten von (energymap 2015; Wirth 2015; AEE 2015) verwendet, die sich wiederum auf die Anlagenstammdaten der ÜNB bzw. ab 2009 auf das PV-Anlagenregister der BNetzA beziehen. Demnach entfielen bis Ende 2014 ca. 13 % der installierten Leistung auf Anlagen der Größe < 10 kWp, 43 % auf Anlagen zwischen 10-100 kWp, 14 % auf Anlagen zwischen 100-500 kWp und 30 % auf Anlagen > 500 kWp. Da nur die Anlagengröße < 10 kWp der Größeneinteilung in AMIRIS entspricht, wurden die Anteile der Anlagen zwischen 10-100 kWp und 100-500 kWp zur Leistungsklasse mit 10-1000 kWp zusammengefasst. Für die Anteile der Anlagen > 500 kWp wurden 50 % der Klasse > 1000 kWp und 50 % der Klasse für Freiflächenanlagen (GM) zugeordnet. Die Anlagen der LK1-3 sind Aufdachanlagen (RT).

Damit ergibt sich für die zukünftige Entwicklung des Gesamtzubaus ein Verteilungsschlüssel, bei dem sich 13 % der installierten Leistung auf Anlagen der Größe < 10 kWp (LK1), 57% auf Anlagen zwischen 10-1000 kWp (LK2), 15% auf Anlagen der Größe 1-10 MWp (LK3) und 15% auf Freiflächenanlagen (LK4) verteilen. Die Entwicklung über den Simulationszeitraum bis 2035 können in Abbildung 4-30 oder als Zahlenwerte in Anhang G I) a) eingesehen werden.

Für den Ausbau der Biomasseanlagen sieht das EEG 2014 einen jährlichen Zubau von 100 MW brutto vor. Bei der Verteilung des Zubaus auf die Leistungsklassen ergibt sich die Schwierigkeit, dass es für den Biomassektor keinen einheitlichen de facto Standard zur Definition von typischen Anlagenklassen gibt. Fast jede Studie unterscheidet nach anderen „typischen“ Anlagen, die stellvertretend für einen ganzen Pool von Anlagen stehen (sollen). Aus Konsistenzgründen orientiert sich die Verteilung des Ausbaus an den Daten der Leitstudie 2012 (Nitsch et al. 2012). Die Entwicklung der installierten Leistung aller Biomasseanlagen ist in Abbildung 4-31 dargestellt. Sie können als Zahlenwerte ebenfalls dem Anhang G I) a) entnommen werden.

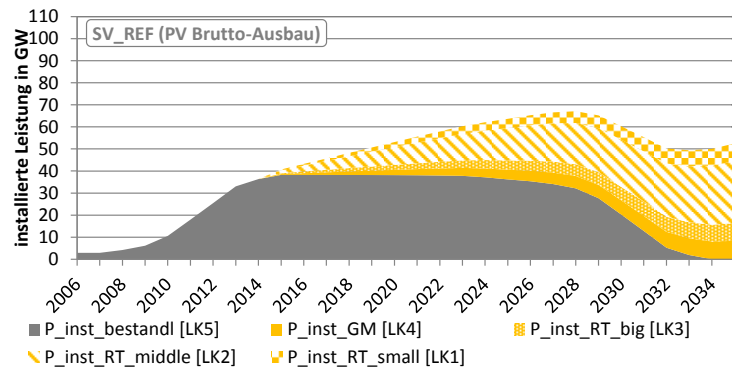


Abbildung 4-30: Installierte Leistung aller PV-Anlagen nach LKs von 2006-2030 nach definierten Brutto-ABKs des EEG 2014

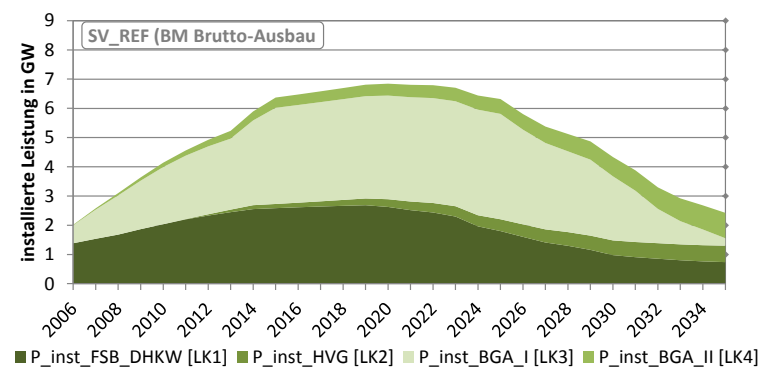


Abbildung 4-31: Installierte Leistung aller Biomasseanlagen nach LKs von 2015-2030 nach definierten Brutto-ABKs des EEG 2014

4.7.2 Wetter- und FEE-Erzeugungsprofile

Die potenzielle stündliche Einspeisung ($P_{feed-in,pot,i}$) der FEE-Anlagenbetreiber in AMIRIS berechnet sich aus der Multiplikation der installierten Leistung zum Zeitpunkt t mit den normierten potenziellen Erzeugungsprofilen, die auf Basis realer Wetterdaten der Jahre 2006–2012 mit Hilfe des EnDat-Moduls des REMix-Modells berechnet wurden. Als erstes wurden Windgeschwindigkeiten und Daten zur solaren Einstrahlung des Deutschen Wetterdienstes (DWD) sowie Satellitenauswertungen des DLR-Datenfernerkundungsdienstes mit einer Auflösung von 10 x 10 km für die Windstärke bzw. 7,5 x 7,5 km für die solare Strahlungsintensität mit repräsentativen Leistungskennlinien für Wind- und PV-Anlagen prozessiert (Scholz 2012). Als Standardanlagen werden Starkwindanlagen mit der Leistungskennlinie der Enercon E-82 und für Schwachwindanlagen (SWA) die Kennlinie der Enercon E-121 verwendet. Für die PV-Einspeisung wird ein gemischtes Profil genutzt, bei dem 50 % der Anlagen eine klassische Süd-Ausrichtung sowie jeweils 25 % eine systemdienlichere Ost- bzw. West-Ausrichtung aufweisen. Mit einer Flächenausschlussmaske, die bspw. Naturschutzgebiete und Mindestabstände zu Siedlungsgebieten ausschließt, wurde als nächstes die potenziell maximal installierbare FEE-Leistung auf Bundesländerebene berechnet. Beides zusammen ergibt die potenziell maximale Stromerzeugung durch FEE-Anlagen in Deutschland auf Bundeslandebene in stündlicher Auflösung:

$$P_{feed-in,pot,i}(t, SOG_x) = P_{inst,i}(t) \times W_{n-Profil,j}(t, SOG_x) \quad (4-38)$$

mit: i – Index für den ABA-Typ

j – Index für die EE-Ressource (Onshore-, Offshore-Wind und Solar) $W_{n-Profil,j}$ – normiertes Wetter bzw. Erzeugungsprofil

SOG_x – Standortgüte $x \triangleq$ high, medium, low

Im Anschluss wurden die Daten der Bundesländer auf die in AMIRIS definierten SOGs aggregiert und mit Hilfe der potenziell maximal installierbaren Leistung normiert. Danach wurden die potenziellen Einspeisezeitreihen mit empirischen Daten zur Stromeinspeisung in Deutschland validiert und mit einem Korrekturfaktor K kalibriert, um die in der Realität auftreten Verschattungseffekte und technisch bedingten Stillstandzeiten zu berücksichtigen ($P_{feed-in,real,i}$) (siehe Abschnitt 4.8.1 zur Validierung). Dieser Faktor beinhaltet ebenfalls die Output-Degradation bei WKA i. H. v. schätzungsweise 1 % (Staffell & Green 2014) und 1-2 % bei PV-Bestandsanlagen.

Im letzten Schritt wurde für die Modellierung der zukünftigen Entwicklung der Anlagenleistungen ein weiterer Skalierungsfaktor F eingefügt, der dem technologischen Fortschritt in der Anlagentechnik Rechnung tragen soll. In der Summe wird angenommen, dass der F-Faktor den K-Faktor übersteigt übertrifft und der spezifische Energieertrag bzw. Wirkungsgrad bei den Wind- und PV-Anlagen für jede jährlich neu installierte Anlagenkohorte um 1 % netto steigt.

$$P_{feed-in,real,i}(t, SOG_x) = P_{inst,i}(t) \times W_{n-Profil,j}(t, SOG_x) \times K(SOG_x) \times F(t) \quad (4-39)$$

mit: K – Korrekturfaktor für Output-Degradation, Verschattung und technisch bedingte Stillstandzeiten

F – Korrekturfaktor für den technischen Fortschritt

Die grundsätzliche Profilstruktur der Wetterjahre 2006–2012, die sowohl gute als auch schlechte meteorologische Ertragsjahre für Wind- und PV-Anlagen enthalten, wird zyklisch über den gesamten Simulationszeitraum beibehalten. So werden für die Simulationsjahre 2013–2019, 2020–2026 und 2027–2032 wieder die realen Zeitreihen der Jahre 2006–2012 verwendet, jedoch mit leicht steigenden FLH durch den technischen Fortschritt.

Die Onshore-Windanlagen aus der Leistungsklasse der Bestandsanlagen (LK5) speisen mit einem durchschnittlichen Profil ein, das nach den historischen Anteilen der installierten Leistung der Standorte mit niedriger, mittlerer und hoher SOG gewichtet wurde. Da bei Offshore-WKA keine unter-

schiedlichen SOGs verwendet werden, speisen sowohl die Leistungsklasse für neu installierte Anlagen (LK4) als auch die für den Bestand (LK6) mit der gleichen Profilstruktur ein, wobei bei dem Profil für die neuen Anlagen der technische Fortschritt berücksichtigt wird. Für PV-Bestandsanlagen (LK5) wurde ein repräsentatives durchschnittliches Erzeugungsprofil generiert, dessen durchschnittliches Gesamtprofil („mean“) ebenfalls mit den historisch verteilten installierten Leistungen für niedrige, mittlere und hohe SOGs gewichtet wurde. Für die historische regionale Verteilung der FEE-Anlagenleistung auf Bundesländerebene wurde auf Daten von www.energy-map.info zurückgegriffen (energymap 2015). Die erstellten Erzeugungsprofile der verschiedenen FEE-Leistungsklassen für das exemplarische Jahr 2015 können in grafischer Form im Anhang G) I) b) eingesehen werden.

4.7.3 Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks

Für das Referenzszenario (*SV_REF*) wird für die historisch installierten KW-Leistungen in Deutschland auf die PLATTS Kraftwerksdatenbank sowie die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur zurückgegriffen (BNetzA 2015; BNetzA 2013; BNetzA 2012a; BNetzA 2012b; BNetzA 2011; PLATTS 2015; PLATTS 2010). Für die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks kommen die Daten des Szenario A bzw. C⁹⁸ der Leitstudie 2012 zu Anwendung, um einen konsistenten Szenariorahmen über den Simulationszeitraum bis 2035 herzustellen (Nitsch et al. 2012).

Eine Übersicht über die Entwicklung der verfügbaren Netto-Leistung des konventionellen Kraftwerksparks sowie der installierten Leistungen für Laufwasserkraft, EE-Rest-Anlagen (Gase, Geothermie), Biomasse und FEE gibt Abbildung 4-32. Die dazugehörigen Zahlenwerte können in Anhang F) II) eingesehen werden. Auffällig ist, dass die sicher verfügbare Gesamtleistung aus regelbaren Anlagen ab dem Jahr

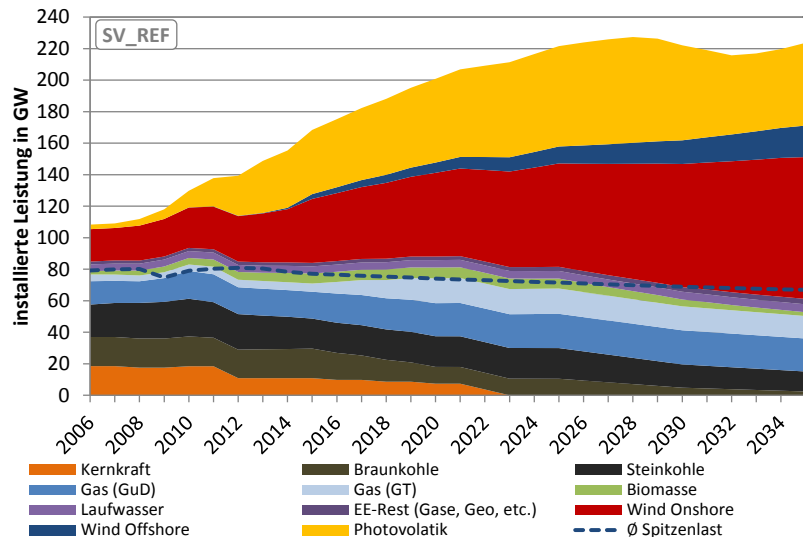


Abbildung 4-32: Entwicklung des gesamten Kraftwerksparks 2006-2035 im Referenzszenario (*SV_REF*)

2030 die zu deckende Spitzenlast unterschreitet. Bewertet man die Kapazitätskredite („Capacity-Credits“) der FEE mit 0 % der installierten Leistung, könnte es somit zum Ende der Laufzeit in der *SV_REF* ggf. in vereinzelt Stunden zu Lastunterdeckungen kommen. Die „Adequacy-Reference-Margin“⁹⁹ nach der Definition der entso-e läge demnach ebenfalls bei näherungsweise 0 %.

Deutlich zu erkennen ist ebenfalls, dass die installierten Leistungen der EE ab etwa 2028 leicht rückläufig sind und erst ab dem Jahr 2032 wieder ansteigen. Das liegt an dem im EEG 2014 definierten brutto ABK für den PV- und Biomasse Ausbau, die dafür sorgen, dass vor allem die ab 2028 aus dem System herausfallenden PV-Anlagen aus den „Boom“-Jahren 2009–2012 nicht in gleicher Höhe ersetzt werden.

⁹⁸ Die installierten konventionellen KW-Leistungen sind bis zum Jahr 2035 in beiden Szenarien identisch.

⁹⁹ Die AMR wird durch die Kapazitäten bestimmt, die zusätzlich zu den für die Lastdeckung erforderlichen Kapazitäten jederzeit frei verfügbar sind, damit der Kraftwerkspark als ausreichend dimensioniert („Adequacy“) bewertet werden kann. Sie ist definiert als Quotient der Summe der Reserveleistung und der saisonalen Höchstlast.

4.7.4 Brennstoff- und CO₂-Preiszeitreihen

Die langfristige lineare Preisentwicklung der Brennstoffe für Uran, Braun- und Steinkohle sowie Erdgas und der CO₂-Preis orientieren sich in der *SV_REF* ab dem Jahr 2020 an der Entwicklung des Preis-Preispfads „deutlich“ der BMU-Leitstudie (Nitsch et al. 2012).

Aufgrund des starken Preisverfalls auf fast allen Märkten für

Energierohstoffe in den vergangenen Jahren wurden die Werte für die Jahre 2015–2020 an die aktuelle Marktsituation angepasst. Der Erdgaspreis ist bspw. von 2008 bis 2014 um gut 55 % gefallen. Noch drastischer verhält es sich bei den CO₂-Preisen, die von 2008 bis 2014 über 70 % an Wert verloren haben.¹⁰⁰ Die Durchschnittswerte der Simulationsjahre 2015–2020 orientieren sich deshalb zum Start der Simulation an der historischen Entwicklung der Jahre 2008–2014 und werden anschließend über einen linearen Anstieg an die Leitstudienwerte des Jahres 2020 angepasst.

Um die Brennstoff- und CO₂-Preise für die Berechnung der Grenzkosten der konventionellen KW in täglicher Auflösung in das AMIRIS-Modell einlesen zu können, werden die Jahresmittelwerte in einem ersten Schritt linear interpoliert. Um eine möglichst realistische Struktur der Volatilität der Brennstoff- und CO₂-Preise abzubilden, wird die lineare Entwicklung in einem zweiten Schritt mit einem Monte-Carlo-Prozess X_n als ‚Random-Walk‘ simuliert¹⁰¹:

$$X_n = X_0 + \sum_{j=1}^n X_j, \quad n \in \mathbb{N}_0 \quad (4-40)$$

mit: X_j - Folge täglich gezogener, unabhängiger Zufallsvariablen [0...1].

Um die Varianz (Var) und Standardabweichung (SD) der Preiszeitreihen aus den Jahren 2010–2014 widerzuspiegeln, wird die Modellierung der Preisentwicklung mit einem Skalierungsfaktor versehen, sodass sich zur Modellierung der stochastischen Preisentwicklung $Pr_{stoch}(t)$ folgende Gleichung ergibt:

$$Pr_{stoch}(t) = Pr_{lin}(t) + ((X_{t-1} - 0,5) \times f + (X_t - 0,5) \times f) \quad (4-41)$$

mit: $Pr_{lin,t}$ - Preis der linearen Entwicklung in t

f - Skalierungsfaktor $\in \mathbb{N}_0$ [Uran = 0,03; Steinkohle = 0,5; Gas = 0,5; CO₂ = 1].

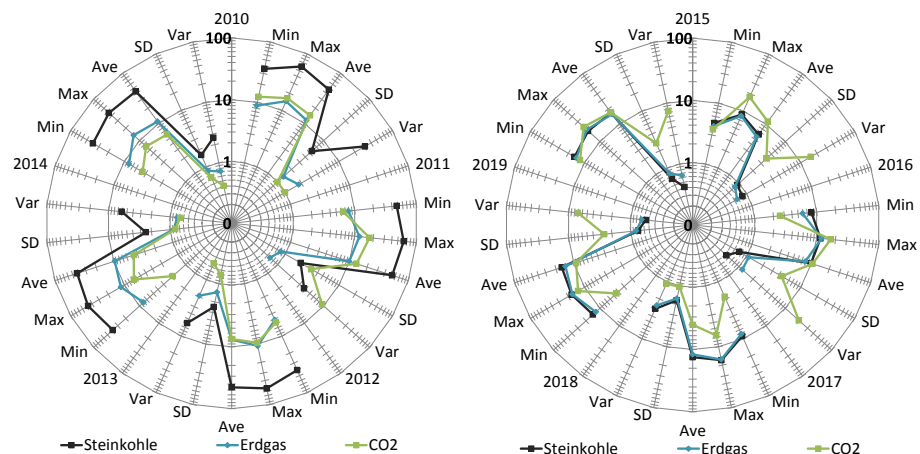


Abbildung 4-33: Vergleichende Darstellung typischer statistischer Kenngrößen der historischen (links, 2010-2014) und der stochastisch modellierten Brennstoff- und CO₂-Preiszeitreihen (rechts, 2015-2019, logarithmische Darstellung)

¹⁰⁰ eigene Berechnung mit Daten von www.finanzen.net und www.eex.com. Die prozentualen Anteile wurden aus dem Verhältnis der Jahresmittelwerte gebildet.

¹⁰¹ Die stochastische Modellierung wurde nicht für den Braunkohlepreis durchgeführt, da es keinen Marktpreis für Braunkohle gibt, der täglich variieren könnte. Braunkohle wird i. d. R. lokal abgebaut und direkt in räumlicher Nähe in einem BKW verfeuert, da der relativ niedrige Heizwert der Braunkohle einen längeren Transport unwirtschaftlich macht. Auch spielt für die längerfristigen Analysen bis zum Jahr 2035 die Kernkraft im System durch den Ausstiegsbeschluss der Bundesregierung bis zum Jahr 2021 keine Rolle mehr. Bis zum Ausscheiden des letzten KKW im System im Jahr 2022 wird nur ein relativ moderater Uranpreisanstieg angenommen (vgl. Abbildung 4-34).

Die Skalierungsfaktoren wurden dabei so eingestellt, dass die Struktur der Var und SD sowie das Verhältnis von Minimal- zu Maximalwerten in den Jahren 2015–2019 in etwa der Struktur der historischen Werte der Jahre 2010–2014 entsprechen. Abbildung 4-33 stellte diese Kenngrößen im Vergleich dar.

Als grundsätzlicher struktureller Unterschied zwischen den Jahren 2010–2014 und 2015–2019 wurde angenommen, dass die Steinkohle- und Gaspreise zunächst bis 2020 weiterhin auf relativ niedrigem Niveau verweilen, dafür aber die CO₂-Preise durch die neuen Klimabeschlüsse von Paris und die Einführung einer Marktstabilitätsreserve durch ‚Backloading‘ von CO₂-Zertifikaten im europäischen Emissionshandelssystem bis zum Jahr 2020 wieder deutlich ansteigen.

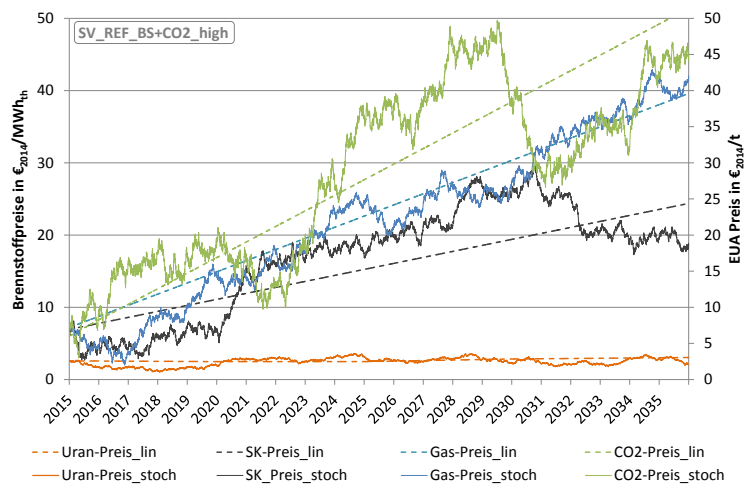


Abbildung 4-34: Lineare und stochastische Brennstoff- und CO₂-Preisetrends von 2015-2035

Dabei werden die Simulationen so oft wiederholt, bis die Entwicklung mit ‚Random Walk‘ für den Zeitraum 2015–2035 ungefähr den Durchschnittswerten des linearen Trends entspricht. Sowohl die linearen Trendentwicklungen der Preiszeitreihen als auch die der stochastischen Verläufe sind in Abbildung 4-34 dargestellt. Die Jahresmittelwerte der linearen Trends können zusätzlich in Anhang G) I) c) eingesehen werden.

4.8 Modell Verifizierung, Kalibrierung und Validierung

Während und nach der Entwicklung eines Simulationsmodells ist dieses zu verifizieren, zu kalibrieren und zu validieren. Ziel ist es, das abstrakte Modell dahingehend zu untersuchen, ob es in der Lage ist, das Verhalten des betrachteten Systems hinsichtlich der aufgeworfenen Fragestellung in zufriedenstellender Art und Weise abzubilden.

Für die Überprüfung und Sicherung des Modellierungsansatzes im Allgemeinen und die programmiertechnische Umsetzung im Computercode im Speziellen, lassen sich zwei grundsätzliche Schritte bei der Modellüberprüfung unterscheiden (Carley 1996; Midgley et al. 2007):

- **Verifizierung:** Als erstes 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 zugrunde gelegte Konzept adäquat ist, um den zu analysierenden Ausschnitt der Realität zu charakterisieren (siehe hierzu Abschnitt 4.1). Ferner sind die Eignung, Genauigkeit und Konsistenz der verwendeten Daten zu kontrollieren (vgl. hierzu Abschnitt 4.2 und 0). Anschließend ist mittels geeigneter Methoden zu verifizieren, dass das Simulationsmodell tatsächlich korrekt implementiert ist, sodass es nach Möglichkeit keine Implementierungsfehler mehr enthält.
- **Kalibrierung und Validierung:** Nach dieser internen Überprüfung ist, je nach Möglichkeit und Verfügbarkeit empirischer Daten, das Modell im Rahmen einer entsprechenden Parameterkalibrierung qualitativ, quantitativ und/oder empirisch zu validieren.

Grundvoraussetzung einer hohen Modellvalidität ist beim ABM Ansatz eine hohe Qualität der verwendeten Inputdaten, auf die im Abschnitt 4.8.1 eingegangen wird. Die Inputdaten sind u. a. auch

wichtige Parameter für die Validität des Marktverhaltens des Agenten, das anhand empirischer Marktbeobachtungen qualitativ validiert wird (Abschnitt 4.8.2). In den darauffolgenden Abschnitten werden die modelltechnischen Implementierungen der Stromteilmärkte, auf denen die Agenten aktiv sind, ebenfalls anhand empirischer Daten validiert (Abschnitt 4.8.3), bevor zum Abschluss das Vorgehen zur Verifizierung und Validierung des Gesamtmodells erfolgt (Abschnitt 4.8.4).

Windrum et al. (2007) stellen aufgrund der immanenten Problematik bei der Anwendung klassischer Kalibrierungs- und Validierungsmethoden bei AB- bzw. ACE-Modellen drei alternative Vorgehensweisen vor, die in der jüngeren Vergangenheit von verschiedenen Forschern entwickelt wurden und mit der Zeit praktische Relevanz und Verbreitung gefunden haben:

- Die **Indirekte Kalibrierung**: Hierbei handelt es sich um einen sehr pragmatischen Ansatz. Es wird zunächst eine erste (Standard-)Validierung des ABM durchgeführt und erst dann in einem zweiten Schritt wird das Modell indirekt kalibriert, indem auf die Parameter fokussiert wird, die mit den Ergebnissen der ersten Validierung konsistent sind (Dosi et al. 2005; Dosi et al. 2006).
- Der **Werker-Brenner Ansatz**: Das Vorgehen bei dieser Kalibrierungs- und Validierungsmethodik unterscheidet sich im Vergleich zum indirekten Ansatz darin, dass hier zunächst versucht wird, das Modell direkt mit empirischen Parametern abzugleichen und anhand dieser Daten entsprechend zu kalibrieren, bevor im zweiten Schritt die eigentliche Validierung erfolgt. Falls keine empirischen Daten vorliegen, wird ein Bayes'scher Ansatz propagiert, um den Modellergebnissen zumindest Wahrscheinlichkeitsaussagen zuweisen zu können (Werker & Brenner 2004).
- Das **'History-friendly' Vorgehen**: Dieser Ansatz ist streng quantitativ und versucht die Modellergebnisse an die empirische Evidenz einer bestimmten mikro- oder makroökonomischen Entwicklung so gut wie möglich anzunähern (Malerba et al. 1999; Malerba & Orsenigo 2001).

Die in den folgenden Abschnitten erfolgende Erörterung zur Kalibrierung und Validierung des AMIRIS Gesamtmodells verfolgt dabei primär den indirekten Ansatz sowie teilweise – falls die entsprechenden empirische Daten zur Verfügung stehen – den Werker-Brenner Ansatz. Da die Modellierungen der Stromteilmärkte primär auf klassische Modellierungsansätze zurückgreifen, werden hierfür auch die klassischen Validierungsmethoden angewendet, die im Fall der jeweiligen Modellierungen dem vorgestellten ‚History-friendly‘ Ansatz sehr ähnlich sind.

Um trotz der genannten Herausforderungen zur Validierung des AMIRIS-Modells eine hohe Modellvalidität sicherzustellen, empfiehlt Carley (1996) bei der Modellimplementierung und -verifizierung, zur Sicherstellung einer hohen Transparenz das Vorgehen detailliert zu dokumentieren. Dementsprechend wird das **Simulationsmodell Schritt für Schritt bottom-up aufgebaut und erläutert**. Auf diese Weise kann zum einen die Funktionalität der einzelnen Modellkomponenten sehr effektiv sichergestellt und demonstriert werden. Zum anderen kann nur so eine gewisse Nachvollziehbarkeit der implementierten Mechanismen für Außenstehende gewährleistet werden. Des Weiteren werden sämtliche selbst definierten Parametrisierungswerte und ausgewählten Inputdaten im Sinne guter wissenschaftlicher Praxis vollständig offengelegt.

4.8.1 Verifizierung und quantitative Validierung der Inputdaten

Die Grundvoraussetzung für eine hohe Modellvalidität sowie plausible Simulationsergebnisse ist die Sicherstellung einer hohen Qualität der verwendeten Inputdaten. Im AMIRIS-Modell werden sowohl quantitative als auch qualitative Daten verwendet. Die quantitativen Inputdaten können problemlos empirisch validiert werden. Im Folgenden wird zunächst die Qualität der Daten, die als Primärdaten

schon in quantifizierter Form vorliegen, dokumentiert, bevor im Anschluss erläutert wird, wie mit den qualitativen Daten zur Risikoentwicklung und -wirkung der Förderinstrumente (SI) umgegangen wird.

FEE-Wetter- bzw. Erzeugungsprofil-Zeitreihen:

Das Vorgehen zur Modellierung der FEE-Erzeugungsprofile wurde bereits in Abschnitt 4.7.2 erläutert. Durch die Skalierung der Profilzeitreihen auf die historische jährliche FEE-Einspeisung können die Verläufe in absoluten Mengen sehr gut nachgebildet werden, auch wenn sich die stündlichen Einspeisestrukturen zwangsläufig von der Realität unterscheiden (siehe Abbildung 4-35). Nur bei der Offshore Zeitreihe konnte aufgrund der schlechten empirischen Datenlage der historische Verlauf nicht genau nachgebildet werden. So sind in den offiziellen Statistiken z. B. Offshore-Windparks mit ihrer installierten Leistung verzeichnet, die aufgrund der Verzögerung beim Netzanschluss jedoch über lange Zeiträume keinen Strom in Netz einspeisen konnten (BMW & AGEE-Stat 2015). Durch eine Korrektur der historischen Einspeisung konnte der Verlauf der absoluten Mengen jedoch zufriedenstellend nachgebildet werden.

Die stündlich aufgelösten Erzeugungsprofile für das Beispieljahr 2015 können im Anhang G) I) b) eingesehen werden.

Spezifische Kosten bei der Direktvermarktung:

Die Erhebung der Aufgaben der Direktvermarkter in der Realität, ihre betriebsinternen DV-Prozesse sowie die damit assoziierte Kosten wurden in Reeg et al. (2013) einerseits auf Basis frei verfügbarer Dokumente und andererseits im Detail während der durchgeführten Experteninterviews und des Akteursworkshops erhoben. Im Anschluss an die Erfassung der direkten (Profilservice und Ausgleichsenergie) und indirekten DV-Kosten (Personal, IT-Service und Raummiete) wurden die kritischen Erfolgsfaktoren fundamental im Modell hinterlegt. Somit können mit dem AMIRIS-Modell die Skaleneffekte sowohl der direkten also auch der indirekten Kosten in einer Form abgebildet werden, wie sie auch bei den Direktvermarktern in der Realität anfallen. Mit einer Veröffentlichung zu den DV-Kosten des Büros für Energiewirtschaft und Energietechnik Ende 2014 konnte die modellendogene Berechnung der Kosten abgeglichen und empirisch validiert werden (Schemm & Brühl 2014).

Erneuerbare Anlagen und konventionelle Kraftwerksdaten:

Für die verwendeten Inputdaten des erneuerbaren und konventionellen Kraftwerksparks zur historischen Entwicklung der installierten Leistung wurde auf behördliche und kommerzielle Datenbanken, amtliche Statistiken und Verbandsangaben zurückgegriffen (BMW & AGEE-Stat 2015; BDEW 2015; BDEW 2013; BMW 2014; BNetzA 2015; BNetzA 2013; BNetzA 2012a; BNetzA 2012b; BNetzA 2011; PLATTS 2015; PLATTS 2010; BMW 2016a).

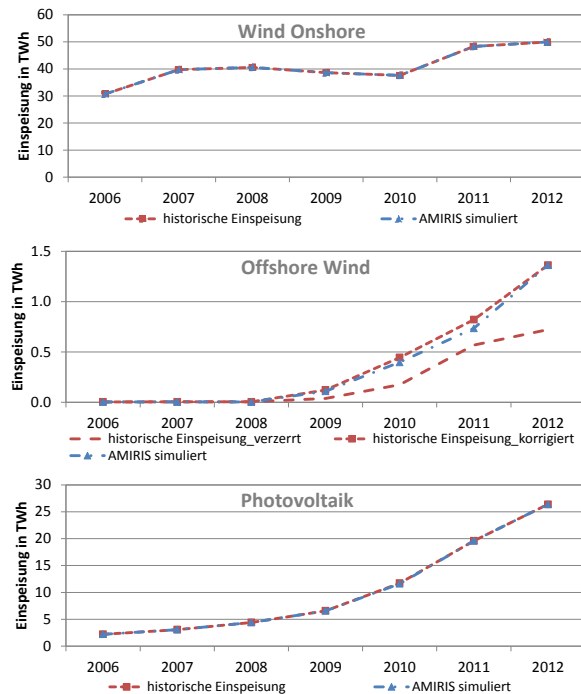


Abbildung 4-35: Vergleich der historischen und mit AMIRIS simulierten FEE-Stromeinspeisung in den Jahren 2006-2012

Die verwendeten techno-ökonomischen Daten zur Berechnung der Investitions- und Betriebskosten wurden aus der Standardliteratur (Konstantin 2009) und (Meta-)Studien oder peer-reviewten Datenerhebungen entnommen (ISE 2015; Kost et al. 2013; Nitsch et al. 2012; AEE 2014b).

Verbrauchs- und Lastdaten:

Für die Stromverbrauchs- und Lastdaten wurden amtliche Statistiken und Angaben des Verbands der europäischen Netzbetreiber herangezogen (ENTSO-E n.d.; AGEB 2014).

Dateninputs aus den Experteninterviews:

Sowohl die quantitativen als auch qualitativen Aussagen der Experten in den durchgeführten Interviews können selbst nicht objektiv validiert werden. Bei der gewählten Interviewmethode mittels semi-strukturierter Leitfäden steht aber auch primär gerade die persönliche Wahrnehmung und Einschätzung der Experten im Vordergrund der Datenerhebung. Dadurch dass von sehr unterschiedlichen Experten zu teilweise sehr spezifischen Fragen relativ ähnliche Angaben gemacht wurden, kann zumindest plausibel davon ausgegangen werden, dass die erhobenen Daten einer kritischen Überprüfung Stand halten sollten (siehe Abschnitt 4.2.3 sowie die Anhänge B)-D)).

4.8.2 Verifizierung und qualitative Validierung des Marktverhaltens der Agenten

Die sog. Plausibilitätskontrollen der Algorithmen (David et al. 2005) sowie das sich daraus ableitende simulationstechnische Verhalten der Agenten im Rahmen der Modellverifizierung wurde simultan zur Modellimplementierung durchgeführt. Hierbei wurde Schritt für Schritt ($T_{Step} \rightarrow T_{Step+1} \rightarrow T_{Step+2} \rightarrow \dots$) im Modell manuell überprüft, ob die implementierten Algorithmen und Variablen der Agenten richtig berechnet werden.

Der Anspruch einer guten Validierung der agentenspezifischen Simulationsergebnisse gehört trotz immenser Fortschritte bei der ABM-Methodenentwicklung in den vergangenen 10–15 Jahren auch bei aktuellem Forschungsstand immer noch zu den größten Herausforderungen. Dies liegt vor allem daran, dass gerade bei ökonomischen Handlungen von Marktakteuren kontrollierbare und reproduzierbare Feld- oder gar Labor-Tests kaum möglich sind, um die Simulationsergebnisse an der empirischen Evidenz zu spiegeln. Da seit den ersten anwendungsorientierten AMIRIS-Analysen Anfang des Jahres 2013 zur Einführung des optionalen Marktprämiemodells (MPM) im Jahr 2012 gut vier Jahre vergangen sind, kann das Marktverhalten der Agenten als ein Ergebnis der damaligen Analysen jedoch inzwischen in qualitativer Form anhand der Entwicklungen der Realität reflektiert werden.

In den damaligen Ergebnisanalysen von Reeg et al. (2013) wurde auf Seiten der Anlagenbetreiber (AB) geschlussfolgert, dass vor allem die WAB von der Einführung der optionalen Marktprämie profitieren werden. Die Einschätzung aus den Modellergebnissen kann durch die Ergebnisse der kontinuierlichen Evaluierung zur Einführung der gleitenden Marktprämie seit 2012 empirisch bestätigt werden (Voß & Rheinsberg 2012; Rostankowski et al. 2014; Lange et al. 2014; Schäfer-Stradowsky et al. 2014a; Schäfer-Stradowsky et al. 2014b; Schäfer-Stradowsky et al. 2015a; Schäfer-Stradowsky et al. 2015b; Klobasa, Eßer, Pfluger, Sensfuß, Gerhardt, Bonin, Lerm, Nill & Schäfer-Stradowsky 2016; Klobasa, Eßer, Pfluger, Sensfuß, Gerhardt, Bonin, Lerm, Nill, Schäfer-Stradowsky, et al. 2016).

Die damaligen Modellergebnisse ließen des Weiteren den Schluss zu, dass die PV-Anlagenbetreiber zunächst kaum von der Einführung der optionalen Marktprämie profitieren (Reeg et al. 2013). Die Auswertung der EE-Leistungen, die seit 2012 über das MPM in der Direktvermarktung wechselten und von den ÜNBs auf einer gemeinsamen Plattform veröffentlicht werden, zeigt, dass sich der Wechsel von den FiT zur variablen MP durch die PVAB nur sehr langsam entwickelt hat (siehe Abbildung 4-36). Das lässt darauf schließen, dass die Attraktivität des MPM für die PVAB im Vergleich zu Wind- und Biomasseanlagen unterdurchschnittlich ist, und bestätigt damit ebenfalls die damaligen Simulations-

ergebnisse aus. Auch die Abschätzung, dass die BMAB durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt für MRL über den Einstieg in die DV zusätzliche Einnahmen bis zu 10 % erzielen könnten, konnte im Nachhinein bestätigt werden (CLENS 2015).

Die Auswertung der Simulationsanalysen auf Seiten der Direkt-

vermarkt-Agenten (DVAs) erbrachte darüber hinaus folgende Ergebnisse: In der Kurzfristbetrachtung würden diejenigen DV-Akteure profitieren, die sich bei der Akquise frühzeitig um die vertragliche Bindung von Onshore-WAB kümmern: Erstens, weil die zunächst relativ hohe Managementprämie für FEE bei diesen Kunden die besten Gewinnaussicht versprach und zweitens, weil durch die enormen Skalen- und Portfolioeffekte bei der Vermarktung von FEE selbstverstärkende positive Kosteneffekte identifiziert werden konnten, wenn ein DVA möglichst schnell ein großes Portfolio aufbaut. Damals wurden die DVA-Typen „internationale EVU“, „Stadtwerk Pionier“ und „Zwischenhändler mit Erfahrung“, die sich auf ein spezielles Segment (Onshore-WAB, Freiflächen-PV- oder Biogasanlagen für die MRL) fokussieren, mittelfristig als erfolgreichste Wettbewerber in den Modellanalysen ausgemacht.

Wie verschiedene Marktanalysen im Nachgang gezeigt haben, konnten in der Tat die Akteure, die diesen drei Typen zugeordnet werden können, am schnellsten ein entsprechendes Portfolio aufbauen und sich gut am Markt behaupten (e2m 2012; Statkraft 2013; Grundgrün 2013; Köpke 2013; Köpke 2016; Next Kraftwerke 2013; Lessner 2014; VKU 2015). Gleichzeitig wurde aus den Modellanalysen geschlossen, dass nach der Degression der Managementprämie im Jahr 2013 der Kostendruck auf die Direktvermarkter stark steigen würde und vor allem große Akteure durch die größere Kapitalbasis mittelfristig Vorteile im Wettbewerb hätten. Der Kostendruck könnte schließlich zu einer Konsolidierung im Markt führen. Auch diese Vermutung hat sich inzwischen empirisch bestätigt, indem kleine Direktvermarkter von größeren Akteuren aufgekauft wurden (IWR 2015; IWR 2016). Darüber hinaus werden von größeren ‚Incumbents‘, die relativ spät in das Geschäft mit der EE-DV eingestiegen sind, seit Mitte 2015 teilweise strategisch hohe Preise an die AB gezahlt, um andere Wettbewerber aus dem Markt zu drängen (Vattenfall 2013; Lessner 2016; Thomas 2015; Hromadko 2012). Gleichzeitig konnte im Markt beobachtet werden, dass sich Direktvermarkter mit komplementärem DV-Portfolio zu strategischen Kooperationen zusammengeschlossen haben (Next Kraftwerke 2014; Trianel 2014).

Viele Ergebnisse der Modellanalysen von Anfang 2013 konnten also im Nachgang empirisch bestätigt werden und zeugen von einer guten bis sehr guten Abbildung der Marktverhalten der ABAs und DVAs im Modell.

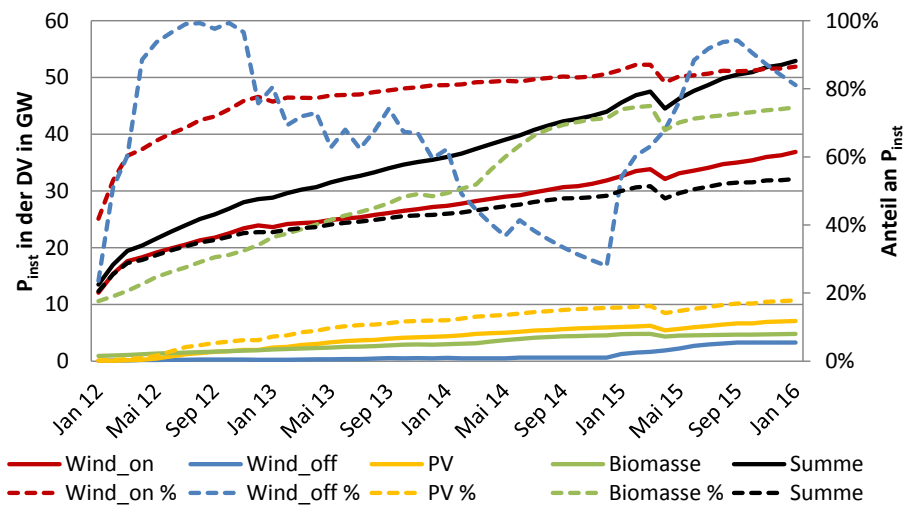


Abbildung 4-36: Absolute und relative EE-Leistung in der DV seit Beginn der Einführung der gleitenden Marktprämie 2012[Daten: www.netztransparenz.de]

4.8.3 Verifizierung und quantitative Validierung der Stromteilmärkte

Die in AMIRIS verfolgten Ansätze zur Modellierung der Stromteilmärkte („Day-ahead“-, Regelleistungs- und Ausgleichsenergiemarkt) werden in den folgenden Abschnitten durch den Abgleich mit empirischen Daten der Referenzjahre kalibriert sowie validiert („History-friendly“ und „In-Sample Validation“).

4.8.3.1 „Day-ahead“-Spotmarkt als Fundamentalmodell

Die meisten Modellierungsansätze zur Abbildung und Simulation der „Day-ahead“-Börsenpreise verfolgen den Ansatz eines Optimierungs-, Simulations- oder Gleichgewichtsmodells (Sensfuß 2008; Ventosa et al. 2005). Gerade agentenbasierte Simulationsmodelle liefern hierbei i. d. R. gute bis sehr gute Ergebnisse (Genoese 2011; Weidlich 2008; Weron 2014). Bei nicht agentenbasierten Ansätzen wird u. a. kritisiert, dass die klassischen Modellierungsansätze vor allem bei der Berücksichtigung volatiler EE-Einspeisung ihre Schwächen haben und zusätzlich der Annahme vollkommener Marktbedingungen unterliegen (Foley et al. 2010; Lee & Yao 2013).

Auch wenn viele Ansätze das durchschnittliche Preisniveau gut abbilden können, haben die meisten klassischen (Fundamental-)Modelle Schwierigkeiten, die Varianz der Preise sowie extrem hohe und niedrige Marktergebnisse in sog. engen Marktsituationen korrekt abzubilden. Durch die in der vorliegenden Arbeit verwendete Kombination verschiedener Ansätze bei der Modellierung des „Day-ahead“-Spotmarktes mit der Einbeziehung fundamentaler Zusammenhänge auf der einen sowie sparsam-strukturaler Eigenschaften auf der anderen Seite, der zusätzlichen Implementierung technologiespezifischer Auf- und Abschläge bei den Preisgeboten der KW-Agenten, der stochastischen Modellierung der Brennstoff- und CO₂-Preiseentwicklung, dem gewählten Ansatz zur überschlägigen Modellierung extrem niedriger und negativer Preise sowie der sehr hohen Qualität der Inputdaten können mit dem AMIRIS-Modell jedoch nicht nur das durchschnittliche Preisniveau, sondern vor allem auch die Varianz sowie die minimalen und maximalen Extrempreise erstaunlich gut reproduziert werden.

Um die explorativen Simulationsszenarien auf eine möglichst breite und robuste Modell- und Validitätsbasis stellen zu können, wurde die Abbildung des **„Day-ahead“-Spotmarktes nicht nur anhand eines, sondern anhand dreier sehr unterschiedlicher Referenzjahre kalibriert und validiert**. Hiermit kann gleichzeitig sehr gut der stark dynamisch wirkende Einfluss der sich wandelnden globalen Rahmenbedingungen auf die Simulationsergebnisse im AMIRIS-Modell getestet und dargestellt werden:

- Das **Referenzjahr 2008** wurde herangezogen als Jahr mit einem relativ hohen Preisniveau bei hoher Stromnachfrage, bedingt durch die noch nicht zum Ausdruck kommenden negativen Einflüsse der ab Ende 2008 weltweit einsetzenden Wirtschafts- und Finanzkrise. Ab Anfang 2006 bis Ende 2008 gab es zudem erste vereinzelte Knappheitspreise als Hinweis auf eine zukünftige Kapazitätsknappheit im Markt bei noch verhältnismäßig niedriger EE-Einspeisung.
- Das **Referenzjahr 2011** wurde verwendet als Jahr zum Ende des PV-Ausbaubooms, nach dem zwischen 2009–2012 durchschnittlich 7,5 GW/a neue PV-Kapazitäten ans Netz angeschlossen wurden, bei gleichzeitig rückläufiger Nachfrage durch die Rezession sowie teilweise stark fallenden Preisen für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate in Kombination mit der kurzfristigen Stilllegung von ca. 8 GW gesicherter Grundlastkapazität durch das Atommoratorium nach der Fukushima Katastrophe im März 2011.¹⁰²

¹⁰² Bei den Kalibrierungsläufen hat sich die Wahl des Jahres 2011 als Referenz durch den sehr dynamisch erfolgreichen praktischen „Austausch“ von ca. 8 GW Kernkraftwerksleistung durch ca. 7,5 GW neuer PV-Leistung als extrem herausfordernd erwiesen.

- Das **Referenzjahr 2014** findet Anwendung als Jahr mit massiven Überkapazitäten im System trotz der bereits erfolgten zwangsweisen Abschaltung der acht KKW, sehr niedrigen CO₂- und Brennstoffpreisen und somit einem Strompreisniveau im Großhandel von nur noch 30-40 €/MWh bei gleichzeitig stark gestiegenen EE-Anteilen von über 30 % an der Stromerzeugung.

Zur Überprüfung der Robustheit der implementierten Börsenpreismodellierung wurden nach mehreren Kalibrierungsrunde über die Variation der verfügbaren Leistungen und Wirkungsgrade, die Kalibrierungsparameter in

Form der technologie-spezifischen Auf- und Abschläge bei den Preisgeboten für alle drei Referenzjahre konstant gehalten¹⁰³. Nur für das Jahr 2011 musste in weiteren Kalibrierungsrunden der Aufschlag für die GuD Kraftwerke deutlich angehoben werden (von 70 % auf 110 %), um sich der historischen Preisentwicklung bestmöglich anzunähern.

Zunächst ließ sich das in der Realität verhältnismäßig hohe Preisniveau im Jahr 2011 nicht durch fundamentale Faktoren erklären. Diese notwendige Anpassung der Kalibrierungsparameter lässt sich jedoch damit begründen, dass plausibel angenommen werden kann, dass relativ viele Gas-KW-Betreiber zu Beginn des Jahres 2011 noch über Terminkontrakte aus Zeiten vor bzw.

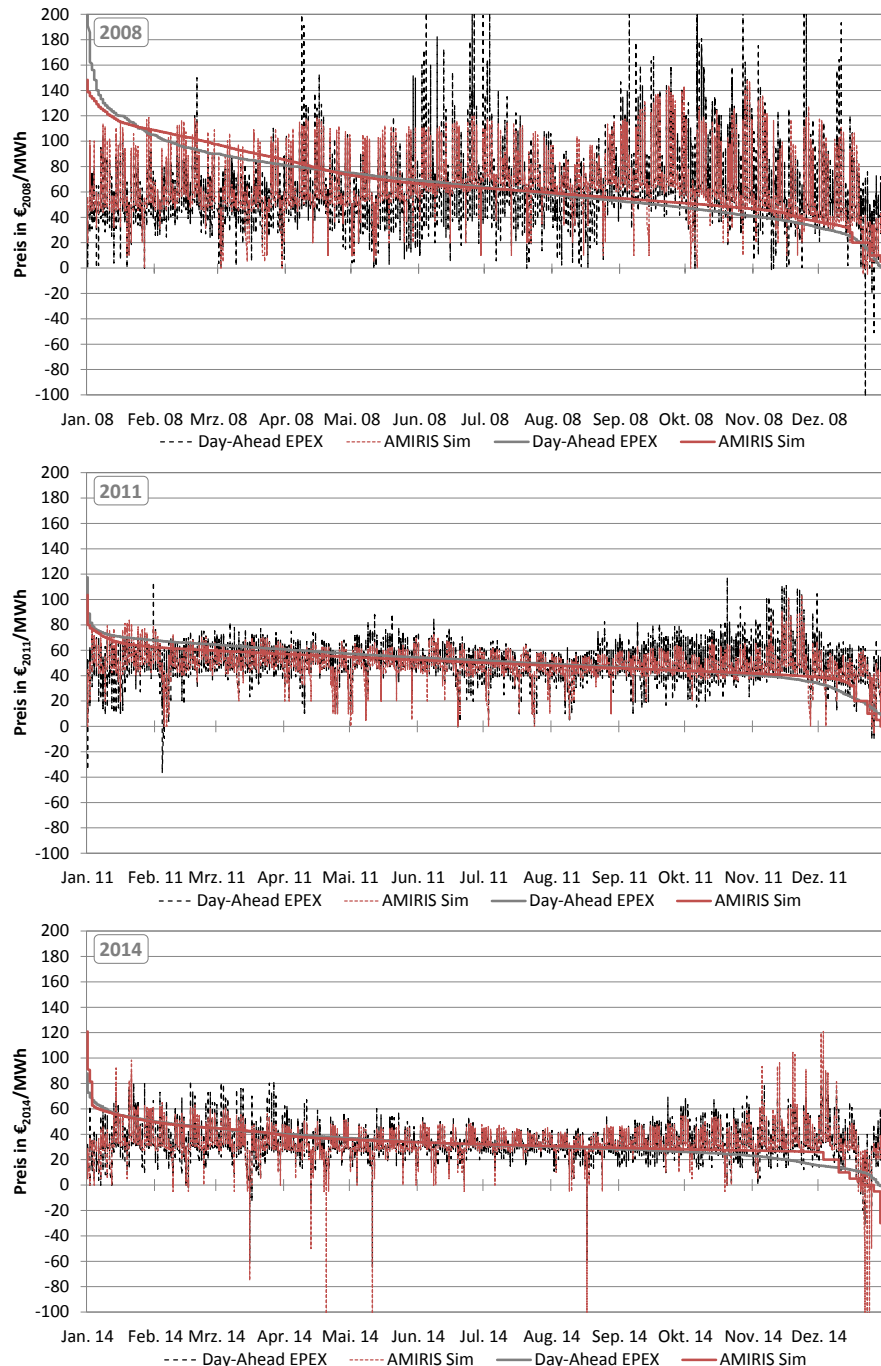


Abbildung 4-37: Stündlich mit AMIRIS simulierte und reale EEX/EPEX ,Day-ahead'-Börsenpreise der Referenzjahre 2008, 2011, 2014 mit den jeweiligen Preisdauerlinien.

¹⁰³ Wie die späteren Simulationsergebnisse zeigen, wäre die Beibehaltung konstanter Auf- und Abschläge über den gesamten Simulationszeitraum bis 2035 aus der Perspektive der Kraftwerksbetreiber jedoch nicht plausibel, da die konventionellen KW durch zukünftig weiter sinkende Jahresnutzungsgrade auf höhere spezifische Vergütungen angewiesen sein werden.

Tabelle 4-5: Auswertungsstatistik der realen und simulierten ‚Day-ahead‘-Börsenpreise der Referenzjahre 2008, 2011 und 2014

Statische Validierungsergebnisse	‚Day-ahead‘ EPEX 2008	AMIRIS Simulation	‚Day-ahead‘ EPEX 2011	AMIRIS Simulation	‚Day-ahead‘ EPEX 2014	AMIRIS Simulation
Minimalwert in €/MWh	-101,52	-5,00	-36,82	-5,00	-65,03	-150,00
Maximalwert in €/MWh	494,26	148,33	117,49	103,66	87,97	120,93
Mittelwert in €/MWh	65,84	67,52	51,12	49,68	32,76	33,16
Standardabweichung (SD)	28,69	26,00	13,59	11,59	12,77	15,46
Varianz	822,91	676,17	184,81	134,42	163,18	239,12
Co-Varianz		567,56		129,84		160,97
Korrelationskoeffizient (Pearson)	-	0,7534	-	0,8238	-	0,8149
Bestimmtheitsmaß R ²	-	0,5676	-	0,6786	-	0,6641
Rang-Korrelationskoeffizient (Spearman)	-	0,7534	-	0,8238	-	0,8149

während des Ausbruchs der Wirtschafts- und Finanzkrise verfügten, die im Vergleich zu den Gas-Spotmarktpreisen im Jahre 2011 ein überhöhtes Preisniveau aufwiesen. Die tatsächlichen Brennstoffkosten in Abhängigkeit vom Kaufzeitpunkt eines KW-Betreibers und damit auch die Höhe der temporalen, spezifischen Grenzkosten können jedoch durch die Verwendung der Spotmarktpreise für Brennstoffe zur Validierung nicht korrekt wiedergespiegelt werden.

Tabelle 4-5 gibt eine Übersicht über die statistischen Kennzahlen der simulierten Referenzjahre nach Kalibrierung und Validierung des ‚Day-ahead‘-Börsenmodells. Wie der Tabelle zu entnehmen ist, werden mit dem entwickelten hybriden Modellierungsansatz nicht nur die Mittelwerte, die Standardabweichung und die Varianz sehr gut angenähert, sondern auch die zeitliche Struktur der Preise äußerst realistisch simuliert. So weisen nicht nur die Werte zur Rangkorrelation nach Spearman, sondern auch die auf Extremwerte und Ausreißer sehr sensibel reagierende Berechnung des Korrelationskoeffizienten nach Pearson mit 0,753 für das Referenzjahr 2008, 0,824 für 2011 und 0,815 für das Jahr 2014 hohe bis sehr hohe Güterwerte auf. Da alle drei Werte weit über der kritischen Schwelle von 70 % zur Erklärung der Varianz liegen, kann man statistisch von einer hohen Korrelationen zwischen der realen und der simulierten Preiszeitreihe sprechen.

Dies veranschaulichen auch die Scatter-Plots in Abbildung 4-38, in denen die realen und simulierten Börsenpreise der Referenzjahre gegeneinander aufgetragen sind. Da der Verlauf der linearen Trendlinie sowohl im Jahr 2011 als auch 2014 relativ mittig durch die Preisspanne der simulierten niedrigen und negativen Preise führt (\forall Preise < 20 €/MWh) sowie die Varianz der Preise in diesem Segment

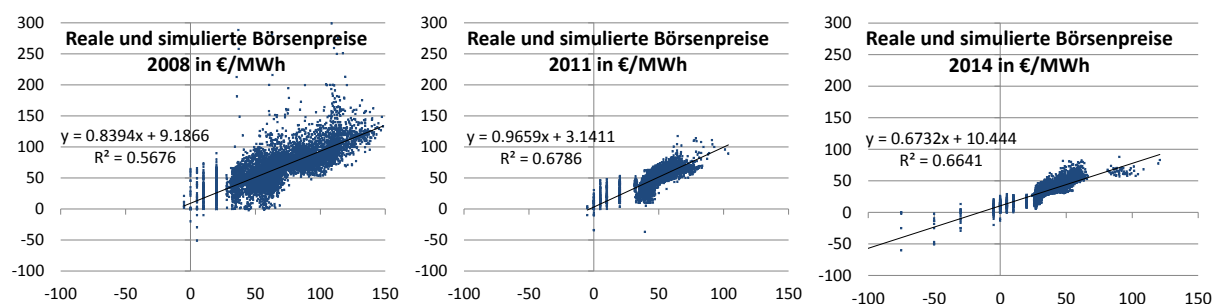


Abbildung 4-38: Scatter-Plots der realen und simulierten Preise der Referenzjahre 2008, 2011 und 2014

kaum von der Varianz der Punktwolke im normalen Preissegment ($> 20\text{€}/\text{MWh}$) abweicht, kann auch der entwickelte Ansatz zur überschlägigen Modellierung sehr niedriger und negativer Preise als hinreichend gut bewertet werden.

Wie gut tatsächlich auch die Struktur der Börsenpreiszeitreihen mit dem AMIRIS-Modell repliziert werden kann, veranschaulicht Abbildung 4-37 mit dem Vergleich der stündlich aufgelösten realen und simulierten Preise und Preisdauerlinien. Wie vor allem in den Abbildungen der Jahre 2011 und 2014 gut zu erkennen ist, werden sogar größtenteils exakt die Zeitpunkte mit den assoziierten Preisen getroffen, in denen auch in der Realität die Marktsituation zu extrem niedrigen ($< 20\text{€}/\text{MWh}$) oder negativen Preisen geführt hat.

Als zusätzlich wichtige Eigenschaft des Modells für die späteren Simulationsanalysen gilt es, auch die FEE-Marktwerte auf monatlicher Basis hinreichend genau widerzuspiegeln. Wie in Abbildung 4-39 zu sehen, lassen sich die absoluten Marktwerte ebenfalls nicht nur in der Höhe, sondern auch über den Jahresverlauf sehr gut reproduzieren.

Das entwickelte ‚Day-ahead‘-Börsen Modell kann diesem Validierungsergebnis zufolge dem Anspruch einer hohen Validität und Robustheit hinsichtlich der in Kapitel 5 erfolgenden Simulationsszenarien durchaus genügen. Erfolgsversprechend bezüglich des explorativen Aussageanspruchs der in dieser

Arbeit durchgeführten Wirkungsanalysen ist auch die Gegebenheit, dass der implementierte Modellierungsmechanismus sich scheinbar tendenziell noch besser verhält (im Sinne eines steigenden Korrelationskoeffizienten sowie des Bestimmtheitsmaßes), je höher die FEE-Anteile im System sind.

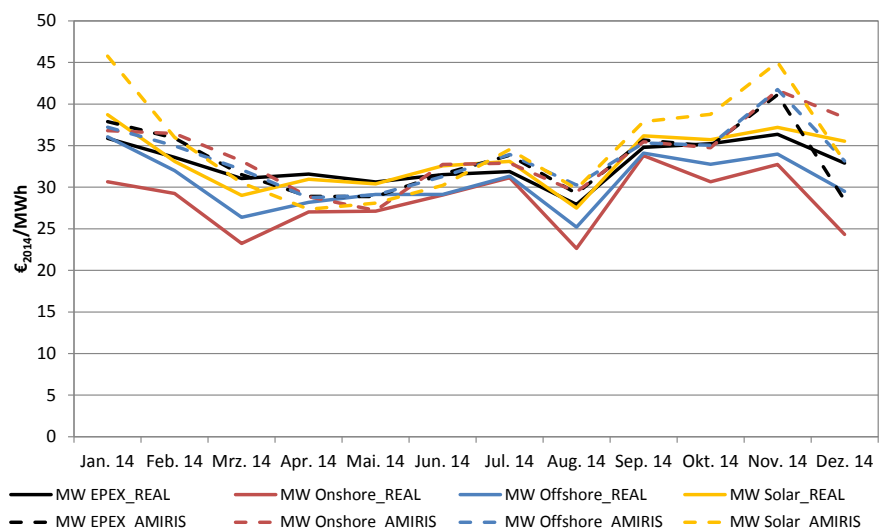


Abbildung 4-39: Reale und simulierte EE-Marktwerte 2014

4.8.3.2 Regelleistungsmarkt für negative Minutenreserve als lineares Regressionsmodell

Der Grenzleistungspreis (GLP) wird im Modell vom Netzbetreiber-Agenten in jedem vierten T_{Step} neu bestimmt und gilt ab dem Zeitpunkt der Berechnung für die jeweils nächsten vier Stunden uniform. Zur Berechnung werden die 4 h-Mittelwerte der modellendogen unabhängigen Regressionsvariablen herangezogen, die wiederum vom Netzbetreiber mit ‚perfect-foresight‘ ermittelt werden. Die Schätzung der Regression für den GLP passt sich somit dem sich dynamisch ändernden Simulationsumfeld an.

Zur Validierung des multiplen linearen Regressionsmodells (LRM) wird zunächst untersucht, ob der Börsenpreis, die Last und die Windeinspeisung als unabhängige erklärende Variablen in der Realität näherungsweise normalverteilt vorliegen, um zu prüfen, ob die Voraussetzungen zur Anwendung eines LRM vorliegen. Entsprechend der 4 h-Blöcke des GLP werden in der Regressionsgleichung ebenfalls die 4 h-Mittelwerte der ‚Day-ahead‘-Preise, der Last und der Windeinspeisung verwendet. Abbildung 4-40 stellt die Verteilung dieser Mittelwerte des Referenzjahres 2011 dar.

Es zeigt sich, dass die Annahme einer Normalverteilung trotz leichter Rechtsschiefe beim ‚Day-ahead‘-Preis bzw. Linksschiefe bei der Last näherungsweise bestätigt werden kann. Bei der Windeinspeisung liegt jedoch aufgrund der deutlichen linksschiefen Verteilung sowie der positiven Kurtosis keine Normalverteilung mehr vor. Da die Wirkung der Windeinspeisung für die Modellierung des GLP mit $x_3 = 0,00053$ als erklärende Variable jedoch äußerst gering ist, wird dieser Aspekt als nicht relevant erachtet. Dies kann auch damit gerechtfertigt werden, dass das Vorliegen einer Nicht-Normalverteilung bei der LRM nicht zwangsläufig ein Problem ist, da für die meisten Anwendungen die MLR ausreichend robust gegenüber Verletzungen der Normalverteilungsannahme ist (Lumley et al. 2002). Problematischer scheint im verwendeten Modell eher eine mögliche *Multikollinearität* der verwendeten unabhängigen Variablen *Börsenpreis* und *Windeinspeisung* zu sein. Dieser Sachverhalt könnte in den späteren Simulationsanalyse erstens die numerische Stabilität des Verfahrens beeinträchtigen und zweitens die Interpretation der Modellierungsergebnisse beschneiden.

Die Regressionsgleichung liefert die in Tabelle 4-6 und Tabelle 4-7 dargestellte Regressionsstatistik. Hierbei muss auf den relativ geringen, aber noch akzeptablen Anteil der Varianzerklärung von ca. 36% (R^2) hingewiesen werden. Darüber hinaus muss für die Beurteilung der Güte des Regressionsmodells auf die eigens vorgebrachte Kritik aus Abschnitt 4.1.4 über die vorherrschenden Analysemethoden im Rahmen soziotechnischer Transformationsprozesse hingewiesen werden. Auch beim hier entwickelten multiplen LRM wird auf ökonomische und statistische Regel- oder Gesetzmäßigkeiten der Vergangenheit zurückgegriffen, die nicht zwangsläufig auch explorativ ihre Validität behalten müssen (vgl. auch Abschnitt 2.2.2).

Gerade auf den Regelenergiemärkten gab es in den vergangenen Jahren vielfältige Regulierungs- und Designänderungen von Seiten der BNetzA. So z. B. die Zusammenlegung der NRVs aller vier ÜNBs im deutschen Netzgebiet oder die Öffnung der PRL, SRL und MRL-Märkte für kleine und dezentrale Anbieter durch die Absenkung der Präqualifikationsanforderungen und Mindestgebotsgrößen sowie die Erlaubnis, mehrere kleine Anlagen in eine Pool zusammenschließen, um die Mindestgebotsanforderungen zu erfüllen. Die Auswirkungen dieser Änderungen zeigen sich deutlich in einer Reduktion der ausgeschriebenen und tatsächlich abgerufenen Reserveleistungsmengen und Auktionspreise (vgl. Abschnitt

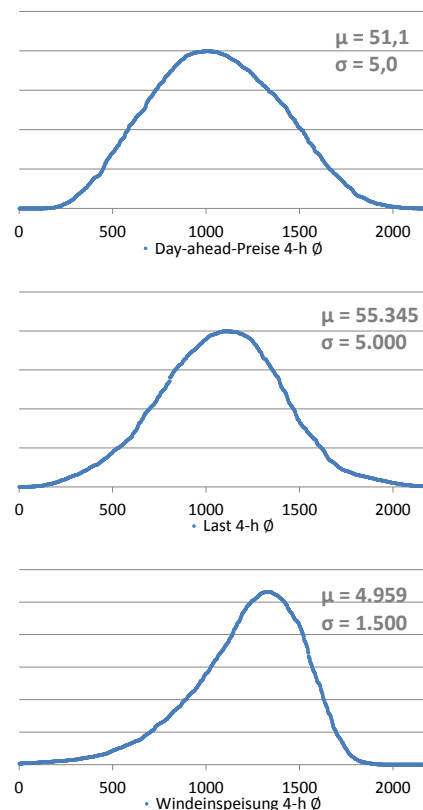


Abbildung 4-40: Test auf Normalverteilung der erklärenden Variablen für das GLP-LRM für das Referenzjahr 2011

Tabelle 4-6: Regressionsstatistik des LRM zur Schätzung des GLP

Multiples R	0,601
Bestimmtheitsmaß (R^2)	0,3614
Adjustiertes R^2	0,3605
Standard-Fehler	33,43
Beobachtungen	2190

Tabelle 4-7: Weiterführende Regressionsstatistik für die lineare Regression zur Schätzung des GLP

Unabhängige Variablen	Koeffizienten	Standard-Fehler	t-Statistik	P-Wert	Untere 95%	Obere 95%
Schnittpunkt	157,58	4,1344	38,1164	0,0000	149,48	165,69
BRS-Preis	-0,5156	0,1106	-4,6627	0,0000	-0,7325	-0,2988
Last	-0,0020	0,0001	-15,4587	0,0000	-0,0023	-0,0018
Windeinspeisung	0,0005	0,0002	2,4236	0,0154	0,0001	0,0010

2.3.3).

Ob die identifizierte Ursache-Wirkungs-Beziehung im Jahr 2011 als Basis der Regressionsanalyse auch in gleicher Form in Zukunft bestand hat, bleibt zumindest zu hinterfragen. Wobei die Begründungen zur Wirkrichtung der erklärenden Variablen auch für die Zukunft weiterhin plausibel erscheinen (vgl. hierzu Reeg et al. (2013)). Letztendlich kommt es für die in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Auswertungen auch „nur“ darauf an, dass durch die Simulation in etwa das mögliche bzw. wahrscheinliche Erlöspotenzial einer Teilnahme der FEE an der MRL-Auktion über das gesamte Jahr passable abgebildet werden kann. Wie Abschnitt 4.8.2 für die BMAB gezeigt hat, scheint das eingesetzte Regressionsmodell zumindest in dieser Hinsicht gute Ergebnisse zu liefern.

4.8.3.3 Ausgleichsenergiepreise als gleichverteilter Zufallszug

Die AE-Kosten der DVAs aufgrund fehlerhafter Einspeiseprognosen sind ein zentraler Kostenfaktor in den Bilanzen der Direktvermarkter. Eine adäquate Abbildung dieser Kosten setzt eine passable Reproduktion der AE-Preise (reBAP) voraus. Gleichzeitig muss ein pragmatischer Ansatz gefunden werden, da im AMIRIS-Modell nicht alle Bilanzkreise einzeln und damit der gesamte NRV-Mengensaldo endogen erfasst werden können. Mit dem Ansatz, die AE-Preise als gleichverteilten Zufallszug aus dem Histogramm der AE-Preise von 2011 zu ziehen, können beide Ansprüche auf zufriedenstellende Weise umgesetzt werden. In Verbindung mit der Vorgehensweise zur Erstellung der FEE-Leistungsprognosen können die in den Experteninterviews geäußerten AE-Kosten von 1,5 €/MWh bis 5 €/MWh mit entsprechender Kalibrierung reproduziert werden.

Gemäß der in AMIRIS simulierten zeitlichen Auflösung von $T_{\text{Step}} \stackrel{\text{def}}{=} 1 \text{ h}$ wurden die historisch verfügbaren AE-Preise zu stündlichen Mittelwerten aggregiert. Hierbei geht zwar auch unvermeidlich ein Teil der Varianz der AE-Preise aus der Realität verloren (siehe Abbildung 4-41), jedoch wäre ein Festhalten an der $\frac{1}{4}$ h-Auflösung nur möglich, wenn auch alle anderen Berechnungsschritte mit derselben Auflösung ausgeführt werden würden.

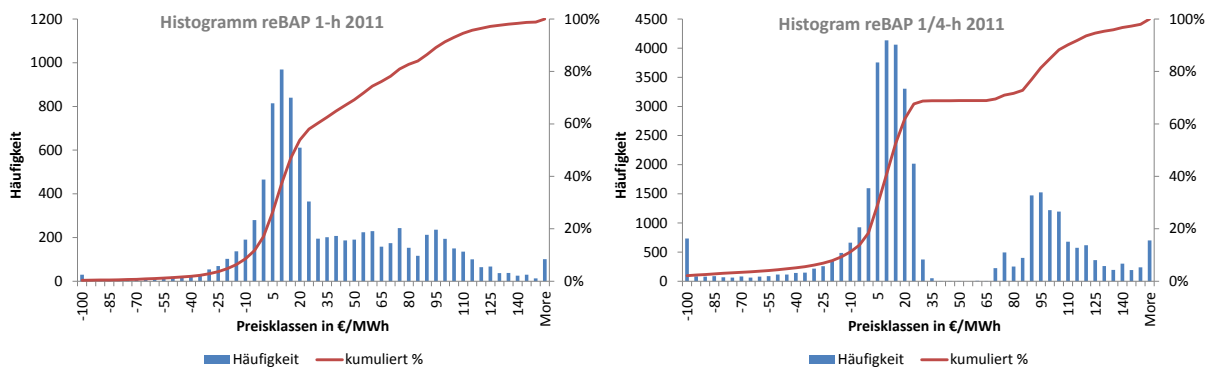


Abbildung 4-41: Histogramme der AE-Preise 2011 in 1-h (links) und $\frac{1}{4}$ -h Auflösung (rechts)

4.8.4 Verifizierung sowie qualitative und quantitative Validierung des Gesamtmodells

Das Ausmaß, in dem die Gesamtmodellüberprüfung notwendig und sinnvoll ist, hängt maßgeblich von der Zielsetzung der Analyse ab (Carley 1996; O'Leary 1997; 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 qualitative Analyse angestrebt wird. Für die Analysen der vorliegenden Arbeit trifft beides zu, d. h. es werden sowohl kurz- als auch langfristige Entwicklungen untersucht, qualitative wie quantitative Inputparameter eingesetzt sowie die daraus berechneten Simulationsergebnisse interpretiert.

Des Weiteren hat der Untersuchungszeitraum entscheidenden Einfluss auf die Art und Weise der Modellüberprüfung. Steht die Untersuchung der historischen Entwicklung („History-friendly“) eines

bestimmten Sachverhalts im Mittelpunkt, sollte sich das Verhalten des Modells i. d. R. auch anhand empirischer Daten überprüfen lassen („In-Sample Validation“). Sollen darüber hinaus, wie im Falle der vorliegenden Arbeit, die Wirkungen unterschiedlicher energiepolitischer Instrumente auf zukünftige Entwicklungen und Bedingungen abgeschätzt werden („Explorative Development“), um Handlungsempfehlungen für Akteure und politische Entscheidungsträger ableiten zu können, besteht diese Möglichkeit naturgemäß nicht („Out-of-Sample Validation“). Aus diesem Grund kann die Validierung des Gesamtmodells primär qualitativ und nur teilweise quantitativ erfolgen.

Für qualitative Modelle empfiehlt die Literatur ein dezidiertes „Bottom-up“ Vorgehen, um sowohl die grundlegenden Mechanismen der einzelnen Modellkomponenten (siehe hier Abschnitt 4.3 bis 4.6) als auch die verwendeten Inputdaten sowie Parametersätze offenzulegen und zu erläutern (Inputdaten siehe Abschnitt 4.7 als auch die Datentabellen der Anhänge F)-G), für die Parameterwerte der Agenten siehe Abschnitte 4.5.1 bis 4.5.3 zur Charakterisierung der Agenten-Typen sowie zu den weiteren System-Parametern der Szenario-Varianten (SV) die Abschnitte 5.1.1, 5.2.1 und 5.3.1). Durch die transparente Darstellung wird sichergestellt, dass die Struktur des Gesamtmodells und die zugrunde liegenden Modellierungsannahmen auch für Außenstehende unmittelbar nachvollziehbar bleiben.

Eine weitere Einflussgröße, die beim Prozess der Modellüberprüfung eine wichtige Rolle spielt, ist die Art der verwendeten Teil-Modellierungsansätze. 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 bspw. im AMIRIS-Modell bei der Prognoseerstellung der FEE-Leistung und der Börsenpreise sowie bei der Berechnung der Ausgleichsenergiepreise der Fall. Da in der vorliegenden Arbeit jedoch vergleichende Analysen vorgenommen werden, hat die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse der untersuchten Szenario-Varianten absolute Priorität und die nur bei gleichbleibender Zahlenfolge der Zufallsvariable („Random-Seed“) sichergestellt werden kann.

Bei einem Validierungslauf zur Quantifizierung der EEG-Umlageförderkosten konnte für das Referenzjahr 2008 – mit ausschließlicher EEG-Vergütung nach FIT – das in der Realität gezahlte Vergütungsvolumen bei Windanlagen zu 98 % abgedeckt werden; für die Jahre 2006 und 2007 sogar zu 99 %. Bei den ausgezahlten PV-Anlagenvergütungen werden im AMIRIS-Modell für das Referenzjahr 2008 97 % und bei den Biomasseanlagen, in Anbetracht der schlechten Datenlage, immerhin noch zufriedenstellende 89% der in der Realität anfallenden EE-Förderkosten erfasst werden (siehe hierzu auch (Reeg et al. 2013)).

5 Simulationsgestützte Analysen zur Marktintegration und Refinanzierung der FEE

Für die Analyse der vielfältigen Einflussfaktoren auf die Marktintegration und Refinanzierung von FEE-Anlagen können mit dem entwickelten AMIRIS-Modell vielfältige Szenario-Varianten (SV) als computergestützte Simulationsexperimente aufgesetzt und analysiert werden. Es ist somit möglich, die Wirkung einzelner Einflussparameter isoliert auf das System als Ganzes in einem virtuellen, aber replizierbaren Experimentierumfeld zu analysieren. Eine zentrale Stärke des verwendeten agentenbasierten Ansatzes ist dabei die gleichzeitige Betrachtung unterschiedlicher Systemebenen sowie deren Interaktion:

- **Makro-Ebene:** Analyse der Wirkungen auf der Systemebene
- **Mikro-Ebene:** Analyse der Wirkungen auf der Akteurs- bzw. Agentenebene
- **Meso-Ebene:** Analyse der komplexen Interdependenzen zwischen Mikro- und Makro-Ebene

Speziell für die in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Analysen ist von Vorteil, dass das in den SVs klar definierbare Experimentierumfeld es ermöglicht, die Ergebnisse auf vielfältige Weise miteinander zu vergleichen und somit Rückschlüsse auf die Wirkungsweise der Einflussfaktoren im Einzelnen und der Systemdynamik als Ganzes zu ziehen. Dazu werden in den folgenden Analysen zwei Vergleichsdimensionen unterschieden:

- **Intra-Szenarien-Vergleich:** Vergleich der Effekte der vier diskutierten Instrumente innerhalb einer SV
- **Inter-Szenarien-Vergleich:** Vergleich der Effekte, die bei Anwendung des gleichen Instruments durch die unterschiedlichen SV-Rahmenbedingungen wirken

Um die Ergebnisse der SVs miteinander vergleichen zu können, muss zunächst ein Referenzszenario (*SV_REF*) definiert werden. Die Definition und Parametrisierung der *SV_REF* wird in Abschnitt 5.1.1 dargestellt. Im Anschluss wird das Referenzszenario in Abschnitt 5.1.2 zunächst ohne marktgetriebene Abregelung simuliert und somit die Variante mit fixer Einspeisevergütung (FiT) darstellt. Im Abschnitt 5.1.3 wird in der *SV_REF* der Einfluss der vier diskutierten Instrumente im Intra-Szenarien-Vergleich analysiert. Die Ergebnisse der im Folgenden simulierten Szenario-Varianten im Abschnitt 5.2 und 5.3 können sodann an diesen Referenzergebnissen gespiegelt werden. Im Abschnitt 5.2 erfolgt zunächst die Analyse von Einflussfaktoren, die direkt oder indirekt durch das Förderdesign zur Marktintegration beeinflusst werden können. Im Abschnitt 5.3 folgen weitere Sensitivitätsanalysen zu verschiedenen Entwicklungsoptionen des Stromsystems, über deren Marktdurchdringung zum heutigen Stand des Wissens noch große Unsicherheit herrscht. Je nach zukünftiger Marktdiffusion können diese ggf. starken Einfluss auf die Refinanzierung zukünftiger FEE aber auch konventioneller Kraftwerke (KW) haben. Dabei wird bei den Auswertungen und der Bewertung der Ergebnisse auf die genannten Herausforderungen beim Transformationsprozess aus Kapitel 2 und die qualitativen Kriterien eingegangen, die in Abschnitt 3.2 zur Bewertung verschiedener Entwicklungsoptionen herangezogen wurden und bei Investitionsentscheidungen in Strommärkten mit hohen EE-Anteilen von besonderer Bedeutung sind.

Um den Einfluss möglicher verzerrender Effekte stochastischer Modellelemente auf den Ergebnisvergleich auszuschließen, werden die Agenten in jedem Lauf mit dem gleichen ‚Random-Seed‘ für den Zufallsvariablenzug initialisiert. So kann die Unsicherheit bei der Preis- und Leistungsprognose der Direktvermarkter berücksichtigt werden, ohne die Auswertung zwischen den Simulationsläufen zu verzerren.

Bei den Analysen auf Systemebene wird der Fokus auf die Börsenpreise sowie die FEE-Marktwerte gelegt, da diese beiden Größen maßgeblich die Refinanzierungsbedingungen und Förderkosten bestimmen und damit auch die Effektivität und die Effizienz der untersuchten Instrumente. Im EEG 2014 werden folgende EE-Anteile als Zielwerte am Brutto-Stromverbrauch definiert:

- **40 % bis 45 % bis zum Jahr 2025**
- **55 % bis 60 % bis zum Jahr 2035**

In den Analysen wird einmal zu **Beginn in den Referenzszenarien sowie am Ende in einer ‚Best-Case‘ Szenario-Variante neben der Darstellung der Ergebnisse für die FEE-Anlagenbetreiber, auch auf die Auswirkungen der Einflussfaktoren auf die konventionellen Kraftwerks(KW)-Betreiber eingegangen.** Dadurch wird ein möglichst ganzheitlicher Blick auf die Marktbedingungen zur Refinanzierung aller Stromerzeugungstechnologien bei hohen Anteilen an EE gegeben.

Aufgrund der relativ hohen Anzahl an initialisierten Agenten mit 38 EE- und fünf konventionellen Anlagenbetreiber-Agenten (ABAs) sowie den durch die stündliche Auflösung resultierenden enormen Datenaufbereitungs-, Auswertungs- und Darstellungsaufwand mit über 250 Mio. analysierbaren Datenpunkten pro Simulationslauf, können im Folgenden nur exemplarische Ergebnisse eines Anlagenbetreiber-/ Eigentümer-Typs pro Leistungsklasse (LK) dargestellt werden, die die Effekte und Ergebnisse am besten repräsentieren. Die größte Investorengruppen in der Vergangenheit waren bei Onshore Wind- sowie PV-Aufdächanlagen (PV-RT) die Gruppe der *Privatpersonen & Landwirte* mit über 50 % (Wind) bzw. 60 % (PV-Aufdach) der installierten Gesamtleistung; bei den Offshore Windparks sind das die *großen EVU* mit über 40 % der installierten Leistung (Reeg et al. 2013; trend:research 2011). Da bisher keine Daten über die Betreiberstruktur bei PV-Freiflächenanlagen verfügbar sind, werden die Investitionen mit einem Anteil von ebenfalls ca. 40 % in der Klasse *Industrie & Gewerbe* zusammengefasst.

5.1 Ergebnisse in den Referenzszenarien

Im folgenden Abschnitt 5.1.1 wird zunächst die Definition und Parametrisierung des Modells in den Referenzszenarien (*SV_REF*) vorgestellt. Dem folgt die Auswertung der Referenzergebnisse ohne marktgetriebene Abregelung (*SV_REF_woC*) in Abschnitt 5.1.2, bevor in Abschnitt 5.1.3 auf den jeweiligen Einfluss der variablen und fixen Markt- und Kapazitätsprämie eingegangen wird. Hierbei wird einerseits untersucht, welche Wirkung die Instrumente auf der Systemebene hinsichtlich der Fördereffektivität und -effizienz aufweisen, und andererseits, wie sich die Anreize der Instrumente auf die Refinanzierungsbedingungen auf der Akteursebene auswirken.

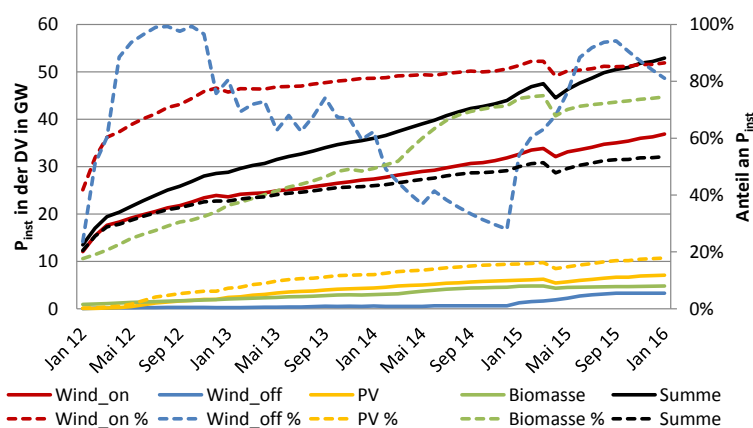


Abbildung 5-1: Absolute und relative EE-Leistung in der DV seit Beginn der Einführung der gleitenden Marktprämie 2012
[Daten: www.netztransparenz.de]

Hierbei wird einerseits untersucht, welche Wirkung die Instrumente auf der Systemebene hinsichtlich der Fördereffektivität und -effizienz aufweisen, und andererseits, wie sich die Anreize der Instrumente auf die Refinanzierungsbedingungen auf der Akteursebene auswirken.

5.1.1 Szenario-Varianten und Parametrisierung des Modells

Das Simulationsmodell wird mit dem Beginn des Jahres 2015 initialisiert und inkludiert damit die **energiepolitischen Rahmenbedingungen des EEG 2014 mit verpflichtender Direktvermarktung (DV)**

für alle Neuanlagen > 500 kW. Für die Anteile der EE-Bestandsanlagen in der DV zum Start der Simulationen wird auf die Zahlen der ÜNB zurückgegriffen.

Zu Beginn der Einführung der geförderten, aber optionalen DV nach der variablen Marktprämie (MP_{var}) im Jahre 2012, sind die Leistungen in der DV bei den Onshore-Windkraftanlagen (Wind_{on}) zunächst steil angestiegen und befinden sich seit dem Jahr 2013 auf

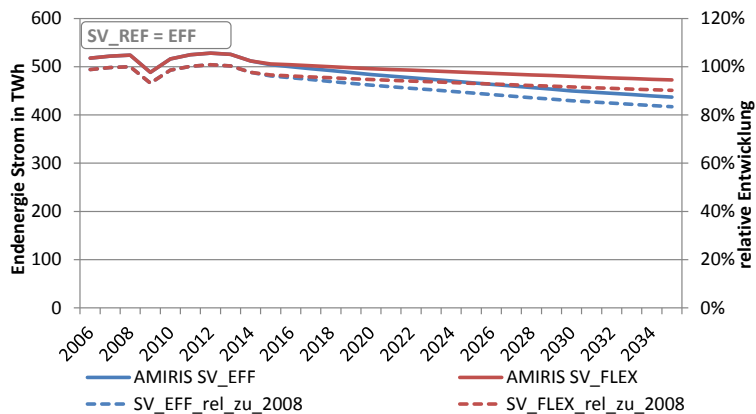


Abbildung 5-2: Endenergieverbrauch im Effizienz- (EFF) und Flexibilität-(FLEX) Szenario bis 2035

einem weiterhin monotonen, aber deutlich schwächeren Anstieg (siehe Abbildung 5-1). Bei den Biomasseanlagen gab es einen etwas verhaltenen Anstieg von ca. 20 % zu Beginn auf knapp 50 % bis Ende 2013. Seit Frühjahr 2014 legte der Anteil jedoch innerhalb von zwölf Monaten auf gut 75 % zu.

Der Anteil der PV-Anlagen in der DV entwickelte sich von allen EE- Technologien am moderatesten und wuchs nur schwach – fast linear – ansteigend von Anfang 2012 bis Ende 2015 von 0 % auf knapp 20 %. Die unterschiedliche Annahme der Direktvermarktungsoption durch die Akteure lässt sich u. a. mit der sehr unterschiedlichen Wechsel-Attraktivität von einem FiT in das Marktprämienmodell (MPM) erklären. Da der relative wirtschaftliche Vorteil durch Zusatzerlöse in Form von Bonuszahlungen der Direktvermarkter stark von der anlagenspezifischen Höhe des FiT abhängt, ist ein Wechsel für Wind-Onshore-WKA in der Grundvergütung deutlich attraktiver, als für einen Betreiber einer älteren PV-Anlage

mit einem sehr hohen FiT (Reeg et al. 2013). Der kurzfristige Einbruch der DV-Leistungen bei allen EE-Technologien im März zum April 2014 ist wahrscheinlich auf den im März erfolgten

Tabelle 5-1: Anteile der Eigentümer-Typen mit AMIRIS Identifikations-Nr. (ID) an der installierten Leistung der jeweiligen Leistungsklasse (LK).

Eigentümer → LKs ↓	Privat/Landw. ID = 1	Fonds & Versich. ID = 3	Projekt-ierer ID = 4	Stadt-Werke ID = 5	Große EVU ID = 6	Industrie Gewerbe ID = 7
Wind _{on} SOG _{low} (LK1)	60 %	15 %	20 %	3 %	2 %	0 %
Wind _{on} SOG _{med} (LK2)	60 %	15 %	20 %	3 %	2 %	0 %
Wind _{on} SOG _{high} (LK3)	60 %	15 %	20 %	3 %	2 %	0 %
Wind _{off} (LK4)	0 %	10 %	25 %	25 %	40 %	0 %
PV_RT_klein (LK1)	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
PV_RT_mittel (LK2)	85 %	0 %	5 %	0 %	0 %	10 %
PV_RT_groß (LK3)	0 %	20 %	15 %	5 %	0 %	60 %
PV_Freifläche (LK4)	0 %	20 %	15 %	5 %	0 %	60 %

Parlamentsbeschluss zum EEG 2014 zurückzuführen.

Für die Entwicklung der EE-Bestandsanlagen in der DV werden die Anteile dem historischen Trend entsprechend linear fortgeschrieben, bis sie im Jahr 2030 einen Anteil von 100 % aufweisen. Durch die seit 2015 für fast alle Neuanlagen¹⁰⁴ geltende Direktvermarktungspflicht sowie das sukzessive Ausscheiden der Bestandsanlagen aus dem System, befinden sich bis zum Ende der Simulation – mit

¹⁰⁴ Im EEG 2014 ist geregelt, dass ab 2015 zunächst nur Anlagen größer 500 kW verpflichtend direktvermarkten müssen. Die Grenze sinkt bis 2017 auf 100 kW. Zukünftig ausgeschlossen von der verpflichtenden DV sind nur Anlagen < 100 kW.

Ausnahme der LK1 als PV-Aufdachanlagen < 10 kW – sämtliche Wind, PV- und Biomasseanlagen in der DV.

Für die Entwicklung der Stromnachfrage wird das entso-e Lastprofil 2008 entsprechend der Daten zur Entwicklung der Stromnachfrage des Szenarios A der BMU-Leitstudie 2012 verwendet (Nitsch et al. 2012). Es sieht eine deutliche Effizienzsteigerung beim Stromverbrauch vor, sodass der Endenergieverbrauch im Stromsektor von 510 TWh im Jahr 2008 auf 437 TWh im Jahr 2035 sinkt (siehe *SV_REF* in Abbildung 5-2). Für die Flexibilitäts-Szenarien durch die Marktdiffusion von P2X-Technologien in Abschnitt 5.3.2 wird hingegen das Szenario C aus Nitsch et al. (2012) verwendet, bei dem sich der Netto-Stromverbrauch bis 2035 nur auf 473 TWh reduziert (siehe *SV_FLEX* in Abbildung 5-2).

Für die historischen Anteile der Eigentümer-Typen an der installierten EE-Leistung in Deutschland wird auf die Studie von trend:research (2011) mit einer qualitativ hochwertigen Datenerhebung zurückgegriffen. Die Angaben wurden zusätzlich mit eigenen Erhebungen im Rahmen des Akteursworkshops abgeglichen (Reeg et al. 2013). Die Anteile der Eigentümer-Typen an den LKs werden über den Simulationszeitraum konstant gehalten (siehe Tabelle 5-1). Ebenfalls konstant gehalten wird das Verhältnis der Direktvermarkter-Agenten (DVAs) an den EE-Leistungen in der DV (siehe Tabelle 5-3). Die Gesamtkapazität in den Portfolien der DVAs nimmt jedoch über den Simulationszeitraum entsprechend der Zunahme der EE-Leistungen aus dem Bestand und den Neuanlagen in der DV zu.

Die Anlagenbetreiber-Agenten (ABAs) und DVAs werden entsprechend der in der Akteursanalyse identifizierten Charakteristika parametrisiert (vgl. Abschnitt 4.5.1 und 4.5.2). Somit agieren im Modell prototypisierte ABAs als Repräsentanten einer Akteurspopulation der Realität. Die Anzahl und Parametrisierung der Agenten ist in Tabelle 5-4 dargestellt und wird zunächst für alle Simulationsläufe beibehalten und nur an ausgewiesener Stelle entsprechend der analysierten Szenario-Variante geändert. Die entsprechenden Anpassungen in der Parametrisierung des Modells bzw. der Agenten werden in den jeweiligen Analysenabschnitten erläutert. Die ID-Codierung der ABAs bei der grafischen Ergebnisdarstellung erklärt sich wie folgt:

- Die **erste Ziffer der ID** steht für die Nummer der Leistungsklasse (LK), die bei den Windanlagenbetreibern von der Standortgüte (WAB der LK1-6), bei den PV-Anlagenbetreibern von der

Tabelle 5-3: Anteile der Direktvermarkter-Agenten (DVAs) an der EE-Leistung in der DV

Direktvermarkter-Typ	AMIRIS ID	Anteile P_{DV} (Wind)	Anteile P_{DV} (PV)
Große u. intern. EVU	1	45 %	45 %
Große Stadtwerke	3	16 %	16 %
Kleine Stadtwerke	5	4 %	4 %
Grünstromhändler für HH, GHD und IND.	7	15 %	15 %
Neugründung (mit Erfahrung)	9	20 %	20 %

Tabelle 5-2: Parametrisierung und Inputdaten der simulierten Szenario-Varianten in der *SV_REF*

Abschnitt	Referenzszenarien	Parameter & Inputdaten	
		I) Zeitunabhängig	II) Zeitabhängig
5.1.2	<i>SV_REF_woC</i>	siehe Tabelle 5-5 → mit Parametern: B)-i) β -SI = 1.00 & B)-iv) EF/FK = 20/80	siehe Tabelle 5-5
5.1.3	<i>SV_REF_MPvar</i>	siehe Tabelle 5-5 → mit Parametern: B)-i) β -SI = 1.05 & B)-iv) EF/FK = 20/80	siehe Tabelle 5-5
	<i>SV_REF_MPfix</i>	siehe Tabelle 5-5 → mit Parametern: B)-i) β -SI = 1.25 & B)-iv) EF/FK = 40/60	siehe Tabelle 5-5
	<i>SV_REF_CPvar</i>	siehe Tabelle 5-5 → mit Parametern: B)-i) β -SI = 1.15 & B)-iv) EK/FK = 30/70	siehe Tabelle 5-5
	<i>SV_REF_CPfix</i>	siehe Tabelle 5-5 → mit Parametern: B)-i) β -SI = 1.30 & B)-iv) EK/FK = 30/70	siehe Tabelle 5-5

Anlagengröße (PVAB der LK1-5) und bei den Biomasse-Anlagenbetreibern von der Anlagentechnologie bzw. dem eingesetzten Substrat abhängt (BMAB der LK1-4) (vgl. Abschnitt 4.5.1 und dort die Beschreibung zur 1. bzw. 3. Differenzierungsstufe der Agenten).

- Die **zweite Ziffer der ID** steht für die Nummer der Eigentümer-Typen (siehe Tabelle 5-1).

Bei den Referenzläufen unter Anwendung der diskutierten Förderinstrumente wird die gleiche Parametrisierung des Modells verwendet. Der einzige Unterschied ergibt sich aus den Kapital- und Finanzierungsparametern der Instrumente, die noch einmal in Tabelle 5-2 dargestellt sind. Die Werte sind aus der qualitativen Bewertung aus Abschnitt 3.6 und den Ergebnissen der Experteninterviews aus Abschnitt 4.2.3 abgeleitet. Sämtliche Inputdaten und Parameter als zeitabhängige und -unabhängige endogene und exogene Variablen, die zur Initialisierung des Modells nötig sind, werden für eine übersichtliche Darstellung und bessere Nachvollziehbarkeit in Tabelle 5-5 zusammengefasst.

Tabelle 5-4: Übersicht der Initialisierungsparameter der Anlagenbetreiber-Agenten in der SV_REF:

Agent ID #	SE-Typ	LK-Typ	Eigentümer-Typ	Risiko-Typ	Investitions-Kosten	O&M-Kosten_var	O&M-Kosten_fix	SOG/FLH	EW(RoE)
11	WAB	1	1	1	on_high	var_on_low	fix_on_high	low	2.5%
13	WAB	1	3	1	on_high	var_on_low	fix_on_high	low	5.0%
14	WAB	1	4	2	on_high	var_on_low	fix_on_high	low	7.5%
15	WAB	1	5	1	on_high	var_on_low	fix_on_high	low	10.0%
16	WAB	1	6	3	on_high	var_on_low	fix_on_high	low	12.5%
21	WAB	2	1	1	on_med	var_on_med	fix_on_med	med	2.5%
23	WAB	2	3	1	on_med	var_on_med	fix_on_med	med	5.0%
24	WAB	2	4	2	on_med	var_on_med	fix_on_med	med	7.5%
25	WAB	2	5	1	on_med	var_on_med	fix_on_med	med	10.0%
26	WAB	2	6	3	on_med	var_on_med	fix_on_med	med	12.5%
31	WAB	3	1	1	on_low	var_on_high	fix_on_low	high	2.5%
33	WAB	3	3	1	on_low	var_on_high	fix_on_low	high	5.0%
34	WAB	3	4	2	on_low	var_on_high	fix_on_low	high	7.5%
35	WAB	3	5	1	on_low	var_on_high	fix_on_low	high	10.0%
36	WAB	3	6	3	on_low	var_on_high	fix_on_low	high	12.5%
43	WAB	4	3	1	off_med	var_off_med	fix_off_med	off	5.0%
44	WAB	4	4	2	off_med	var_off_med	fix_off_med	off	7.5%
45	WAB	4	5	1	off_med	var_off_med	fix_off_med	off	7.5%
46	WAB	4	6	3	off_med	var_off_med	fix_off_med	off	12.5%
50	WAB	5	0	0	-	var_on_med	fix_on_med	bestand_on	-
60	WAB	6	0	0	-	var_off_med	fix_off_med	bestand_off	-
11	PVAB	1	1	1	RT_small_med	-	fix_low	med	2.5%
21	PVAB	2	1	1	RT_med_med	-	fix_med	med	2.5%
24	PVAB	2	4	2	RT_med_med	-	fix_med	med	7.5%
27	PVAB	2	7	2	RT_med_med	-	fix_med	med	12.5%
33	PVAB	3	3	1	RT_big_med	-	fix_high	med	5.0%
34	PVAB	3	4	2	RT_big_med	-	fix_high	med	7.5%
35	PVAB	3	5	1	RT_big_med	-	fix_high	med	7.5%
37	PVAB	3	7	2	RT_big_med	-	fix_high	med	12.5%
43	PVAB	4	3	1	GM_med	-	fix_high	med	5.0%
44	PVAB	4	4	2	GM_med	-	fix_high	med	7.5%
45	PVAB	4	5	1	GM_med	-	fix_high	med	7.5%
47	PVAB	4	7	2	GM_med	-	fix_high	med	12.5%
50	PVAB	5	0	0	-	-	fix_med	bestand	-
10	BMAB	1	0	0	DHKW	var_DHKW	none	DHKW	6.0%
20	BMAB	2	0	0	HVG	var_HVG	none	HVG	6.0%
30	BMAB	3	0	0	BGA_I	var_BGA_I	none	BGA_I	6.0%
40	BMAB	4	0	0	BGA_II	var_BGA_II	none	BGA_II	6.0%

Tabelle 5-5: Übersicht über die verwendeten Parameter und Inputdaten in der SV_REF.
(Auflösung bei zeitabhängigen Variablen in Klammer)

	I) Zeitunabhängig	II) Zeitabhängig
A) Exogen	<p>i. Anzahl n der Anlagenbetreiber-Agenten: → WAB=21, PVAB=13, BMAB=4, s. Tab. 5-4</p> <p>ii. Anzahl n der Direktvermarkter-Agenten: → n = 5 (ID = 1, 3, 5, 7, 9) s. Tab. 5-3</p> <p>iii. Eigentümeranteile an installierter Leistung einer Leistungsklasse (LK) → siehe Tabelle 5-1</p> <p>iv. Anteile der DVAs an den EE-Leistungen in der DV: → siehe Tabelle 5-3</p>	<p>i. EE-Kapazität und Verteilung auf SOG (a): Bestandsanlagen: nach installierter Kapazität und SOG-Verteilung Ende 2014 Neuanlagen: nach Ausbaukorridoren des EEG 2014 mit Wind_on 2.500 MW/a netto mit Fortschreibung der SOG-Verteilung von Ende 2014; Wind_off 20 GW bis 2035; PV 2.500 MW/a brutto & BM 100 MW/a brutto mit jeweiliger Anlagen-Klassen-Verteilung Ende 2014. → siehe Abb. 4-30 – 4.32 in Abs. 4.7.1 & Anhang G) I) a).</p> <p>ii. Investitions- und Betriebskosten für EE (a): → siehe Abb. 4-20-4-24 in Abs. 4.5.1 & Anhang F) I)</p> <p>iii. Wetter- und Einspeisezeitreihen für FEE (h): 4 Wind-Profil: SOG_high/med/low & Offshore 1 PV-Profil: SOG_mean → siehe Anhang G) I) b).</p> <p>iv. Inputdaten für Merit-Order-Modell:</p> <ul style="list-style-type: none"> • verfügbare Leistungen der konv. KW (a): Marktdaten 2015 nach BNetzA Kraftwerksdatenbank sowie PLATTS DB 2015. Ab 2020: Szenario A der BMU-Leitstudie 2012 → siehe Abb. 4-33 in Abs. 4.7.3 & Anhang F) II). • techno-ökonomische Daten der konv. KW (a): → siehe Anhang F) II) • Gesamtlast (a): Szenario EFF: entso-e Lastprofil 2008 skaliert nach Szenario A der BMU-Leitstudie 2012. → siehe Abbildung 5-2 oben & Anhang G) I) e) • Residuallast-Intervalle (a): Szenario EFF: ohne neue P2X- und Stromspeicher → siehe Abb. 4-14 in Abs. 4.4.1 & Anhang G) I) d) <p>v. Brennstoff- und CO₂-Preise (d): → siehe Abb. 4-35 in Abs. 4.7.4 & Anhang G) I) c).</p> <p>vi. Initiale EE-Anteile in der DV (m): → siehe Abbildung 5.1. oben.</p> <p>vii. Anteil der BMAB mit flexibler Betriebsstrategie Alle BMAB mit Betriebsstrategie I & Anteil_flex = 0 %, → siehe Abb. 4-23 in Abs. 4.5.1</p>
B) Endogen	<p><u>Parameter der WACC-Berechnung:</u></p> <p>i. Risikofaktor des Instruments β-SI: $FIT = 1,0$; $MP_{var} = 1,05$; $MP_{fix} = 1,25$; $CP_{var} = 1,15$; $CP_{fix} = 1,3$</p> <p>ii. Renditeerwartung der Investoren E(RoE): RoE siehe Tab. 4-3 in Abs. 4.5.1 oder Tab. 5-4. $E(RoE) = r_f + \beta \cdot SI * (RoE_{agt} - r_f)$</p> <p>iii. FK-Zins: $r_d = 4.5 \% * \beta \cdot SI$</p> <p>iv. EK/FK-Quote: $FIT = 20/80$; $MP_{var} = 20/80$; $MP_{fix} = 40/60$; $CP_{var} = 30/70$; $CP_{fix} = 30/70$</p> <p>v. Risikofreier Referenzzins: $r_f = 1.5 \%$</p> <p>vi. Amortisationszeitraum: $\tau = 20 \text{ a}$</p>	<p>i. Refinanzierungskosten der FEE-Investition (a): Abh. von CAPEX & OPEX, energiepol. Rahmenbedingungen, SOG bzw. LK & E(RoE) des ABA-Typs, → siehe Tab. 4-3 & Abb. 4-20-4-24 in Abs. 4.5.1</p> <p>ii. Leistungsprognosefehler $F_{P,prog}$ der DVA (m): Abh. von Portfoliogröße und Eigenschaften des DVA-Typs → siehe Tab. 4-4 in Abs. 4.5.2</p> <p>iii. Preisprognosefehler der DVAs (m): Abh. von Eigenschaften des DVA-Typs, → siehe Tab. 4-4 in Abs. 4.5.2</p>

5.1.2 Ergebnisse ohne marktgetriebene Abregelung

Ergebnisdarstellung der *SV_REF_woC*:

In der folgenden Auswertung werden die Ergebnisse einer hypothetischen Szenario-Variante ohne marktgetriebene Abregelung (*woC* – ‚without curtailment‘) erörtert, bei dem sowohl die Bestandsanlagen als auch die neu installierten FEE-Kapazitäten ohne Berücksichtigung der Strompreissignale ihren Strom ins System einspeisen und ohne Einschränkung die Differenz aus den Vermarktungserlösen über den ‚Day-ahead‘-Markt und dem anzulegenden Wert (*AW*) ausgezahlt bekommen. Bei den Agenten, die sich entsprechend der Parametrisierung der *SV_REF* eigentlich bereits in der *DV* nach variabler Marktprämie (MP_{var}) befinden wird der Mechanismus zur marktgetriebenen Abregelung ausgeschaltet.

Angemerkt sei noch, dass in den Abbildungen der Ergebnisse programmierungstechnisch bedingt häufig die englischen Abkürzungen verwendet werden. Dies gilt für die Ausgaben (*EXP* – ‚expenditures‘) in Form der Kapital- (*CAPEX* – ‚capital expenditures‘) und Betriebskosten (*OPEX* – ‚operating expenditures‘), die Einnahmen (*INC* – ‚income‘) aus der Direktvermarktung (*DM* – ‚direct marketing‘) über das jeweilige Prämienmodell (*PM* – ‚premium model‘) bzw. die Strombörse (*PEX* – ‚power exchange‘) im Vergleich zu den Soll- bzw. Zielwerten (*tar* – ‚target‘), die Stromerzeugung (*EP* – ‚electricity production‘) bzw. die tatsächlich verkauften („sold“) oder abgeregelten (*cur* -, ‚curtailed‘) Strommengen, die absoluten Marktwerte (*MV* – ‚market value‘), die relativen Marktwerte (*VF* – ‚value factor), die Stromgestehungskosten (*LCOE* – ‚levelized cost of electricity‘) und die entsprechenden Volllaststunden (*FLH* – ‚full load hours‘).

5.1.2.1 Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten

Wie in Abbildung 5-3 zu sehen, treten über den gesamten Simulationszeitraum von 183.960 h in nur noch knapp 65 % der Fälle normale Preise > 20 €/MWh auf. Niedrige Preise treten in gut 10 % und negative in bis zu 25 % der Stunden auf. Diese Zahlen deuten schon drauf hin, dass die Preisschwankungen und damit auch die Preisrisiken auf dem ‚Day-ahead‘-Spotmarkt unter den gegebenen Bedingungen des *SV_REF_woC* deutlich zunehmen. Noch deutlicher wird diese Beobachtung bei der Betrachtung der Börsenpreise als tägliche Mittelwerte der Jahre 2015, 2020, 2025 und 2030 (siehe Abbildung 5-4). So entwickelt sich die tagesdurchschnittliche Preisspanne („Price-Spread“) von -60 bis 40 €/MWh im Jahr 2015 auf -150 bis 210 €/MWh im Jahr 2030. Bei der stündlichen Auswertung der Börsenpreise treten über den gesamten Simulationszeitraum bis 2035 betrachtet 845 Intervalle auf, bei denen die Preise mindestens 6 h infolge negativ sind. Schon ab 2020 treten immer häufiger Situationen an der Strombörse auf, in denen die 6 h-Regelung des § 24 EEG 2014 nach aktuellem Stand zum Greifen käme. Hiervon wären nicht nur die neu installierten Anlagen, sondern auch die Bestandsanlagen betroffen.

Die Betrachtung der jahresgemittelten Börsenpreise (*BRS*-Preis) in Abbildung 5-5 macht deutlich, auf welchem Niveau sich das langfristige Börsenpreismittel in dieser Szenario-Variante entwickelt. Nach leichter Erholung von gut 20 €/MWh im Jahr 2015 auf über 40 €/MWh im Jahr 2024, bewegt sich der Preis bis 2035 in einen wellenförmigen Verlauf in einem Korridor von 20 bis 50 €/MWh. Die durchschnittlichen jährlichen Marktwerte (*MV*) für Onshore- und Offshore- Wind- sowie PV-Strom fallen

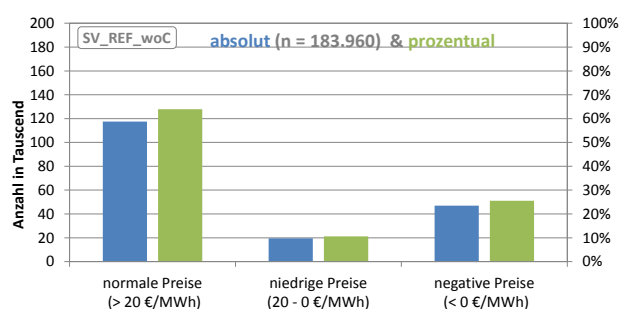


Abbildung 5-3: Anzahl und Relation normaler, sehr niedriger und negativer ‚Day-ahead‘-Strompreis in der *SV_REF_woC*

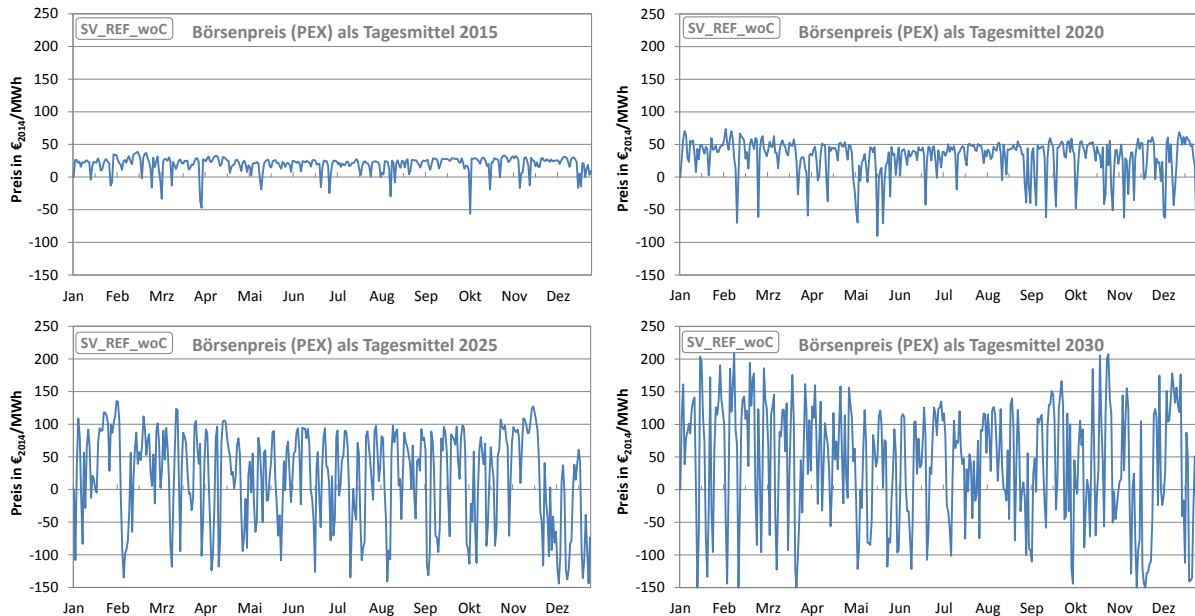


Abbildung 5-4: Börsenpreise als Tagesmittelwerte der Jahre 2015, 2020, 2025 und 2030 in der SV_REF_woC

bereits ab dem Jahr 2025 in negative Bereiche. Die Wind-Marktwerte erholen sich bis 2035 nicht mehr von diesem negativen Trend und fallen dem wellenförmigen Verlauf des durchschnittlichen Börsenpreises folgend bis auf Werte von -50 bzw. -35 €/MWh. Die Marktwerte für PV-Strom können sich hingegen ab dem Jahr 2029 wieder leicht erholen und bewegen bis zum Ende der Simulation auf ein Niveau von 0 bis 10 €/MWh. Die ebenfalls in Abbildung 5-5 dargestellten relativen Marktwerte (VF) zeigen fast einen chaotischen oder zumindest extrem volatilen Verlauf und wechseln beim Offshore-Wind- und PV-Strom sprunghaft zwischen positiven Werten von 20 % und negativen Wert von -200 % in den Jahren ab 2029 (extrem negative Werte nicht dargestellt).

Für die Entwicklung der Förderkosten hat der Verfall der Börsenpreise und Marktwerte einen stark negativen Einfluss. Wie in Abbildung 5-6 zu erkennen, steigt das Umlagevolumen der Förderinstrumente mit fallenden Börsenpreisen auf einen Spitzenwert von knapp 50 Mrd. € im Jahr 2028. Und das trotz weiterhin fallender Stromgestehungskosten (LCOE) der neu ins System kommenden EE-Anlagen. Dieses Ergebnis ist plausibel und nachvollziehbar, da mit niedrigeren Börsenpreisen die Differenz zum anzulegenden Wert größer wird, der über die EEG-Umlage finanziert werden muss. Durch den schwankenden Verlauf der EE-Strommengen im System ist ebenfalls gut die zunehmende Abhängigkeit der Höhe des Umlagevolumens von den Windbedingungen im jeweiligen Jahr zu erkennen. In den guten Windjahren und damit höherer potenzieller FEE-Stromeinspeisung fallen die Börsenpreise im Vergleich zu Jahren mit schlechteren Ressourcenertrag deutlich niedriger aus.

Bei der hier nicht abgebildeten Auswertung der meteorologischen ($\hat{=}$ potenziellen) Volllaststunden (FLH) wurde außerdem festgestellt, dass in den sieben für die Simulation verwendeten realen Wetterjahren von 2006 bis 2012 gute Windjahre auch mit einer guten solaren

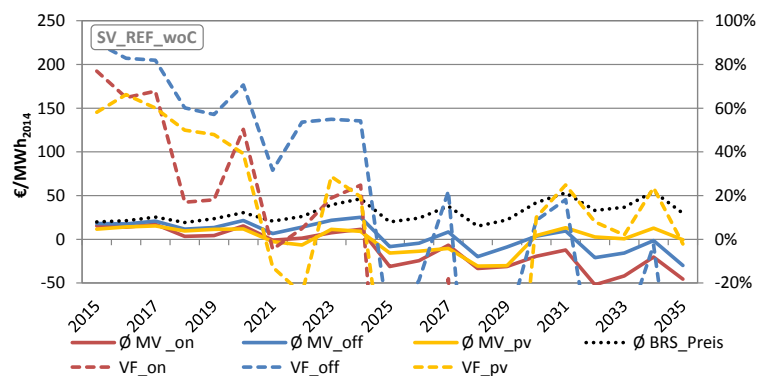


Abbildung 5-5: Absolute (MV) und relative Marktwert (VF) der FEE in der SV_REF_woC von 2015-2035

Einstrahlung einhergehen. Sollte sich dieser Zusammenhang nicht nur zufällig in den verwendeten Wetterjahren eingestellt haben, sondern systematischer Natur sein, hätte dies mit steigenden FEE-Anteilen durch den verstärkten Gleichzeitigkeits-effekt eine zusätzlich negative Wirkung auf die Marktwerte und Förderkosten zur Folge. Ob auch die Refinanzierung der neu ins System kommenden Anlagen unter diesen Rahmenbedingungen sichergestellt werden kann, wird im nächsten Abschnitt untersucht.

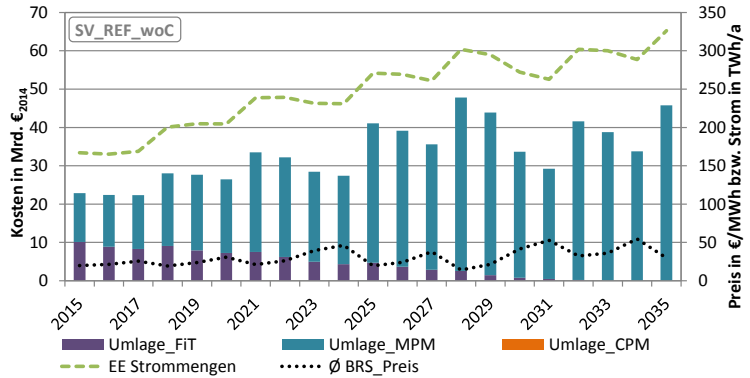


Abbildung 5-6: Förderumlagekosten und EE-Strommengen in der SV_REF_woC von 2015-2035

Die Marktwerte der konventionellen Kraftwerksbetreiber weisen hingegen in eine ganz andere Richtung, wie Abbildung 5-7 verdeutlicht. Über die ganze Simulation hinweg steigen vor allem die absoluten Marktwerte der Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) und Gasturbinen (GT) kontinuierlich an. Die Marktwerte für Kern- (KKW) und Braunkohlekraftwerke (BKW) liegen fast genau auf dem ‚Baseload‘-Preisniveau, d. h. sie laufen fast das ganze Jahr über weiterhin auf Grundlast.

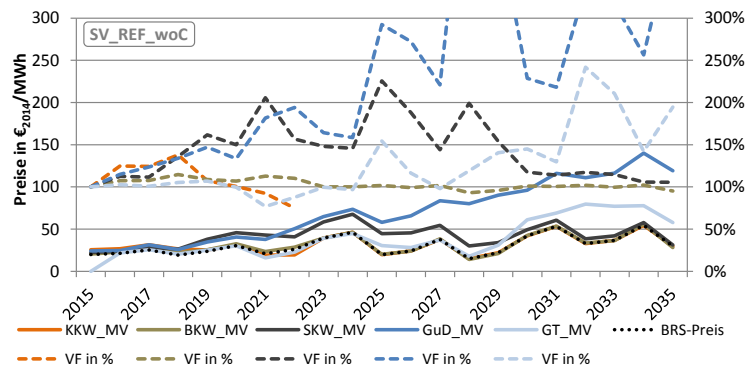


Abbildung 5-7: Absolute (MV) und relative Marktwerte (VF) der konventionellen KW in der SV_REF_woC

Lediglich in den Anfangsjahren 2016 bis 2018 sowie 2021 und 2022 und bei der Braunkohle noch mal im Jahr 2028 weichen die Marktwerte vom durchschnittlichen Börsenpreis ab, wie an den leichten Abweichungen der relativen Marktwerte von 100 % zu erkennen ist. Preissetzend sind über den gesamten Zeitraum primär die Steinkohlekraftwerke (SKW) und teilweise auch die GuD, bei denen die relativen Marktwerte ab 2020 ebenfalls extremen Schwankungen ausgesetzt sind. Dass sich die relativen Marktwerte sowohl bei den FEE als auch teilweise bei konventionellen KW so extrem verhalten, liegt vor allem auch daran, dass der durchschnittliche Börsenpreis insgesamt auf einem sehr niedrigen Niveau verweilt, teilweise nur leicht über der Nulllinie. Selbst geringe absolute Abweichungen bei den Marktwerten resultieren dann sehr schnell in extremen relativen Werten.

Die diesem Kraftwerkseinsatz entsprechenden jährlichen CO₂-Emissionen können der Abbildung 5-8 entnommen werden. Bei den SKW fallen diese von ca. 85 t/a zunächst äquivalent zum Anstieg der Stromerzeugung aus KKW bis 2021 auf 60 Mt/a, steigen danach bis 2023 jedoch wieder auf knapp 80 t/a an und verweilen leicht schwankend auf diesem Niveau bis

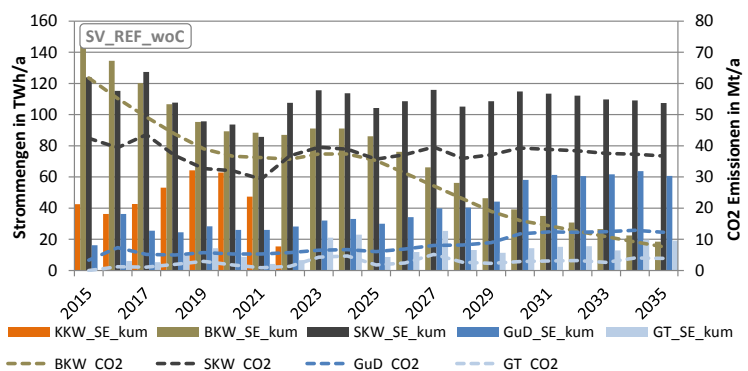


Abbildung 5-8: Stromerzeugung (SE) und CO₂-Emission der konventionellen KW 2015-2035 in der SV_REF_woC

zum Ende der Simulation. Die gesamten CO₂-Emissionen des thermisch-fossilen Kraftwerksparks reduzieren sich von 107 Mt im Jahr 2015 um 44 % auf ca. 60 Mt im Jahr 2035. Zu beachten ist an dieser Stelle, dass es sich bei den Simulationsergebnissen nur um die CO₂-Emissionen handelt, die zur Bereitstellung des Netto-Strombedarfs emittiert werden. Für eine vollständige CO₂-

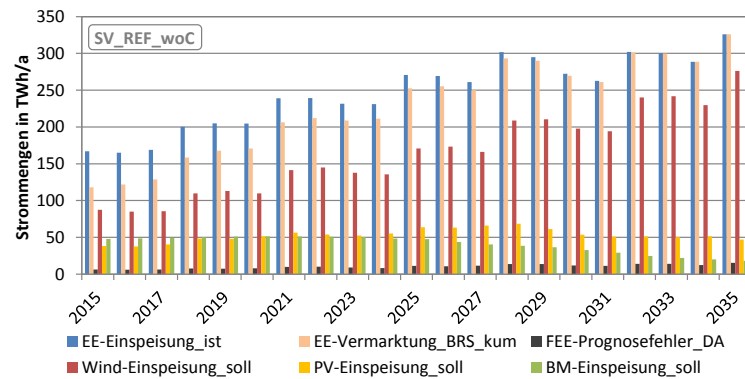


Abbildung 5-9: Eingespeiste (ist), prognostizierte (soll) und vermarktete EE-Strommengen 2015-2035 in der SV_REF_woC

Bilanzierung fehlt somit noch die Differenz zur Brutto-Stromerzeugung.

Die BMU-Leitstudie 2012, auf dessen Basis die konventionellen Kapazitäten basieren, weist für das Jahr 2035 eine Brutto-Stromerzeugung aus Gas-KW i. H. v. 101,5 TWh, aus Kohle-KW von 61 TWh und aus EE von 392,5 TWh (Nitsch et al. 2012). In der Simulation der SV_REF_woC kommen die Gas-KW jedoch zusammen lediglich auf eine Stromerzeugung von 57 TWh netto und entsprechend der Annahme zum Eigenstromverbrauch i. H. v. 1-1,5 % auf 58 TWh brutto. Dafür erzeugen die Kohle-KW in der Simulation zusammen 114 TWh netto im Jahr 2035 (siehe Abbildung 5-8). Dies entspricht bei einem angenommenen Eigenstromverbrauch von 5-7 % einer Brutto-Stromerzeugung von 121 TWh/a. Die CO₂-Emissionsziele können unter diesen Szenariobedingungen deshalb nicht erfüllt werden. Und das obwohl die gesamte EE-Stromerzeugung mit 372 TWh den Wert aus dem Szenario A der Leitstudie 2012 nur um 20 TWh unterschreitet, wenn die in der Abbildung 5-9 nicht dargestellte Einspeisung aus Wasserkraft und „EE-Rest“-Anlagen i. H. v. 45 TWh/a mit berücksichtigt wird.

Bei der Differenz zwischen der Ist-Einspeisung (EE-Einspeisung_ist) und der kumulierten EE-Vermarktung über die Börse (EE-Vermarktung_BRS_kum) handelt es sich um die Strommengen, die nicht direktvermarktet über den Netzbetreiber nach FiT vergütet werden. Da in der SV_REF_woC nicht marktgetrieben abgeregelt wird, entspricht die EE-Einspeisung_ist ab dem Jahr 2030, wenn sich sämtliche EE-Anlagen in der Direktvermarktung befinden, den abgesetzten Strommengen an der Börse. Die Abweichung aus der Summe der Soll-Einspeisung zur tatsächlichen Ist-Einspeisung entspricht der ‚Day-ahead‘ (DA) Fehlprognose (FEE-Prognosefehler_DA). Zieht man den in der Leitstudie ausgewiesenen Wert für den Brutto-Stromverbrauch¹⁰⁵ i. H. v. 565 TWh im Jahr 2035 heran, würde sich der Anteil der EE in der SV_REF_woC auf 65 % belaufen und damit den EEG-Zielwert um 5-10 % überschreiten.

Als erstes Zwischenfazit lässt sich festhalten, dass die Entwicklung der Marktpreise, ohne die Möglichkeit die FEE zukünftig auch kurzfristig abzuregeln, für alle Marktteilnehmern zu unüberschaubaren Preisrisiken führt. Die Preisschwankungen würden extrem zunehmen, wobei über den Simulationszeitraum nur noch in etwa zweidrittel der Stunden *normale* Preise und in einem Drittel *sehr niedrige* und *negative* Preise auftreten würden. Dabei würden sogar die absoluten FEE-Marktwerte ab 2025 ins Negative abfallen.

¹⁰⁵ Zum Brutto-Stromverbrauch tragen neben dem Endenergieverbrauch an Strom in den Verbrauchssektoren vor allem Leitungsverluste, der Eigenverbrauch von Kraftwerken und der Stromverbrauch der Mineralölwirtschaft und des Kohlebergbau bei, die statistisch nicht zum Endenergieverbrauch gezählt werden (Nitsch et al. 2012).

5.1.2.2 Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen

Trotz der massiven Einbrüche der FEE-Marktwerte würden sich – unter Vernachlässigung der Regelung des § 24 EEG 2014 – die Refinanzierungsbedingungen für FEE-Investoren in der *SV_REF_woC* nicht verschlechtern, wie in der linken Diagrammreihe der Abbildung 5-10 deutlich wird.

In den linken Diagrammen sind auf der linken Achse die kumulierten Ausgaben als Summe aus ‚Capital Expenditures‘ (CAPEX) und ‚Operating Expenditures‘ (OPEX) sowie die Einnahmen aus der Direktvermarktung (Income Direct Marketing – INC DM) eines Agenten abgetragen; und auf der rechten Achse die entsprechenden verkauften (sold) bzw. ggf. abgeregelten (curtailed) Strommengen (Energy Production – EP). Die Kosten setzen sich dabei in der Darstellung als gestapelte Säulen in folgender Reihenfolge zusammen: 1) die CAPEX in dunkelviolett, 2) die fixen OPEX in violett und 3) die variablen OPEX in hellviolett. Bei den

Einnahmen stapelt sich die Säule aus Einnahmen über 1) der Börse (Power Exchange – PEX) in hellorange und 2) aus dem Prämienmodell (PM) in dunkelorange. Die zusätzliche orange-weiß gestreifte Fläche – wie z. B. beim WAB 11 zu sehen – markiert dabei die überschüssigen bzw. fehlenden Einnahmen, die durch eine ineffiziente Förderung zu Stande kommen. Befindet sich die gestreifte Fläche am oberen Ende der Säule, also im positiven Wertebereich, wird eine Überförderung induziert – im negativen Bereich eine Unterförderung. Die gleiche Farbcodierung gilt ebenfalls für die Darstellung der durchschnittlichen Einnahme (\emptyset INC) und Kosten (\emptyset LCOE) in den rechten Diagrammen, wobei die durchschnittlichen Stromgestehungskosten (\emptyset LCOE) des jeweiligen ABA-Typs nicht weiter in fixe und variable Anteile untergliedert ist.

Die hellblaue Säule bei den absoluten Werten in den rechten Diagrammen gibt an, wie hoch die Einnahmen aus dem Prämienmodell hätten

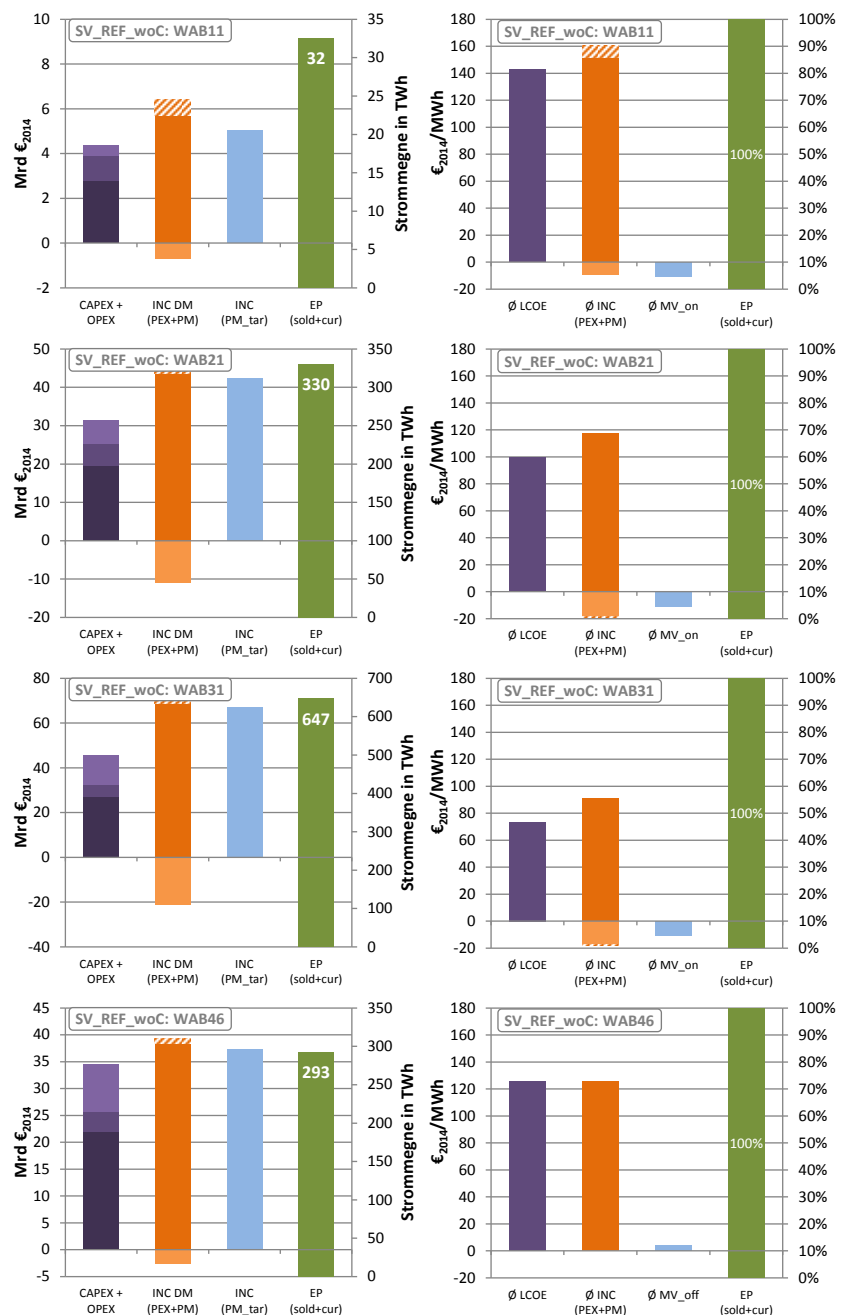


Abbildung 5-10: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der *SV_REF_woC*

ausfallen müssen, damit der Agent unter den gegebenen Szenariobedingungen seine Vollkosten effektiv hätte decken können. Diese Größe wird deshalb auch als Ziel-Einnahmen aus dem Prämienmodell $INC(PM_tar)$ bezeichnet. Bei den spezifischen Werten der rechten Diagramme gibt die hellblaue Säule den durchschnittlichen Marktwert $\emptyset MV$ der jeweiligen FEE-Technologie wieder. Die Differenz beim Vergleich dieses durchschnittlichen Marktwertes mit dem agentenspezifischen Marktwert $\emptyset INC(PEX)$ in hellorange gibt Aufschluss darüber, ob der jeweilige Agent im Vergleich zum Durchschnitt aller anderen Agenten seiner Technologieklasse, seinen Strom höher- oder minderwertig vermarkten konnte. Die im Markt abgesetzten Strommengen sind als grüne (EP_sold), die abgeregelten Strommengen (EP_cur) als rote Säule dargestellt; wobei in der SV_REF_woC logischerweise keine abgeregelten Mengen auftauchen.

Bei allen drei Onshore-WAB 11, 21 und 31 fallen die Einkommen durch die Vermarktung des erzeugten Stroms deutlich höher aus, als durch CAPEX und OPEX verursacht werden. Der WAB 11 – als Repräsentant einer Windanlage mit schlechter SOG (LK1) in Privateigentum (ID 1) – wird sogar deutlich überfördert. Da in den hinterlegten Erzeugungsprofilen über die Zeit ein Faktor für den technischen Fortschritt berücksichtigt wird, unterschätzen die Agenten in jeder neuen Anlagenkohorte modellbedingt die zukünftigen Erträge etwas. Die Agenten setzen bei der Abschätzung der kalkulatorischen LCOE deshalb tendenziell zu niedrige FLH an. Dies führt zu einem kleinen zusätzlichen Puffer, da über den Simulationszeitraum ohne Abregelung etwas mehr Strom verkauft werden kann, als für die LCOE kalkuliert wurde.

Die deutlich höhere dunkelorange Säule der absoluten Prämienzahlung $INC(PM)$ im Vergleich zu den Kosten kommt dadurch zustande, dass unter diesen Szenariobedingungen bei der variablen Marktpremie die negativen Vermarktungseinnahmen über die Strombörse $INC(PEX)$ in hellorange durch die Prämienzahlungen kompensiert werden müssen. D. h. bei der Bewertung der absoluten Einkommensströme $INC DM$ der WAB müssen diese Verluste noch berücksichtigt werden. Dennoch übersteigen bei allen Agenten die gesamten Einnahmen die kumulierten Ausgaben, sodass die Investition problemlos refinanziert werden kann. Bei der Betrachtung der Ergebnisse der rechten vier Diagramme in Abbildung 5-10 wird beim WAB 11 ebenfalls ein orange-weiß gestreifter Betrag ausgewiesen, der die Höhe der spezifischen Überförderung angibt. Er entspricht der Differenz aus den LCOE und den spezifischen Einnahmen aus dem Prämienmodell $INC(PM)$ abzüglich der Einnahmen über die Börse $INC(PEX)$. Wobei der Wert der $INC(PEX)$ einen agentenspezifischen Marktwert von -9 €/MWh ausweist und damit zumindest auf gleichem Niveau wie der $\emptyset MV_on$ liegt. Im Vergleich zu den Anlagen der LK2 (SOG_{med}) und LK3 (SOG_{high}) mit agentenspezifischen Marktwerten von knapp über -20 €/MWh , fallen die relativen Vermarktungsverluste bei der Platzierung des Stroms an der Börse deutlich niedriger aus. Ein ähnliches Bild zeigt sich für den großen EVU Investor WAB 46, der den Großteil der Offshore Windparks betreibt. Hier liegt der $\emptyset MV_off$ mit knapp 4 €/MWh sogar leicht im positiven Bereich, während der agentenspezifische Marktwert bei 0 €/MWh liegt.

Bei der Auswertung der PVAB in Abbildung 5-11 zeigt sich ebenfalls, dass alle Agenten ihre Investition refinanzieren können. Wie auch die WAB setzen die PVAB durch den hinterlegten technischen Fortschritt etwas zu niedrige FLH bei der Kalkulation der LCOE an. Wie in der rechten Diagrammreihe zu sehen, scheint der $\emptyset MV_pv$ zufälligerweise einen Wert von 0 €/MWh anzunehmen. Da sowohl die absoluten als auch spezifischen Ergebnisse keine weiteren überraschenden Effekte zeigen, wird an dieser Stelle nicht weiter auf die Ergebnisse bei den PVAB eingegangen.

Interessanter ist die Frage, wie sich die Auslastung der konventionellen KW unter diesen Szenariobedingungen gestaltet. Bei der Betrachtung der Kapazitätsfaktoren CF der konventionellen KW in Abbildung 5-12 fällt zunächst auf, dass die Auslastung der Kernkraftwerke (KKW) zu Beginn der Simulation im Vergleich zu historischen Werten sehr niedrig ist. Bis 2020 steigen sie dann auf die in der Ver-

gangenheit bekannten Werte von knapp 80 %, fallen dann aber bis zum Jahr der Abschaltung des letzten KKW Ende 2022 wieder auf knapp unter 50 %. Die Braunkohle-Kraftwerke (BKW) hingegen starten, wie auch bei den KKW zu erwarten gewesen wäre, von einem relativ hohen Niveau von knapp 90 % und verharren bis zum Ende der Simulation leicht schwankend im Bereich von 85-100 %. Und auch die Steinkohle-Kraftwerke (SKW) weisen mit 70-80 % zu Beginn der Simulation eine deutlich höhere Auslastung als die KKW auf.

Zu erklären ist das u. a. mit den implementierten Gebotsstrategien der KW-Betreiber, bei denen z. B. die BKW trotz des schon sehr niedrigen Preisniveaus weiterhin mit einem Abschlag von 40 % auf die Grenzkosten bieten. In Verbindung mit den ebenfalls extrem niedrigen Steinkohle- und CO₂-Preisen in den Jahren bis 2020 kommt es im Modell bei der ‚Merit-Order‘ zu einem sog. ‚Fuel-Switch‘ von der

Kernenergie zu Braun- und Steinkohle. Das mag etwas unrealistisch erscheinen, ist aber für die Ergebnisse zur Refinanzierbarkeit von Stromerzeugungstechnologien bei hohen Anteilen EE irrelevant, da nur die Grenzkraftwerke preissetzend sind und die KKW bis 2022 komplett aus dem System ausscheiden.

Bemerkenswert ist auch, dass die SKW ab dem Jahr 2032 bis zum Ende der Simulation eine leicht höhere Auslastung als die BKW aufweisen. Ab diesem Zeitraum sind die CO₂-Preise offensichtlich erstmals so hoch, dass die Braunkohle-Verstromung teurer wird als die Verfeuerung der Steinkohle. Interessant ist außerdem, dass die GuD-KW bis zum Jahr 2026 nicht über eine Auslastung von 20 % hinaus kommen. Erst danach – wenn die installierte Leistung von PV und Biomasse und damit auch die einspeisbaren Strommengen durch die im EEG 2014 definierten Brutto-Ausbaukorridore für diese beiden Technologiegruppen wieder abnimmt (vgl. Abbildung 5-9 im vorher-

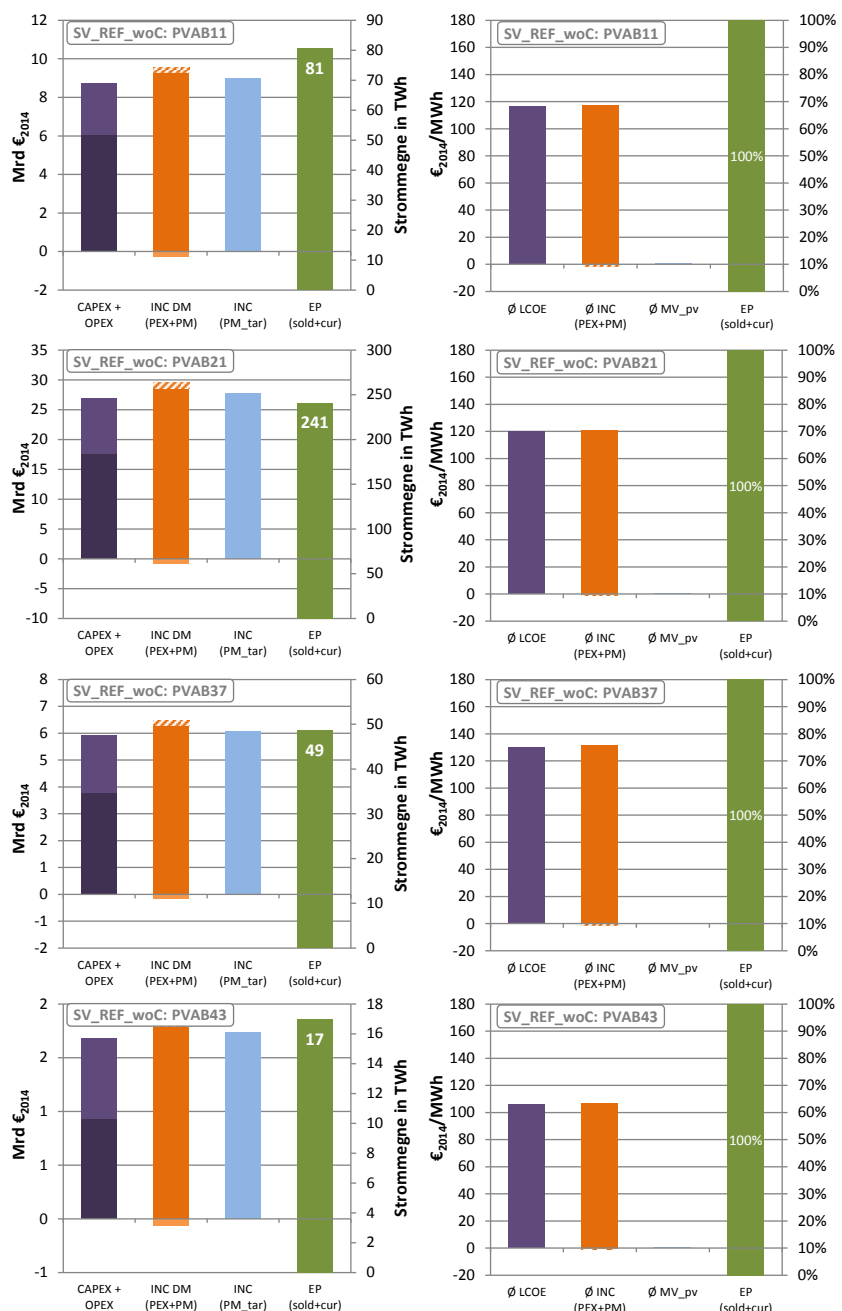


Abbildung 5-11: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (Ø LCOE), -einnahmen (Ø INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter PVAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_REF_woC

rigen Abschnitt) – steigen die Kapazitätsfaktoren der Gas- und Dampf (GuD)-KW auf bis zu 35 %. Die Gasturbinen (GT) müssen unter diesen Szenariobedingungen hingegen mit einer deutlich inkonstanteren Auslastung rechnen. Hier schwanken die CF-Werte über den gesamten Zeitraum zwischen 0-20 %, wobei sie nach dem Erreichen des Spitzenwertes von 20 % im Jahr 2027 zunächst überraschend wieder auf 10 % fallen, sich bis zum Ende der Simulation dann aber wieder leicht erholen.

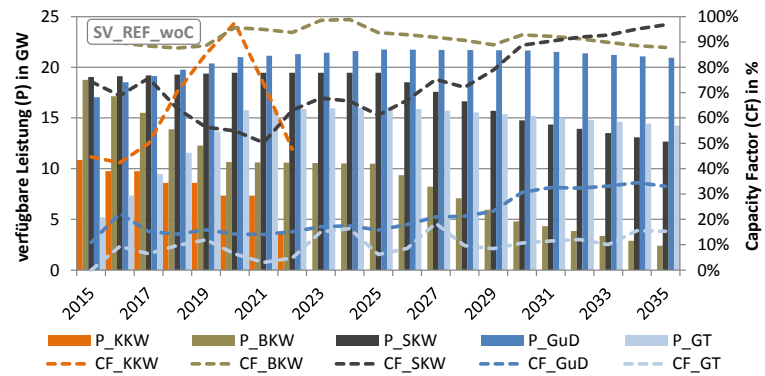


Abbildung 5-12: verfügbare Leistung (P) und Kapazitätsfaktoren (CF) konventioneller Kraftwerke von 2015-2035 in der SV_REF_woC

Während die GuD konstant überdurchschnittlich hohe Marktwerte erzielen (vgl. Abbildung 5-7 im vorherigen Abschnitt), werden sich die GT unter diesen Bedingungen wohl nicht mehr allein über eine Vergütung am ‚Energy-Only‘-Markt wirtschaftlich betreiben lassen. Hingegen werden die BKW mit einer konstant hohen und die SKW mit einer stark steigenden Auslastung ab 2021 voraussichtlich keine Schwierigkeiten bei der Refinanzierung ihrer Vollkosten haben. Letzteres ist auch der Grund, warum vor allem die CO₂-Emissionen der SKW trotz eines deutlichen Rückgangs der installierten Leistung bis zum Ende der Simulation kaum zurück gehen (vgl. Abbildung 5-8 im vorherigen Abschnitt).

5.1.3 Einfluss der Instrumente zur Marktintegration der EE

Ergebnisdarstellung der SV_REF_MPvar, SV_REF_MPfix, SV_REF_CPvar, SV_REF_CPfix im Vergleich zur SV_REF_woC:

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse bei Anwendung der variablen und fixen Markt- und Kapazitätsprämien analysiert und im Vergleich zur SV_REF_woC dargestellt. Bei den Simulationen unter Anwendung der Marktintegrationsinstrumente werden ansonsten sämtliche Parameter und Inputdaten des SV_REF_woC beibehalten, um die Wirkung der Instrumente isoliert untersuchen zu können. Um in diesem Zusammenhang auch die Ergebnisse der Instrumente hinsichtlich der Fördereffektivität und -effizienz miteinander vergleichen zu können, werden die ausgeschütteten Förderzahlungen der SV_REF_MPvar als Referenzwerte verwendet, um die Höhe der MP_{fix}, CP_{var} und CP_{fix} zu bestimmen (vgl. Abschnitt 4.6.1).

Bei den fixen Prämien bleibt die Höhe der Vergütung über den ganzen Simulationszeitraum konstant. Beim Lauf mit variabler Kapazitätsprämie wird das monatliche Umlagevolumen der Simulation mit der MP_{var} herangezogen und in eine Vergütung in €/MW umgerechnet. In Abhängigkeit der tatsächlichen FLH der Agenten und des Börsenpreisniveaus passt sich die CP_{var} ebenfalls monatlich nach oben oder unten an. Somit wird sichergestellt, dass den Anlagenbetreibern zumindest theoretisch das gleiche Fördervolumen zur Verfügung steht, auch wenn das tatsächlich ausgezahlte Fördervolumen in Abhängigkeit der abgeregelten Strommengen und des Auszahlungsmechanismus unterschiedlich ausfallen kann.

5.1.3.1 Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten

Bei der Betrachtung der in die Kategorien *normal*, *sehr niedrig* und *negativ* klassifizierten Börsenpreise über den Zeitraum von 183.960 h ergeben sich entsprechend der intendierten Anreizwirkung zur marktgetriebenen Abregelung der diskutierten Instrumente deutliche Unterschiede. Allein schon die Anreize der MP_{var} führen im Vergleich zum Referenzszenario ohne Abregelung (woC) in etwa zu einer

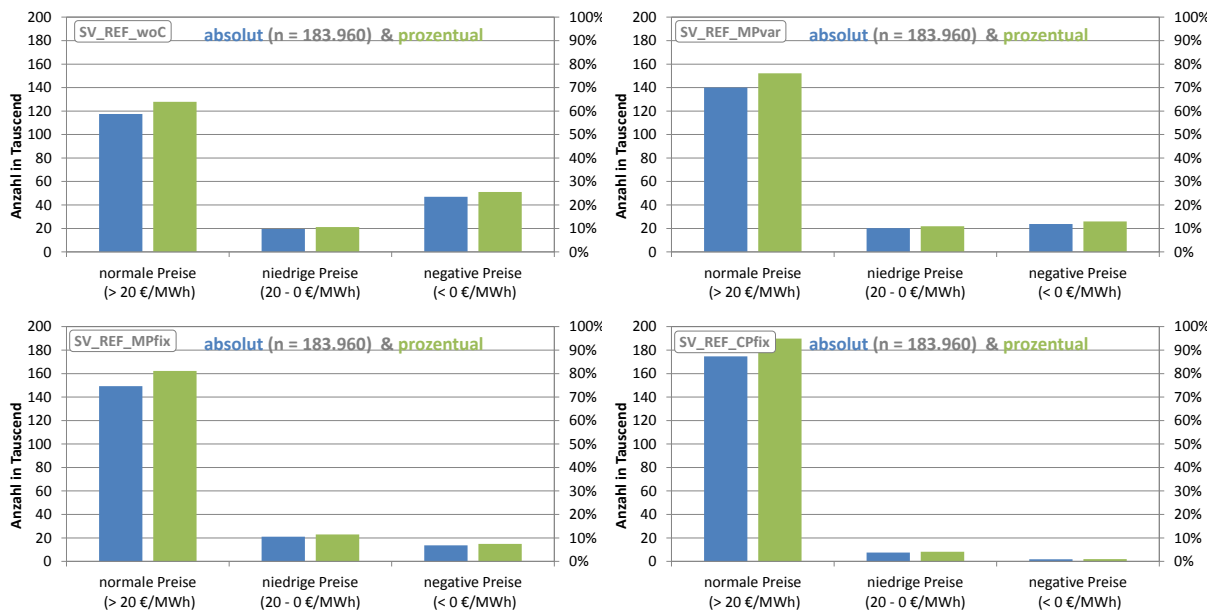


Abbildung 5-13: Anzahl und Relation normaler, niedriger und negativer ‚Day-ahead‘-Strompreise in der SV_REF_woC, MPvar, MPfix und CPfix

Halbierung der Anzahl *negativer* Preise von 26 % auf 13 % der Stunden (obere linke und rechte Grafik in Abbildung 5-13). Mit 11 % statt 10,6 % treten in der SV_REF_MPvar interessanterweise aber etwas häufiger sehr niedrige Preise auf. Dies ist mit der immanenten Prognoseunsicherheit sowohl beim Börsenpreis als auch der FEE-Leistung der Direktvermarkter-Agenten (DVAs) in der SV_REF_MPvar zu erklären. Ohne Abregelung spielen die Prognosefehler des Netzbetreibers und der DVAs – außer für die Bilanzen der Vermarktungsagenten selbst – keine wesentliche Rolle, da in diesem Fall die Strommenge eingespeist wird, die zum Zeitpunkt der Ist-Einspeisung zur Verfügung steht.

Bei der Direktvermarktung mit der MP_{var} und fehlerbehafteter Preis- und Leistungsprognose zur Kalkulation der Opportunitätskosten der Abregelung OpC_{cur} kommt es hingegen zu einer leicht verzerrten und damit ineffizienteren Preisbildung, die den Simulationsergebnissen zufolge zu häufigerem Auftreten *sehr niedriger* Preise führt. Der gleiche Effekt bei den *sehr niedrigen* Preisen zeigt sich auch bei der Szenario-Variante mit fixer Marktprämie (MP_{fix}), bei der sogar in 11,4 % der Stunden *sehr niedrige* Preise auftreten (siehe Diagramm unten links in Abbildung 5-13).

Jedoch entstehen hier durch die verstärkten Anreize zur Abregelung in nur noch gut 7 % der Fälle *negative* Preise. Die Ergebnisse der Szenario-Varianten mit variabler und fixer Kapazitätsprämie (CP_{var} und CP_{fix}) sind in der Abbildung nicht getrennt ausgewiesen, da bei beiden Instrumenten die OpC_{cur} gleich hoch sind. Sie ergeben sich allein aus den variablen Wartungs- und Betriebskosten O&M_{var} und erzeugen somit keine Unterschiede bei der Abregelungsentscheidung der DVAs (vgl. Abschnitt 3.5.2 und 4.5.2). In beiden Fällen treten nur noch in knapp 1 % aller Stunden *negative* bzw. in 4 % der Fälle *sehr niedrige* Preise auf. Dass bei Anwendung einer kapazitiven Vergütung pro Monat in €/MW die Prognoseunsicherheit im Bereich der *sehr niedrigen* Preise keine große Rolle mehr spielt, ist damit zu erklären, dass die OpC_{cur} in diesem Fall den O&M_{var} entsprechen. Für die Onshore-WAB der LK1, 2, und 3 liegen diese bei 14,8, 18,6 bzw. 20,6 €/MWh und für die Offshore-WAB bei 30,4 €/MWh. In Preisbereichen also, die am oberen Ende bzw. bei Offshore sogar über der Intervallgrenze für *sehr niedrige* Preis von 0 - 20 €/MWh liegen. In der Konsequenz werden die Windanlagen bei der CP_{var} und CP_{fix} bereits bei einem deutlich höheren Börsenpreis abregelt, noch bevor überhaupt *sehr niedrige* Preise auftreten würden.

Bei der Betrachtung der sich entwickelnden Marktwerte unter Anwendung der verschiedenen Instrumente zeigen sich deutlich bessere Ergebnisse im Vergleich zur SV_REF_woC. Weil die Ergebnisse

bzgl. der Marktwerte bei Anwendung der variablen und fixen CP durch die gleiche Anreizwirkung identisch sind, werden im Folgenden nur die Ergebnisse der CP_{fix} dargestellt (siehe Abbildung 5-14). Bei allen Instrumenten nehmen die relativen Marktwerte im Vergleich zum Lauf ohne Abregelung mit zunehmender FEE-Leistung im System zwar ebenfalls ab; sie zeigen jedoch keinen chaotischen Verlauf wie im Referenzlauf ohne Abregelung (obere Grafik). So sind die Marktwerte in der SV_REF_MPvar zwar ebenfalls mit der Schwankung des durchschnittlichen Börsenpreises (\emptyset BRS-Preis) negativ korreliert und liegen als relative Werte im Jahr 2035 für On- als auch Offshore-Windstrom nur noch bei gut 35 % und für PV-Anlagen bei knapp 60 %. Bei der MP_{fix} und erst recht bei der CP_{var} bzw. CP_{fix} können die relativen Marktwerte noch bis ca. 2030 verhältnismäßig konstant auf hohem Niveau gehalten werden (untere beiden Grafiken).

Aber nach dem Dekadenwechsel brechen sie im restlichen Zeitraum ebenfalls deutlich ein und liegen am Ende der Simulation für On- und Offshore Windenergie bei ca. 50 % bei der MP_{fix} und bei 75 % bei den CPs. Interessanterweise liegen die relativen als auch absoluten Marktwerte für PV-Strom in diesen Läufen von 2015-2030 immer etwas unterhalb derer für Windstrom. Zwischen den Jahren 2030-2035 sind die Verläufe jedoch deutlich stabiler und nehmen ab dem Jahr 2031 leicht höhere Werte als beim Windstrom an.

Bemerkenswert ist auch, welchen Effekt allein die unterschiedliche Anreizwirkung der Instrumente auf das durchschnittliche Börsenpreinsniveau hat. So steigt das mittlere Preisniveau des gesamten Simulationszeitraums von der SV_REF_woC mit 30 €/MWh, über die MP_{var} mit 78 €/MWh auf 93 €/MWh bei der MP_{fix} bzw. 117 €/MWh bei den CPs.

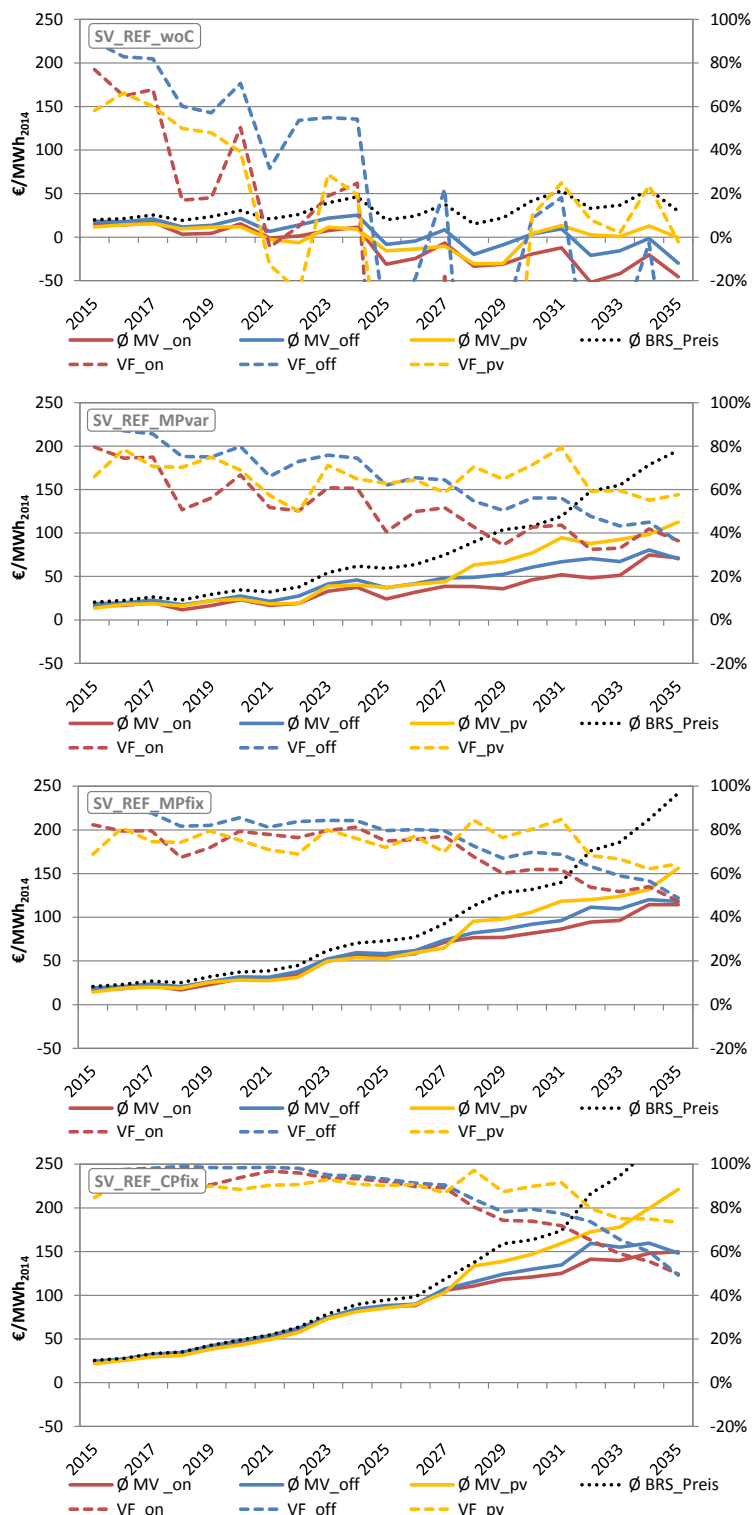


Abbildung 5-14: Absolute (MV) und relative Marktwert (VF) der FEE im Lauf mit MP_{var} , MP_{fix} und CP_{fix} im Vergleich zur SV_REF_woC von 2015-2035

Diese Wirkung zur Anhebung der Börsenpreise kommt jedoch nicht nur allein durch die zunehmende Vermeidung *negativer* Preise in Folge der Abregelung der FEE-Anlagen zustande, sondern auch durch die im letzten Drittel der Simulationen häufiger auftretenden Knappheitspreise. Durch den zunehmend abgeregelten FEE-Strom reichen offensichtlich die konventionellen Kapazitäten des SV_REF strombilanztechnisch nicht mehr aus, um in allen Stunden die Gesamtnachfrage zu decken. In diesem Fall wird der Preis im Modell pauschal auf 1.000 €/MWh gesetzt, um Knappheit zu signalisieren.

Im Lauf bei Anwendung der MP_{var} treten ab dem Jahr 2028 bis zum Ende der Simulation immerhin in 1690 h bzw. 2,4 % der Fälle Knappheitspreise auf, bei der MP_{fix} in 2.072 h bzw. 2,9 % der Fälle und bei der variablen bzw. fixen CP sogar in 2.890 h bzw. in 4,1 % aller simulierten Stunden in diesem Zeitraum. Dabei gilt in allen Varianten: je später das analysierte Jahr, desto häufiger ergeben sich Knappheitssituationen. Warum durch die Abregelung die Knappheit im Markt steigt, obwohl eine Abregelung von FEE-Anlagen eigentlich nur in Zeiten mit potenziellen FEE-Überschuss stattfinden sollte, hängt mit der enorm steigenden Preisvolatilität ab 2028 und fehlerhaften Prognosen zusammen. Dies führt zu falschen Erwartungen über die eingespeiste FEE-Strommenge und wird bei den Analysen zur zentralen und dezentralen Direktvermarktung in Abschnitt 5.2.7 genauer erläutert.

Zur Verdeutlichung der sich unter den verschiedenen Instrumenten ergebenden Börsenpreisvolatilität sind in Abbildung 5-15 nochmals vergleichend die Börsenpreise als Tagesmittelwerte des Jahres 2030 dargestellt. Gut erkennbar ist, dass die Preis-Spreads mit zunehmendem Anreiz zur marktgetriebenen Abregelung der Instrumente ebenfalls abnehmen. Das verringert zwar die Preisrisiken aller Marktteilnehmer und wirkt sich statisch effizienter für den thermischen Kraft-

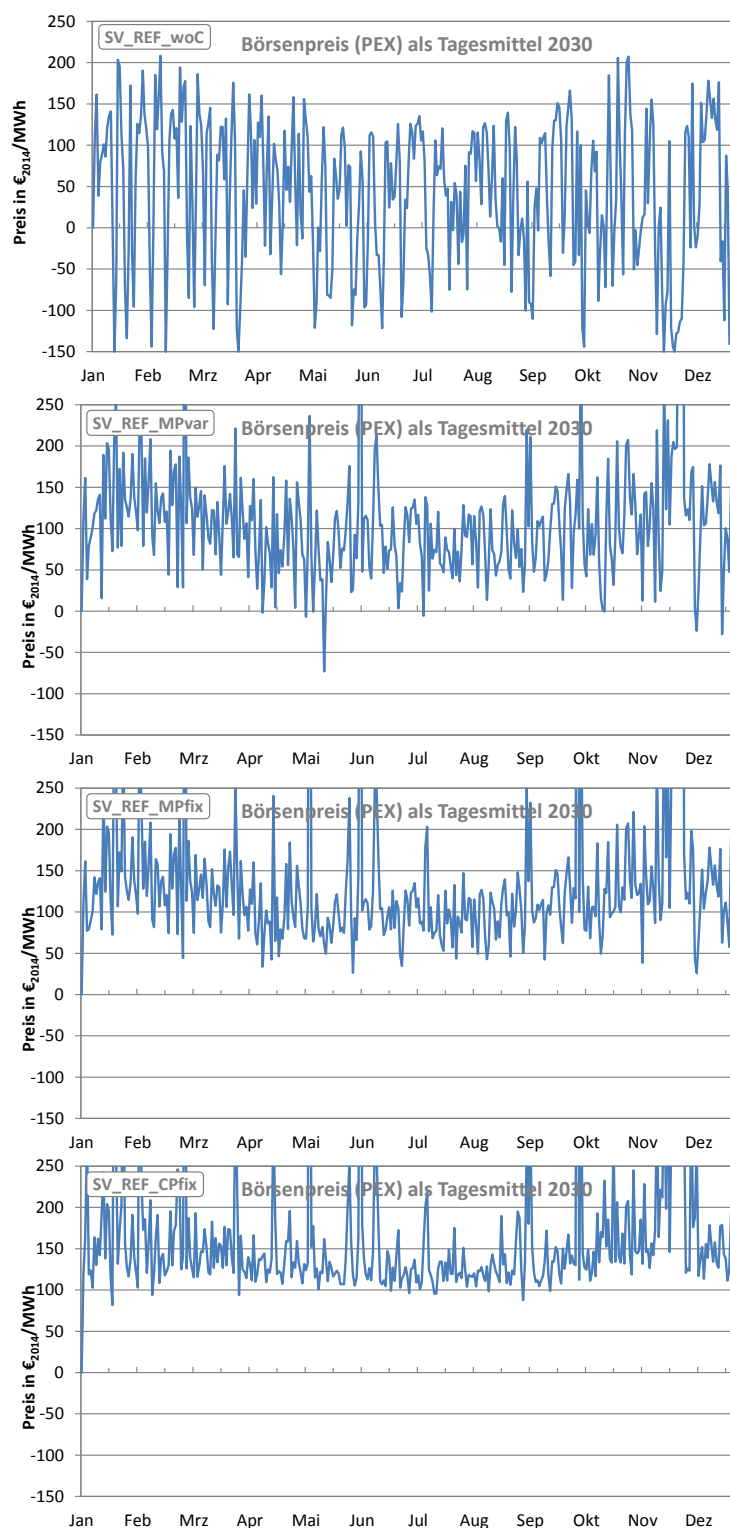


Abbildung 5-15: Börsenpreise als Tagesmittelwerte bei Anwendung von FiTs ohne Abregelung (woC), der MP_{var} , MP_{fix} und CP_{fix} im SV_REF des Jahres 2030

werksdispatch aus. Jedoch verringern abnehmende Spreads auch gleichzeitig die Anreize zur Investition in bzw. den Betrieb von Flexibilitäts Optionen. Die dynamische Effizienz des Systems würde in diesem Falle beeinträchtigt und ggf. bereits geplante Investitionen zurückgestellt oder sogar neue „Lock-In“-Investitionen in unflexiblere Einheiten getätigt, die den Transformationsprozess behindern könnten.

Es zeichnet sich bereits an dieser Stelle ab, dass im Transformationsprozess vielfältige Interdependenzen auftreten und klassische Bewertungskriterien, wie die statische oder dynamische Effizienz, mit Zielkonflikten behaftet sind.

So zeigt sich z. B. auch beim Vergleich der erzeugten Strommengen der konventionellen Kraftwerksbetreiber in Abbildung 5-16, dass sich mit verstärkten Anreizen zur Abregelung der FEE entsprechend die Stromerzeugung der thermischen KW erhöht und damit auch die CO₂-Emissionen. Bei Anwendung der MP_{var} und MP_{fix} wird neben einer leichten Steigerung der Stromerzeugung aus SKW in den Jahren 2023-2032 in Vergleich zur SV_REF_woC vor allem deutlich mehr Strom aus GuD und GT Kraftwerken erzeugt, während bei den KKW und BKW kaum Unterschiede auftreten. Bei der SV_REF_CPfix & CPvar kommen aber auch die KKW zu einer etwas höheren Auslastung zu Beginn der Simulation und die SKW produzieren nochmal deutlich mehr Strom als bei der MP_{var} oder MP_{fix}. Die Unterschiede kommen dadurch zustande, dass die Opportunitätskosten der Abregelung bei den Instrumenten in unterschiedliche Kostenbereiche der konventionellen KW fallen. Bei den MPs sind das eher die Bereiche, in denen Gaskraftwerke noch wirtschaftlich Strom erzeugen würden, und bei den CPs eher die Preise, bei denen sonst auch KKW, BKW oder SKW im Markt sind.

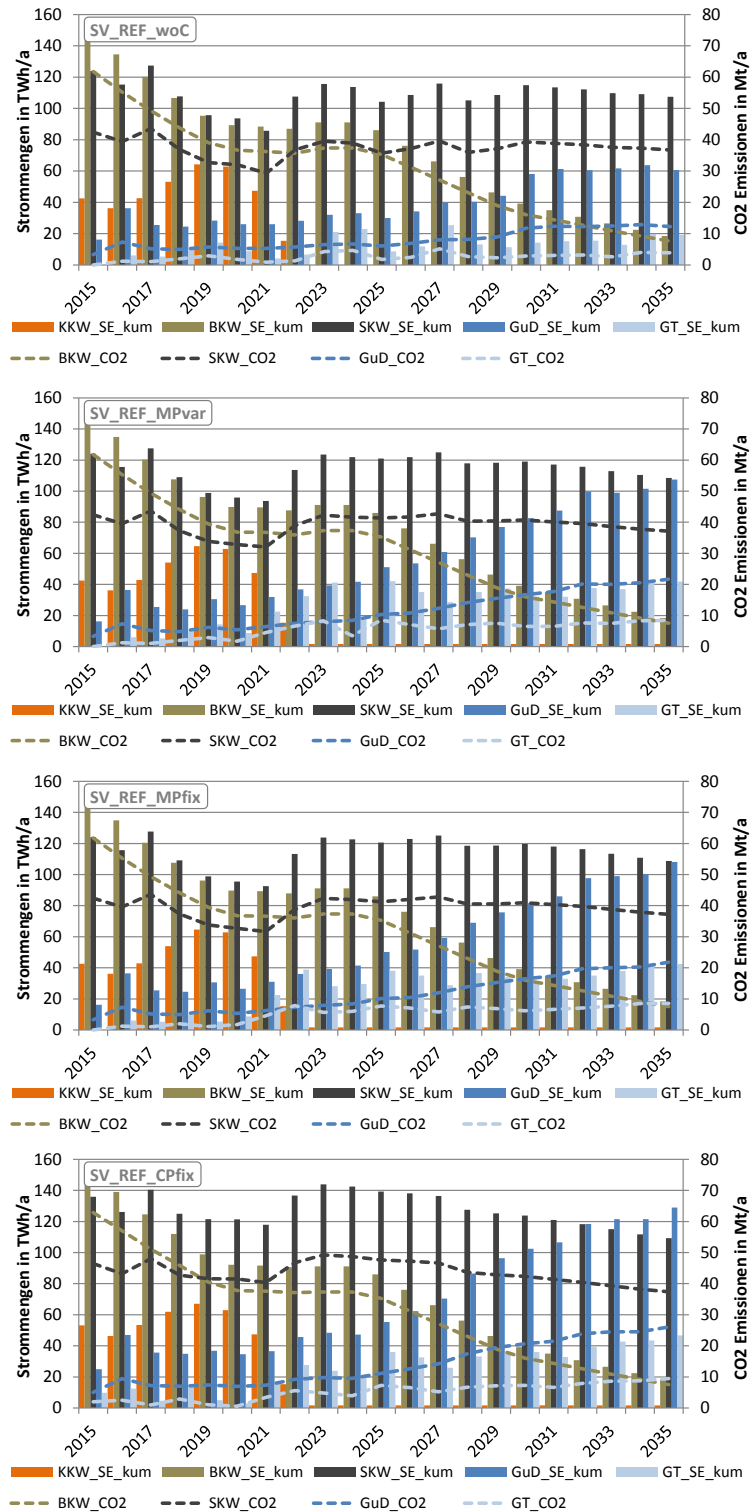


Abbildung 5-16: Konventionelle Stromerzeugung (SE) sowie die entsprechenden CO₂-Emissionen in der SV_REF_woC, SV_REF_MPvar, SV_REF_MPfix und SV_REF_CPfix von 2015-2035

An dieser Stelle zeigt sich die bereits in Kapitel 2 vermutete potenzielle Friktion bei der Vermarktung von Strom aus speicherbaren und fluktuierenden Energieträgern – mit der Folge, dass von der verstärkten Marktintegration der FEE vor allem auch die konventionellen KW-Betreiber profitieren. Insgesamt steigt die Stromerzeugung aller konventionellen KWs über den gesamten Simulationszeitraum im Vergleich zur *SV_REF_woC* mit 5.336 TWh auf 6.120 TWh in der *SV_REF_MPvar*, auf 6.101 TWh bei Anwendung der MP_{fix} und auf 6.699 TWh bei der variablen und fixen Kapazitätsprämie. Bis zum Jahr 2035 können die CO_2 -Emissionen auch nicht mehr wie in der Varianten ohne Abregelung auf 60 Mt/a reduziert werden, sondern nur noch auf ca. 75 Mt/a bei der MP_{var} und MP_{fix} bzw. 80 Mt/a bei der CP_{var} und CP_{fix} .

Die Effekte der Instrumente durch die zunehmende Abregelung der EE-Anlagen entfalten konsequenterweise ihre Wirkung auch auf die Förderkosten, wie Abbildung 5-17 verdeutlicht: Und zwar sowohl direkt auf die Preise an der Strombörse, durch den Auszahlungsmechanismus der jeweiligen Prämien, als auch indirekt, durch das veränderte Einspeiseverhalten der Anlagenbetreiber-Agenten (ABAs).

Die Börsenpreise bestimmten bei den variablen Prämien wiederum die Referenzmarktwerte für die Berechnung der Prämienhöhe und damit die Umlagekosten. *Zur Erinnerung:* Das durchschnittliche Börsenpreinsniveau in der *SV_REF_woC* ist bis zum Simulationsende nie über das Niveau von 50 €/MWh hinausgegangen, bei gleichzeitigen Anstieg der Umlagekosten auf bis zu 50 Mrd. €/a. Diese Umlagekosten, die von allen nicht-privilegierten Letztverbrauchern getragen werden müssen, könnten sich bei allen untersuchten Instrumenten deutlich reduzieren. Sie erreichen z. B. bei der Variante mit der MP_{var} mit knapp 28 Mrd. € bereits 2021 ihren höchsten Wert und fallen aufgrund der steigenden Börsenpreise bis

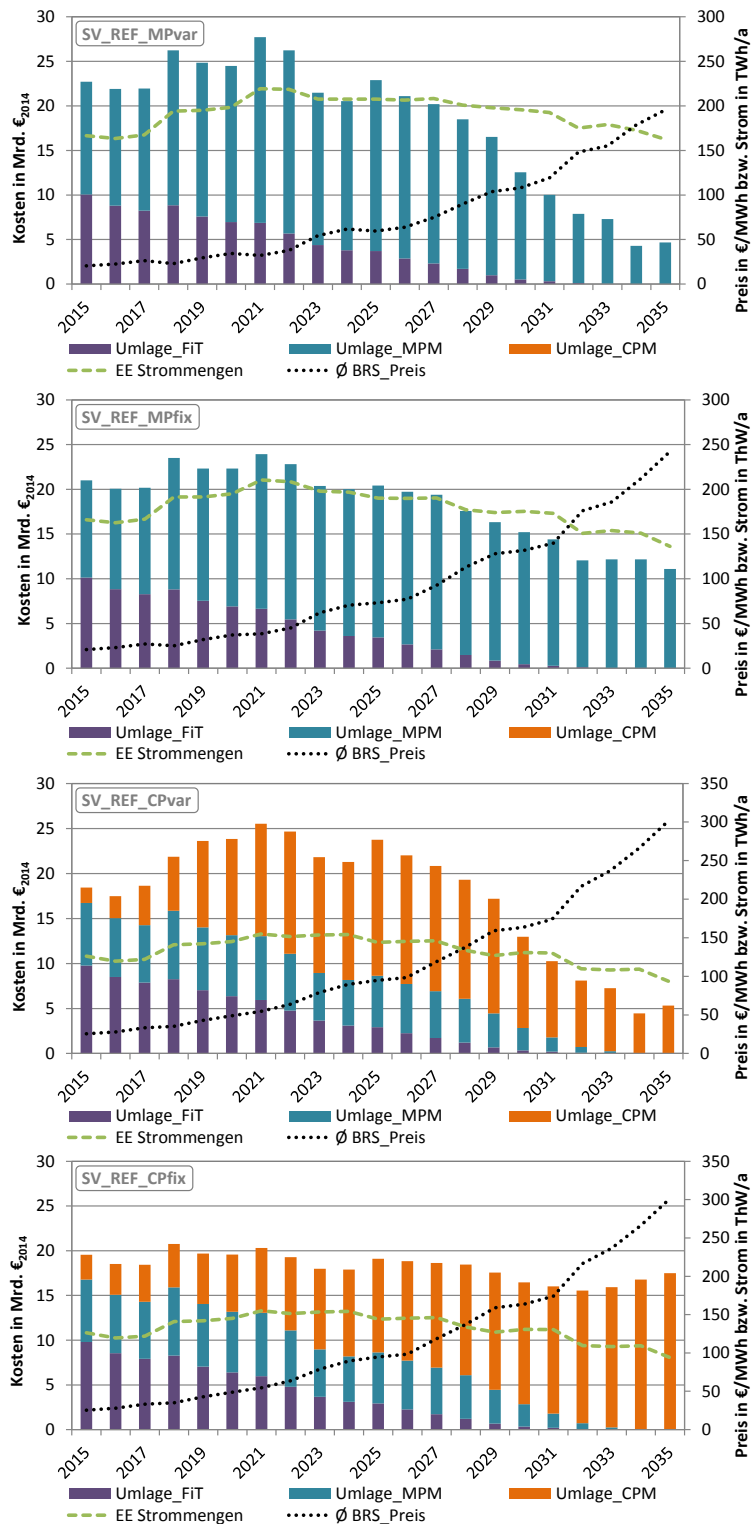


Abbildung 5-17: Förderumlagekosten sowie eingespeisten EE-Strommengen in der *SV_REF_MPvar*, *SV_REF_MPfix*, *SV_REF_CPvar* und *SV_REF_CPfix* von 2015-2035.

Ende 2035 auf knapp 5 Mrd. €.

Kumuliert über den gesamten Simulations- und Investitionszyklus belaufen sich die Zahlungen über die MP_{var} auf 384 Mrd. €. Bei der MP_{fix} passen sich die Förderzahlungen nicht an das \emptyset BRS-Preisniveau an und erreichen ihren höchsten Stand ebenfalls im Jahr 2021 bei knapp 24 Mrd. €, bevor sie zum Ende auf ca. 11 Mrd. € abfallen (siehe zweite Grafik von oben in Abbildung 5-17). Bei der Variante mit fixer Marktprämie belaufen sich die aufsummierten Umlagekosten auf 387 Mrd. €, bei Anwendung der CP_{var} auf 368 Mrd. € sowie 383 Mrd. € bei der CP_{fix} .

Gut zu erkennen ist, dass die jährlichen Fördervolumina bei den fixen Prämien im Vergleich zu den variablen Prämien wesentlich gleichmäßiger verteilt sind, sodass in der ersten Hälfte der Simulation die Förderzahlungen niedriger ausfallen, dafür in der zweiten Hälfte jedoch deutlich höher. Das macht aus Sicht des Regulierers die zukünftig anfallenden Förderkosten deutlich besser planbar. Für die Investoren steigt jedoch gleichzeitig die Unsicherheit darüber, entweder deutlich unter- oder überfördert zu werden.

Wie die Verläufe der eingespeisten EE-Strommengen verdeutlichen, würde das im EEG 2014 gesetzte Ziel bis 2035 55-60 % des Brutto-Stromverbrauchs durch EE zu decken unter den Bedingungen des SV_REF mit allen Instrumenten deutlich verfehlt. Am besten verhält es sich noch mit der MP_{var} , bei der die EE-Strommengen bis 2020 kontinuierlich ansteigen, anschließend im Zeitraum bis 2027 jedoch trotz neu ins System kommender Kapazitäten auf einem Niveau um die 210 TWh/a verharren, bevor sie bis zum Simulationsende 2035 auf 163 TWh fallen. Nimmt man die EE-Einspeisung aus Wasserkraft, Klär- und Deponiegasanlagen (EE-Rest) – die im Modell außerhalb des Fördersystems mitlaufen und deshalb nicht abgeregelt werden können – i. H. v. 46 TWh hinzu, würde der Anteil bei der angenommenen Entwicklung des Brutto-Stromverbrauchs i. H. v. 565 TWh im Jahr 2035 gerade einmal knapp 37 % ausmachen. Bei den Varianten mit der MP_{fix} beläuft sich der Anteil inkl. der EE-Rest-Einspeisung mit 182 TWh/a nur noch auf 32 % und bei der variablen und fixen Kapazitätsprämie mit gerade einmal 140 TWh/a auf knapp 25 %. Das bedeutet letztendlich, dass der EE-Anteil im System bei diesen Instrumenten im Jahr 2035 niedriger wäre als 2015. Das zeigt, wie schwer es für den Regulierer werden wird, die anvisierten erneuerbaren Anteile effektiv zu erreichen, da das Mengenrisiko der EE zukünftig mit berücksichtigt werden muss.

Um eine Kennzahl zum Vergleich der Fördereffizienz der Instrumente zu erhalten, müssen die kumulierten Förderkosten der Simulationen in Relation zu den eingespeisten Strommengen aus Wind-, PV-, und Biomasseanlagen gesetzt werden. Tabelle 5-6 gibt diese Kennzahl im Vergleich aller Referenzläufe an. Wenig überraschend ist, dass die Effizienz der Förderung im Lauf ohne Abregelung mit 134,9 €/MWh sehr niedrig ausfällt, da viel EE-Strom zu negativen Preisen eingespeist und vergütet wird. Hier schneiden die MP_{var} mit 95,1 €/MWh oder die MP_{fix} wesentlich besser ab. Einen überraschend schlechten Wert weisen auch die CP_{var} und CP_{fix} mit 132,1 bzw. 137,3 €/MWh auf. Das liegt daran, dass bei einer kapazitativen Vergütung die neu installierten Anlagen auch die Förderprämie erhalten, selbst wenn sie bei einer Abregelung kein Strom ins System einspeisen. Bei den Marktprämien wird bei einer Abregelung hingegen auch die Förderzahlung eingestellt. Die Zahlen zeigen, dass die theoretisch höhere Effizienz einer fixen Markt- oder Kapazitätsprämie, wie es die in den einleitenden Kapiteln zitierten Studien zur EEG Reform proklamieren, unter diesen Szenariobedingungen in der Praxis nicht bestätigt werden kann.

Ob und inwiefern die durch die Instrumente ausgezahlte Förderung, das deutlich verbesserte Preisni-

Tabelle 5-6: Vergleich der Fördereffizienz der diskutierten Instrumente in der SV_REF.

Fördereffizienz	SV_REF_woC	SV_REF_MPvar	SV_REF_MPfix	SV_REF_CPvar	SV_REF_CPfix
in € ₂₀₁₄ /MWh	134,9	95,1	103,2	132,1	137,3

veau im Allgemeinen, sowie die höheren absoluten als auch relativen Marktwerte im Speziellen die Einnahmesituation der ABAs beeinflussen, wird im nächsten Abschnitt erörtert.

5.1.3.2 Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen

Zur Rekapitulation: In der *SV_REF_woC* wurde das jahresgemittelte Börsenpreisniveau durch die starke Zunahme *sehr niedriger* und *negativer* Börsenpreise im Laufe der Simulation auf einem sehr niedrigen Niveau gehalten, teilweise sogar nahe 0 €/MWh. In der Folge liefen auch die absoluten Marktwerte der FEE teilweise in negative Bereiche (vgl. Abschnitt 5.1.2). Für die konventionellen KW ergab sich eine nur schwer kalkulierbare Einnahmesituation durch stark schwankende relative Marktwerte. Die FEE konnten sich jedoch durch den Ausgleich der Einnahmen über die Börse zum anzulegenden

Wert der LCOE auch in einem solchen dynamischen Marktumfeld problemlos refinanzieren und wurden tendenziell sogar überfördert.

Bei der Betrachtung der Ergebnisse in den Szenarien mit marktgetriebener Abregelung sowie den damit assoziierten Einnahmen über die Strombörse INC(PEX) bzw. dem Prämienmodell (PM) der beispielhaft dargestellten WAB in Abbildung 5-18, zeigen sich für den Lauf mit variabler MP in allen Leistungsklassen deutliche Verschlechterungen bei den am Markt abgesetzten Strommengen. Bei den vermarkteten Strommengen des WAB 11 liegen die spezifischen Einnahmen über die Börse \emptyset INC(PEX) mit 60 €/MWh aber deutlich über dem durchschnittlichen Marktwert aller WAB mit gut 34 €/MWh (Diagramm oben rechts).

Durch die höherwertige Vermarktung zeigt sich im obersten linken Diagramm deshalb auch, dass die notwendigen Einnahmen über das Prämienmodell INC(PM_tar) im Vergleich zu den anderen Agenten nur beim WAB 11 im

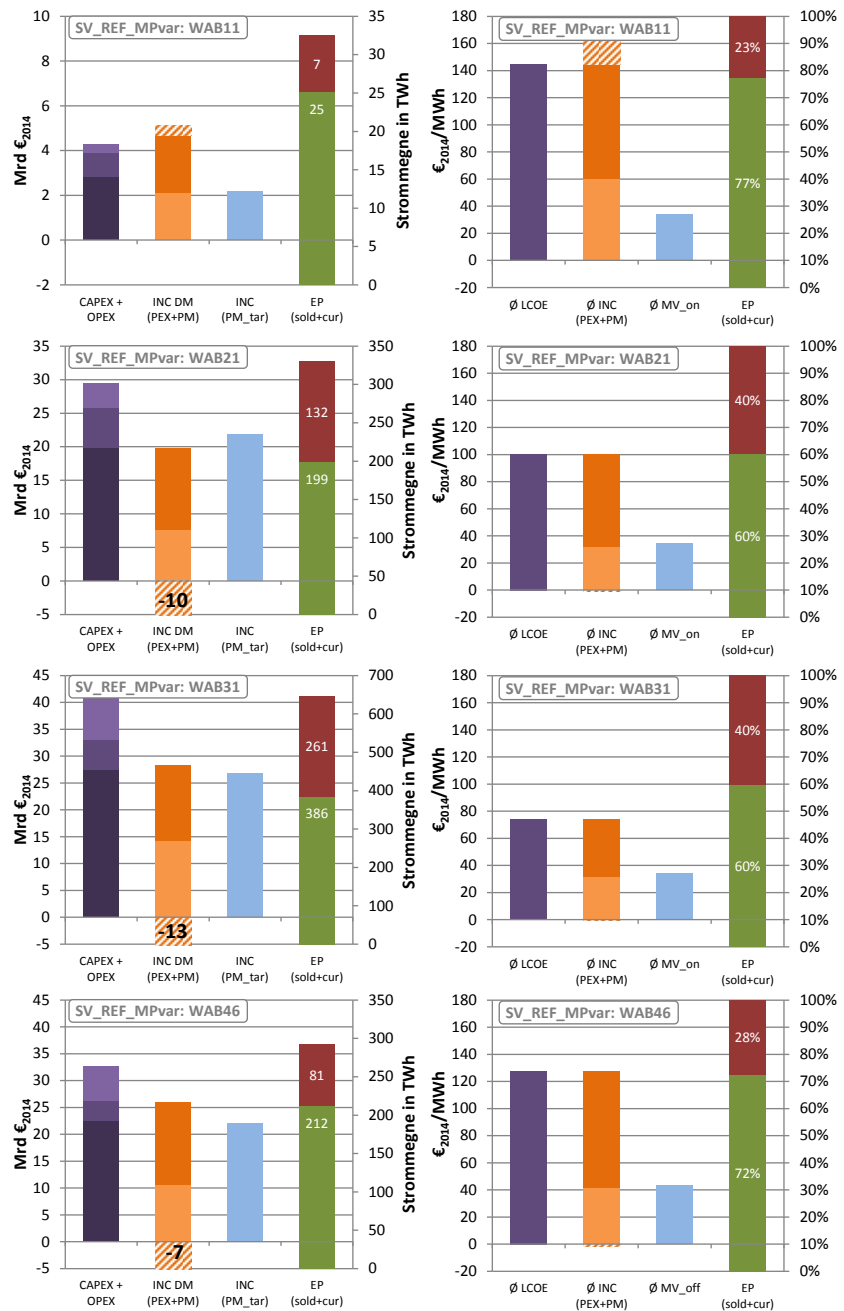


Abbildung 5-18: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der *SV_REF_MPvar*

Sinne einer effizienten Förderung niedriger hätten ausfallen müssen als die tatsächlichen INC(PM) in dunkelorange. Beim WAB 21, 31 und 46 hingegen hätte deutlich mehr ausgezahlt werden müssen, um die aufgrund der Abregelung fehlenden Einnahmen zur effektiven Deckung der Vollkosten zu kompensieren. Im Umkehrschluss heißt das, dass die ursprünglich von den Agenten kalkulierten LCOE durch zu geringe FLH zu niedrig angesetzt wurden.

Bei den spezifischen Einkommen über das Prämienmodell \emptyset INC(PM) des WAB 11 wird deshalb auch eine potenzielle „Überförderung“ der Anlagen der LK1 als orange-weiß gestreifte Fläche angezeigt. In Anführungszeichen deshalb, weil es sich hierbei um einen gewollten Anreizeffekt bei der MP_{var} handelt, der auf eine Marktwertsteigerung des produzierten Stroms hinauslaufen soll. Anlagen, die antizyklisch zum durchschnittlichen Onshore Erzeugungsprofil einspeisen und damit höherwertigen Strom produzieren, werden damit besser gestellt. Somit soll ein gleichmäßiger Ausbau der Anlagen bzw. Erzeugungsprofile angereizt werden. Augenscheinlich erwirtschaftet der WAB 11 auch ca. 26 €/MWh mehr, als seine spezifischen zum Investitionszeitpunkt kalkulierten LCOE i. H. v. 144 €/MWh bedingt hätten.

Die deutlich erhöhte Anzahl an Stunden, in denen durch die marktgetriebene Abregelung der Stromerzeugung (EP_cur) gar keine Vergütung verbucht werden kann, führt zu der Situation, dass die Gesamtkosten der Investitionen beim WAB 21, 31 und 46 nicht vollständig gedeckt werden können. Zu erkennen ist das an den negativen orange-weiß gestreiften Flächen bei den absoluten Einnahmen in den linken Diagrammen. Die „Überförderung“ beim WAB 11 ist demnach sogar zwingende Voraussetzung, damit sich die RoE-Erwartung des Investors erfüllt, da dieser zum Investitionszeitpunkt kaum absehen kann, dass er im Laufe der Zeit bis zu 23 % des potenziell erzeugbaren Stroms nicht am Markt absetzen kann. Am schlechtesten sieht die Situation bei den WAB 21 und 31 aus, bei denen durch die niedrigeren Opportunitätskosten der Abregelung bis zu 40 % der Strommengen abgeregelt werden. Und auch der Offshore-WAB 46 muss mit der Abregelung von bis zu 28 % seiner Stromerzeugung rechnen.

Da sich die Prämienhöhe bei der MP_{var} am agentenspezifischen anzulegenden Wert orientiert, steigen die Opportunitätskosten der Abregelung gleichzeitig mit der Vergütungshöhe. Durch diesen Effekt kommt es auf der Systemebene aus Kostengesichtspunkten zu einer ineffizienten Abregelungsentscheidung, da die günstigsten Anlagen bei negativen Preisen als erstes abgeregelt werden. Durch die modelltechnische Vereinfachung, bei der die LCOE gleich dem anzulegenden Wert gesetzt werden, zeigt sich dieser Effekt auch beim Vergleich der abgeregelt Strommengen, wenn die Agenten innerhalb einer Leistungsklasse verglichen werden. Durch die unterschiedlichen WACC der Investoren weisen alle Agen-

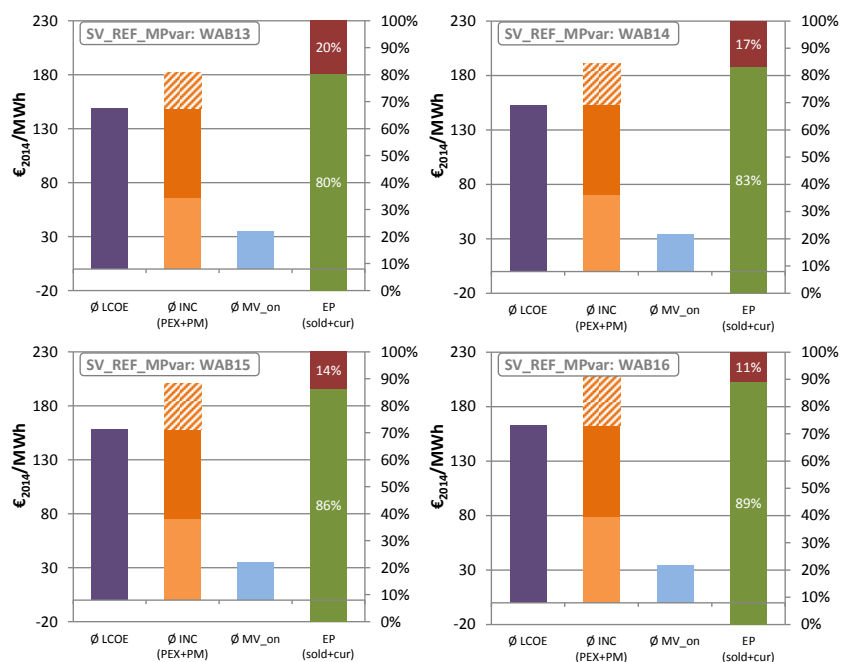


Abbildung 5-19: Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelt Strommengen (EP_cur) der WAB der LK1 von 2015-2035 in der SV_REF_MPvar

ten einer Klasse teilweise deutliche Unterschiede in der Höhe der LCOE auf, obwohl sie mit den gleichen Investitions- und Betriebskosten sowie Ressourcenpotenzialen initialisiert werden. Wie beispielhaft in Abbildung 5-19 zu sehen, steigt bei der MP_{var} die Menge des abgeregelten Stroms mit fallender Höhe der LCOE. Bei WAB 11 (hier nicht abgebildet, sondern in Abbildung 5-18) sind es 23 % mit LCOE i. H. v. 144 €/MWh, bei WAB 13 20 % und 148 €/MWh, bei WAB 14 17 % und 153 €/MWh, bei WAB 15 14 % und 159 €/MWh und bei WAB 16 11 % und 162 €/MWh.

Ein recht ähnliches Bild bzgl. der Refinanzierungsbedingungen bei Anwendung der MP_{var} ergibt sich für die PVAB, wobei im Vergleich zu den WAB direkt auffällt, dass aufgrund der deutlich höheren Opportunitätskosten weniger Strom abgeregelt wird. Maximal 24 % sind es beim PVAB 21 und 47 (siehe Abbildung 5-20). Eine Ausnahme bildet der PVAB 11, der die Investorengruppe privater Eigentümer der Aufdachanlagen

< 10 kW repräsentiert und damit nicht verpflichtet ist, seinen Strom über einen Händler direktvermarkten zu lassen. Damit ist er auch nicht von der marktgetriebenen Abregelung betroffen und kann 100 % seines erzeugbaren Stroms ins System einspeisen bzw. selbst verbrauchen.

Interessant ist bei den abgebildeten Agenten der Sonderstatus des PVAB 11 auch deshalb, weil beim Vergleich der relativen Einnahmen direkt ersichtlich wird, dass der PVAB 11 der einzige Agent ist, der mit seinem agentenspezifischen Markt wert $INC(PEX)$ in hellorgane über dem technologiespezifischen Marktwert aller PV-Anlagen im System liegt ($\emptyset MV_{pv}$). Das verwundert zunächst, da die FEE-Marktwerte gerade durch die marktgetriebene Abregelung im Vergleich zum SV_{REF_woC} deutlich angehoben werden konnten (vgl. vorherigen Abschnitt 5.1.3.1).

Hier kommt jedoch ein Trittbrettfahrer- und Mitnahmeeffekt zum Tragen: Der PVAB 11 profitiert von der Abregelung

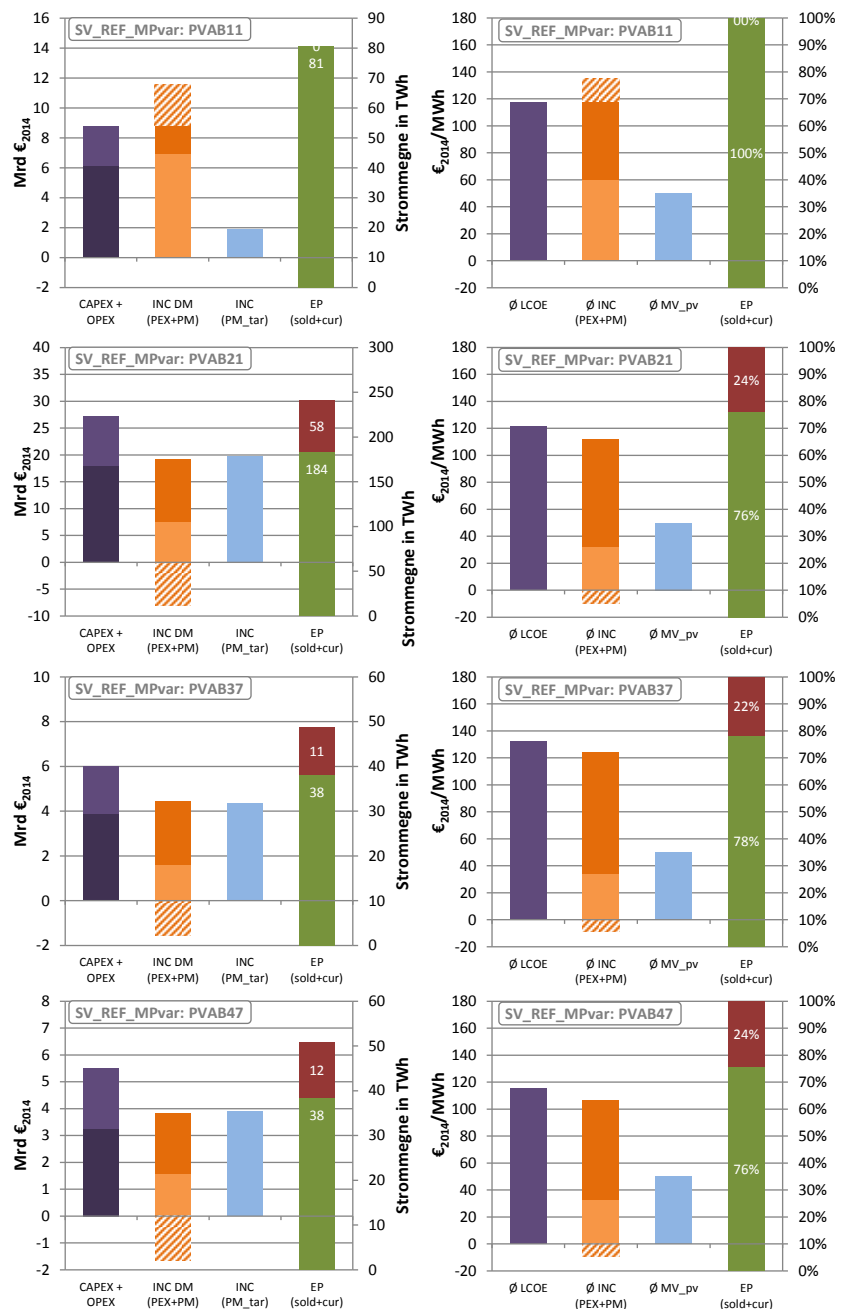


Abbildung 5-20: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter PVAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_{REF_MPvar} .

der restlichen PV-, Wind- und Biomasseanlagen-Leistungsklassen und dem dadurch insgesamt steigenden Börsenpreinsniveau durch deutlich seltener auftretende negative Preise. Weil die anderen Anlagen abgeregelt werden, kann der PVAB 11 in dieser Szenario-Variante Strom bei positiven Preisen einspeisen, sodass er noch mehr verdient als schon im *SV_REF_woC*.

An dieser Stelle sei jedoch noch mal darauf hingewiesen, dass es sich bei der Konfiguration des *SV_REF* bzgl. der verfügbaren Flexibilitäten im System im Verhältnis zur Menge der volatilen Einspeisung um ein restriktives Szenario handelt: Bei einem Rückgang der Gesamtstromnachfrage um 10 % über den Simulationszeitraum werden gleichzeitig jedes Jahr 2.500 MW Onshore-WKA netto zugebaut, sodass sich im Jahr 2035 ca. 90 GW Windleistung im System befinden. Darüber hinaus werden auch keine neuen flexiblen Verbraucher wie P2X- bzw. DSM-Einheiten ins System integriert. Eine höhere Flexibilität ergibt sich lediglich durch die sukzessive Verringerung konventioneller Grundlastkapazitäten.

Ein wiederum deutlich anderes Bild bzgl. der Refinanzierungsbedingungen ergibt sich bei der Betrachtung der beispielhaft dargestellten WAB bei Anwendung der fixen Marktprämie in Abbildung 5-21. In diesem Lauf werden an den guten Standorten (LK3) durch die im Referenzlauf angenommene immer dichtere Installation von WKA und dem damit verstärkt wirkenden Gleichzeitigkeitseffekt beim WAB 31 bis zu 55 % des potenziell erzeugbaren Stroms marktgetrieben abgeregelt. Im Vergleich hierzu sind es beim WAB 11 mit den deutlich schlechteren meteorologischen Standortbedingungen in Süddeutschland „nur“ 38 %.

Durch die fixe Prämie, die an alle Anlagenbetreiber in gleicher Höhe ausgezahlt wird, ergibt sich jedoch ein ausgleichender Effekt bzgl. der Refinanzierungsbedingungen:

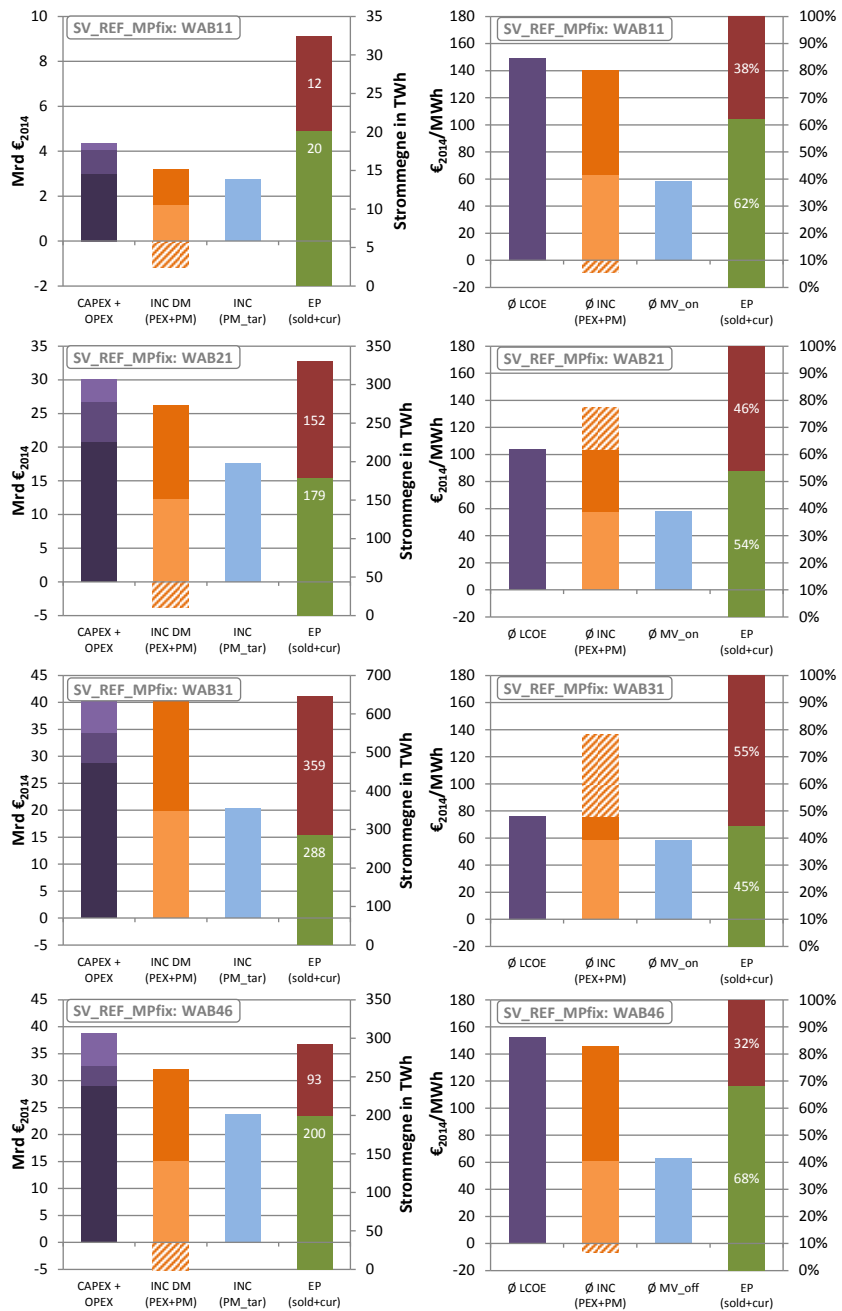


Abbildung 5-21: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (Ø LCOE), -einnahmen (Ø INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der *SV_REF_MPfix*.

Da die WAB der LK3 deutlich geringere LCOE¹⁰⁶ aufweisen als die der LK1, erhalten erstere relativ gesehen zu ihren Vollkosten auch eine deutlich höhere spezifische Förderung. Dieser Effekt wird durch die orange-weiß gestreifte Fläche herausgestellt, die beim WAB 11 negativ ist und damit die Höhe der Unterförderung ausdrückt und beim WAB 31 positiv und damit eine Überförderung. Zu erkennen ist ebenfalls, dass diesmal der WAB 11 eine höhere Förderung INC(PM_tar) in hellblau benötigt hätte, als er durch Einnahmen über die Prämien INC(PM) in dunkel-orange erzielt hat, um seine Kosten effektiv zu decken.

Durch diese vorteilhafte Wirkung der MP_{fix} an Standorten mit guten Ressourcenbedingungen würde demnach auch vermehrt an diesen Standorten investiert werden, sodass die Fortschreibung der historischen Verteilung in der SV_REF beim Leistungszubau an Standorten mit hohen und niedrigen SOGs in diesem Fall gar nicht unplausibel ist. Effizient ist dieser Förderanreiz jedoch nicht, weil damit genau das Gegenteil dessen bewirkt wird, was mit der Marktintegration der FEE eigentlich verfolgt wird: eine Vergleichmäßigung der deutschlandweiten FEE-Erzeugungsprofile. Darüber hinaus zeigt sich, dass die Marktwertunterschiede der Agenten im Vergleich zur SV_REF_MPvar deutlich geringer ausfallen und somit die Anreize zu einer verstärkt räumlich differenzierten Anlageninstallation abnehmen. Nur durch die spezifisch betrachtete Überförderung der Anlagen können die WAB der LK3 trotz der Abregelung von über der Hälfte ihres Stroms davon ausge-

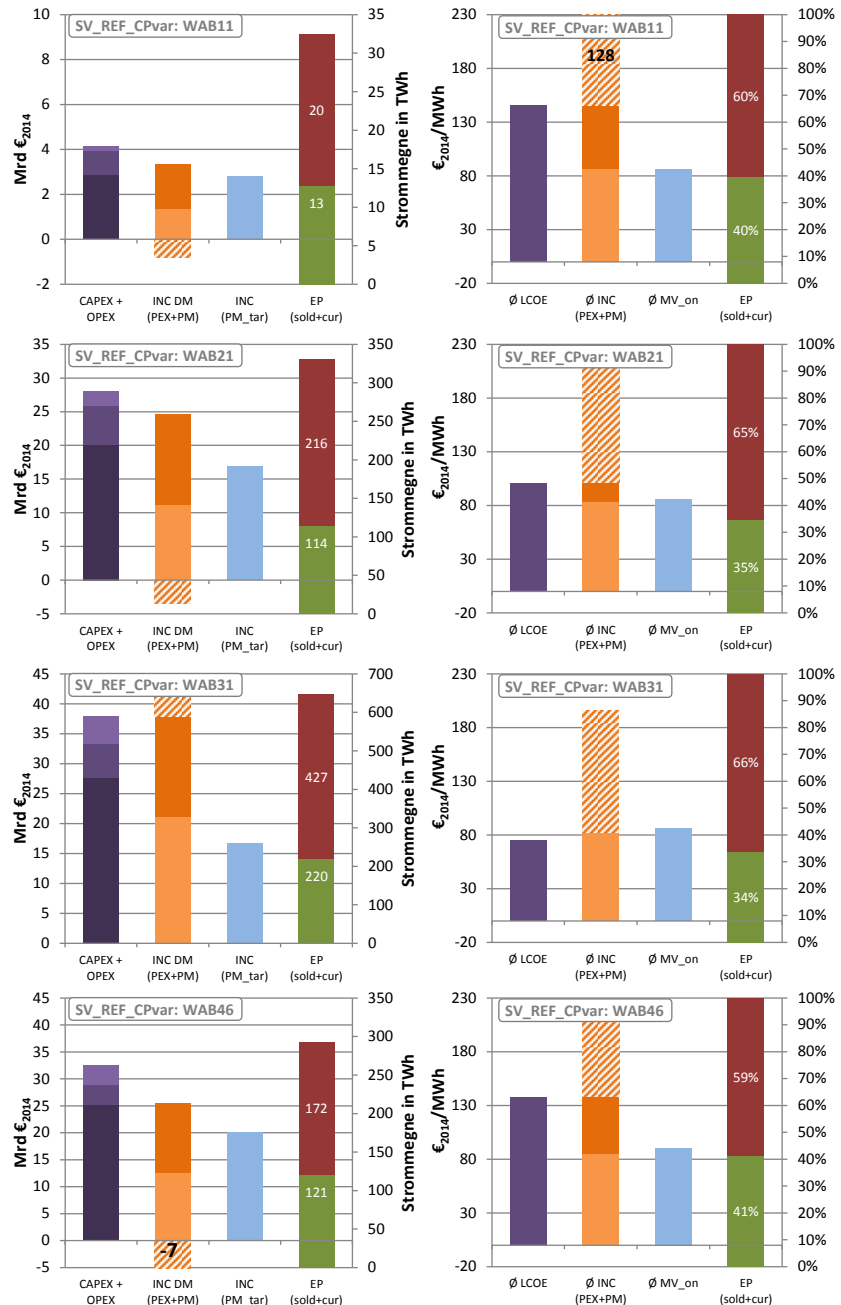


Abbildung 5-22: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (Ø LCOE), Einnahmen (Ø INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_REF_CPvar.

¹⁰⁶ Die dargestellte Höhe der LCOE bezieht sich auf die kalkulatorischen LCOE zum Investitionszeitpunkt und nicht auf die tatsächlich während der Betriebszeit. Bei allen Agenten werden deshalb durch die fehlerhafte Annahme über die zukünftigen Anlagenauslastung viel zu niedrige LCOE als anzulegender Wert angesetzt.

hen, die Investitionen auch refinanzieren zu können. Sowohl der WAB 11 als auch der WAB 21 sowie der Offshore-WAB 46 weisen bei den kumulierten absoluten Einnahmen (in Höhe der orange-weiß gestreiften Fläche im negativen Bereich) einen nicht zu unterschätzendes Risikopotenzial einer Fehl-investition auf. Die schlechtesten Bedingungen haben den Simulationsergebnissen zufolge die Investoren der LK1 in Süddeutschland, und das obwohl der WAB 11 mit 63 €/MWh sogar einen leicht höheren agentenspezifischen Marktwert \emptyset INC(PEX) erzielt, als der WAB 31 mit 59 €/MWh oder der WAB 21 mit 57 €/MWh.

Bei den Simulationsergebnissen für die PVAB mit fixer Marktpremie ergibt sich wie schon im Lauf mit der MP_{var} das erwartete Bild einer deutlichen Besserstellung des PVAB 11 im Vergleich zu den anderen Agenten, da auch bei der SV_REF_MPfix die gleichen Trittbrettfahrer- und Mitnahmeeffekte wie bei der MP_{var} auftreten. Da bei den PVAB 21, 37 und 47 im Vergleich zur SV_REF_MPvar die abgeregelten Strommengen mit 29 %, 26 % und 28 % nur leicht ansteigen (SV_REF_MPvar : 24 %, 22 % und 24 %) und sich damit die Refinanzierungsbedingungen nochmals leicht verschlechtern, ansonsten aber keine besonderen Effekte auftreten, wird an dieser Stelle auf weitere Ausführungen verzichtet. Die grafische Darstellung der Ergebnisse kann jedoch in den Anhang H)-1) eingesehen werden.

Interessanter sind die Ergebnisse bei den Läufen mit variabler und fixer CP. Da nicht nur der Vergleich dieser Ergebnisse zum SV_REF_woC entscheidend ist, sondern vor allem auch der Vergleich zwischen diesen beiden Instrumenten, werden die Ergebnisse zusammen dargestellt. Zunächst lässt sich anhand der linken vier Diagramme in Abbildung 5-22 festhalten, dass unter den gegebenen Bedingungen der SV_REF_CPvar höchstwahrscheinlich nur der WAB 31 ohne größere Probleme seine

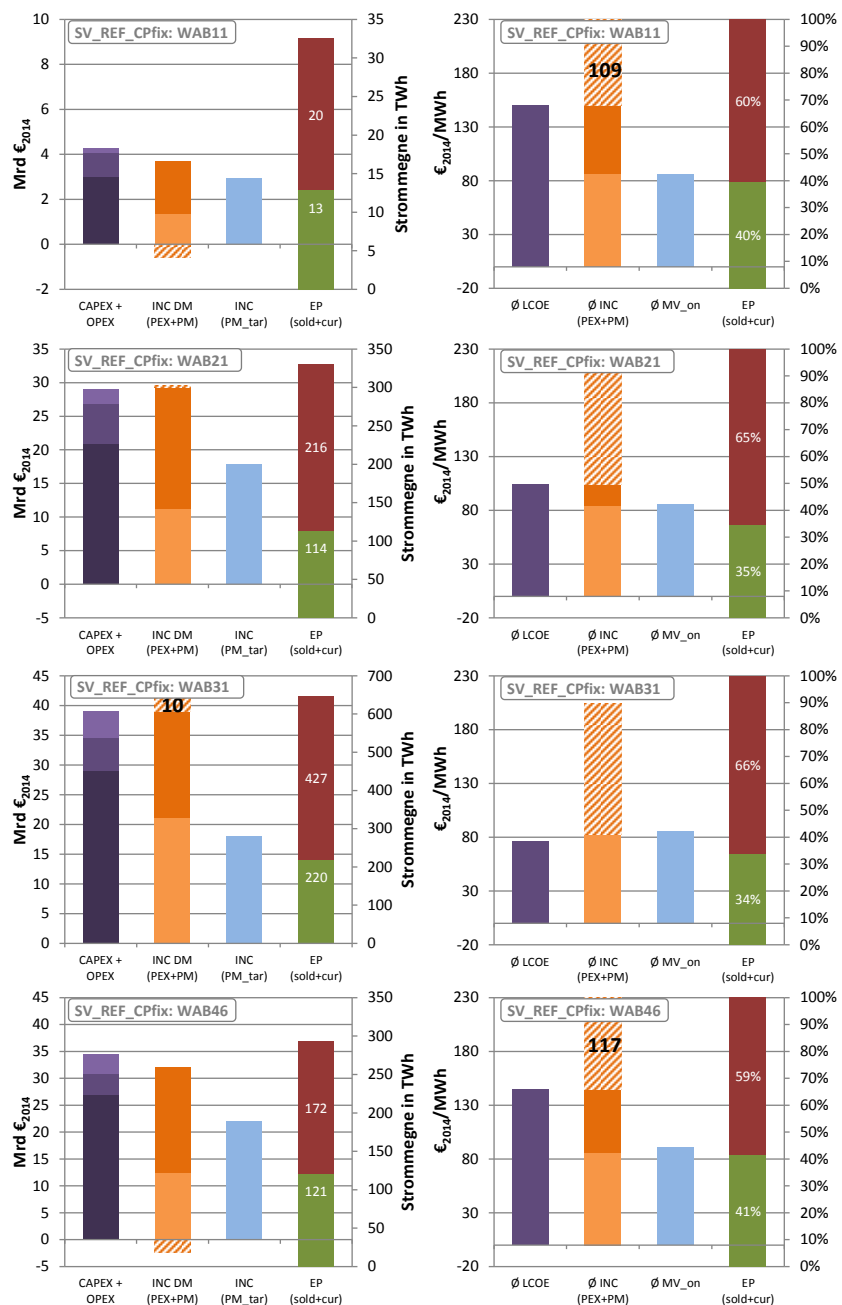


Abbildung 5-23: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_REF_CPfix .

Investition refinanzieren kann. Alle anderen WAB weisen bei den Gesamteinnahmen durch die Direktvermarktung INC DM deutliche Fehlinvestitionspotenziale im negativen Bereich der orange-weiß gestreiften Fläche auf. Im Übrigen ein recht ähnliches Ergebnis wie bei Anwendung der MP_{fix} . Jedoch werden sowohl bei Anwendung der CP_{var} als auch der CP_{fix} im Vergleich zu den Szenario-Varianten mit variabler oder fixer Marktpremie nochmals deutlich mehr Strommengen marktgetrieben abgeregelt (vgl. Abbildung 5-22 und Abbildung 5-23 mit Abbildung 5-20 und Abbildung 5-21). Beim WAB 11 steigt die EP_{cur} kumuliert über den gesamten Simulationszeitraum auf bis zu 60 %, beim WAB 21 und WAB 31 sogar auf 65 bzw. 66 % und beim Offshore-WAB 46 auf 59 %. Da die Opportunitätskosten der Abregelung bei der CP_{var} und CP_{fix} für die Agenten gleich sind, unterscheiden sich die Ergebnisse in dieser Hinsicht nicht. In der $SV_REF_CP_{fix}$ kann trotz der massiven Abregelung neben dem WAB 31 ebenfalls der WAB 21 davon ausgehen, seine Vollkosten zu refinanzieren (siehe Abbildung 5-23). Der WAB 11 und auch der WAB 46 haben trotz der relativ hohen fixen Kapazitätsvergütung für Onshore-Wind i. H. v. 7,163€/MWh und Monat bzw. für Offshore-Wind i. H. v. monatlich 21,902 €/MWh weiterhin Schwierigkeiten bei der Refinanzierung. Das liegt vor allem daran, dass bei einer fixen Kapazitätsprämie die Refinanzierungswahrscheinlichkeit stark davon abhängt, wie hoch der Anteil der fixen Kapazitätsprämie zur Deckung der spezifischen Vollkosten (LCOE) ist. Oder anders herum ausgedrückt: Wieviel der Agent über die abgesetzten Strommengen an der Strombörse im Verhältnis zu den spezifischen Vollkosten in €/MWh einnimmt. Die dunkelorange plus die orange-weiß gestreiften Flächen in den rechten vier Diagrammen stellen die spezifischen, d. h. auf die MWh umgerechneten, Einnahmen über die Kapazitätsprämie dar. Hier sieht es bei der variablen als auch fixen

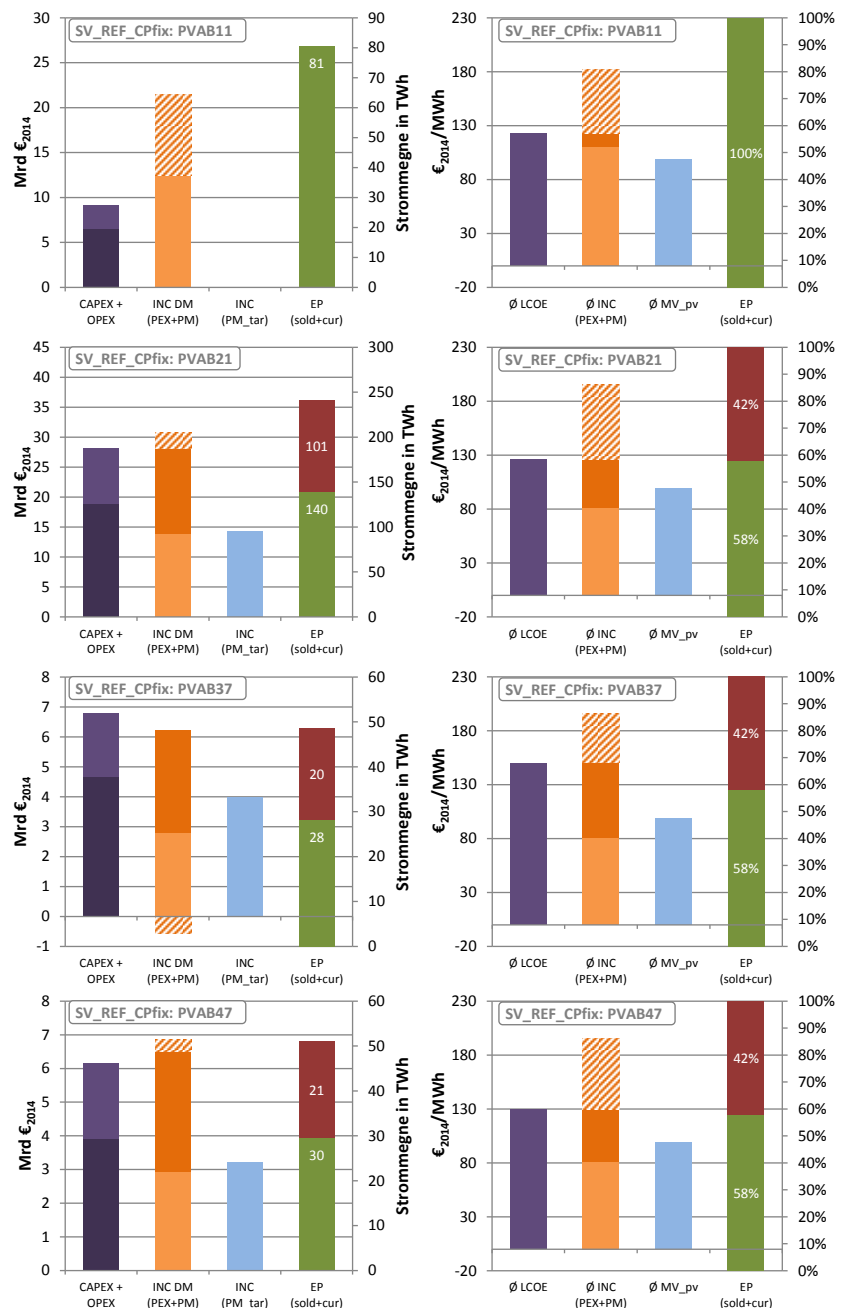


Abbildung 5-24: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten ($\bar{\text{LCOE}}$), -einnahmen ($\bar{\text{INC}}$) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP_{cur}) ausgewählter PVAB im Zeitraum 2015-2035 in der $SV_REF_CP_{fix}$.

CP zunächst so aus, als würden alle WAB deutlich überfördert, da die durchschnittlichen Einnahmen aus dem Prämienmodell \emptyset INC(PM) sehr hohe Werte aufweisen. Dies liegt jedoch daran, dass durch die hohen abgeregelten Strommengen, die kapazitative Vergütung bezogen auf die abgesetzten Strommengen sehr stark ansteigt.

Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass die kalkulatorischen LCOE nicht mehr zur tatsächlich realisierten Auslastung der Anlagen passen. Diese Problematik trifft im Übrigen alle Anlageninvestoren, da sie bei der Berechnung der LCOE nur auf die potenziellen meteorologischen FLH der Vergangenheit zurückgreifen können, aber zum Zeitpunkt der Investition nicht abschätzen können, welcher Anteil ihrer potenziell erzeugbaren Strommengen am Markt tatsächlich abgesetzt werden kann. In den Modellergebnissen führt deshalb bei den Agenten die umgerechnete kapazitative Vergütung in €/MWh zu einer scheinbaren „Überförderung“ in Höhe der orange-weiß gestreiften Fläche. Aus den spezifischen bzw. durchschnittlichen Einnahmen pro MWh kann deshalb nicht auf die Refinanzierbarkeit geschlossen werden.

Damit wird auch deutlich, warum bei Anwendung der CP_{fix} eine klare Bevorteilung der Agenten an Standorten mit meteorologisch hohen FLH vorliegt (WAB 31). Diese Agenten können ihre Vollkosten zu deutlich höheren Anteilen über die abgesetzten Strommengen an der Börse refinanzieren (vgl. hierzu das Verhältnis aus den INC(PEX) in hellorange zur den Vollkosten in violett). Und das, obwohl sich wie schon bei der MP_{fix} auch bei den Varianten mit der CP_{var} und der CP_{fix} die agentenspezifischen Marktwerte \emptyset INC(PEX) untereinander kaum noch unterscheiden: WAB 11 84 €/MWh, WAB 21 81 €/MWh und WAB 31 80 €/MWh. Auch die mit einem deutlich anderen Profil einspeisenden Wind-Offshore-Anlagen des

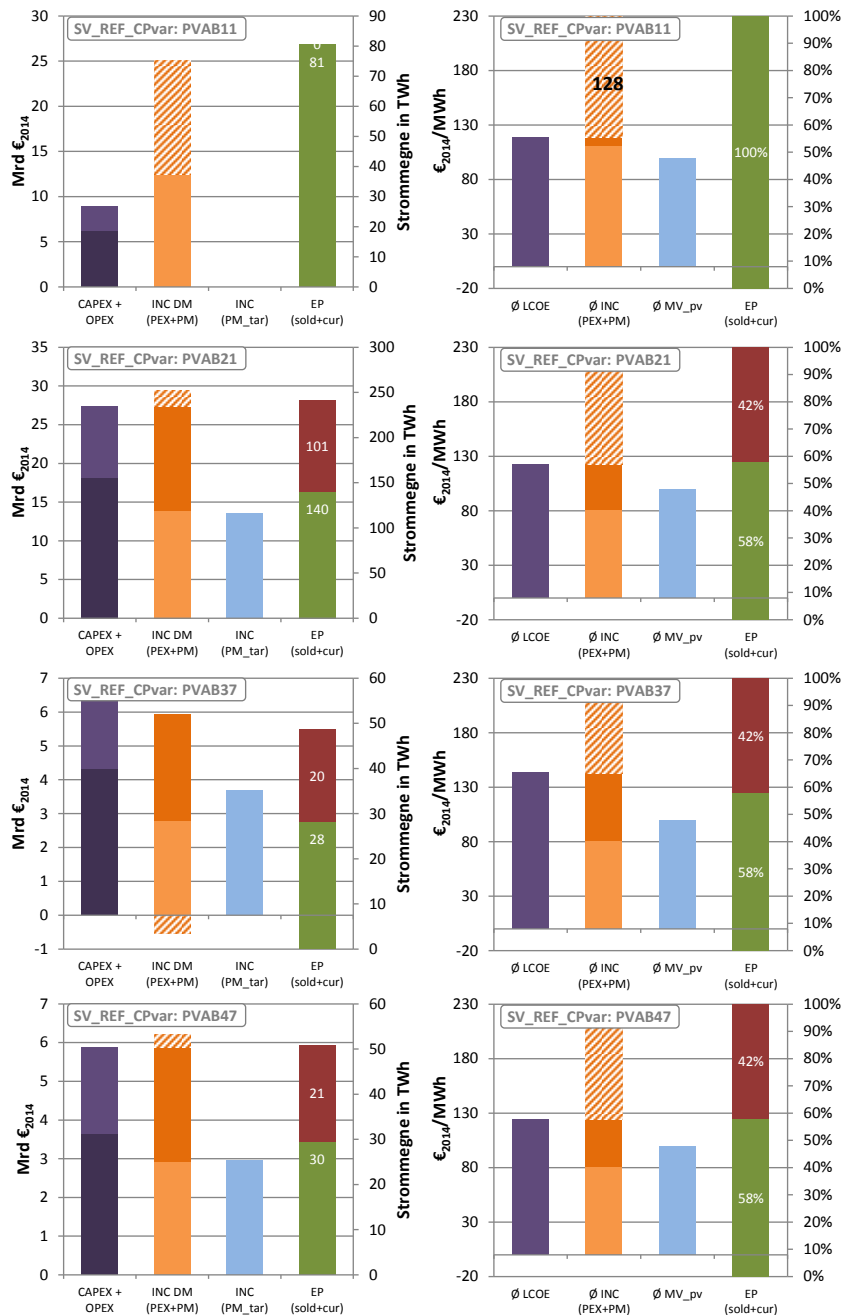


Abbildung 5-25: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter PVAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_REF_CPvar.

WAB 46 erzielen nur einen agentenspezifischen Erlös an der Strombörse i. H. v. 85 €/MWh und liegen damit ebenfalls leicht unterhalb des \emptyset MV_off mit 90 €/MWh. Die eigentlich mit der Marktintegration der FEE beabsichtigten Anreize den Strom hochwertig zu vermarkten werden demnach bei einer kapazitiven Vergütung zu Nichte gemacht.

Beim abschließenden Blick auf die Situation der PVAB in der Szenario-Variante mit variabler und fixer CP fallen keine weiteren überraschenden Ergebnisse auf (siehe Abbildung 5-24 und Abbildung 5-25).

Auch hier steigen die abgeregelten Strommengen der Agenten in der Direktvermarktung im Vergleich zur Szenario-Variante mit variabler und fixer MP nochmals deutlich an – von 22 %, 24 % und 22 % bei der MP_{var} bzw. 30 %, 27 % und 28 % bei der MP_{fix} auf einheitlich 42 %. Das sowohl bei der CP_{var} als auch der CP_{fix} die Anlagenklassen zu exakt gleichen Anteilen abgeregelt werden liegt daran, dass die Opportunitätskosten des Abregelung bei diesen Instrumenten allein durch die kurzfristigen Grenzkosten, also den $O\&M_{var}$, bestimmt werden. Die verschiedenen PV-Anlagenklassen weisen jedoch nur unterschiedliche hohe fixe O&M aus, die $O\&M_{var}$ sind hingegen bei allen gleich Null.

Auch bei den PV-Anlagen haben diejenigen Investoren die beste Chance ihre Vollkosten zu erwirtschaften, die die geringsten spezifischen Kapitalkosten aufweisen bzw. den größeren Anteil ihrer Einnahmen über die verkauften Strommengen erzielen. Dies gilt bei den dargestellten Agenten vor allem für den PVAB 21 und 46. Der PVAB 37 hat trotz geringer spezifischer Investitionskosten im Vergleich zu den Anlagen der LK2 insgesamt höhere LCOE, da die Renditerwartung des Investors wesentlich höher ist. Eine Sonderstellung unter den PV-Investoren behält der PVAB 11 auch in den Läufen mit einer kapazitiven Vergütung, der in der Variante mit der CP_{var} sogar von noch höherer

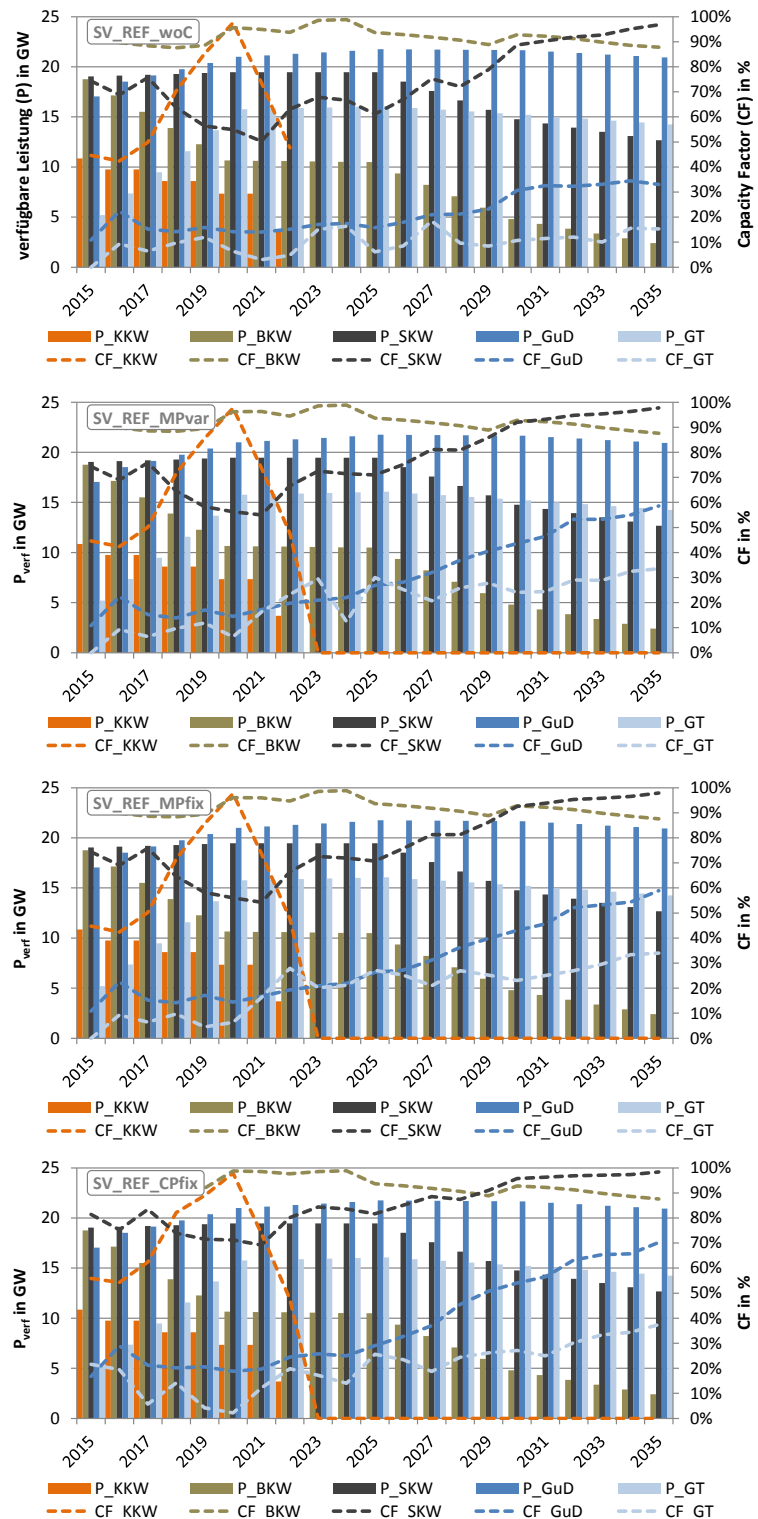


Abbildung 5-26: Verfügbare Leistung (P) und Kapazitätsfaktoren (CF) konventioneller Kraftwerke bei Anwendung der MP_{var} , MP_{fix} und CP_{fix} von 2015-2035 in der SV_REF im Vergleich zur SV_REF_woC.

ren Trittbrett- und Mitnahmeeffekten profitieren kann, als bei der CP_{fix} . Wie im Diagramm des PVAB 11 in Abbildung 5-25 zu erkennen, verdient dieser unter den gegebenen Rahmenbedingungen knapp das Vierfache seiner Vollkosten. Kumulierten Einnahmen i. H. v. 34 Mrd. € stehen gerade einmal 8,8 Mrd. € Gesamtkosten gegenüber.

Beim Blick auf die Auslastung der konventionellen KW im Vergleich zur Situation in der SV_REF_woC in Abbildung 5-26 erschließt sich, dass bei Anwendung der diskutierten Instrumente der abgeregelte EE-Strom äquivalent durch konventionelle Leistung substituiert wird. Vor allem zu Beginn der Simulation erhöhen sich die Kapazitätsfaktoren (CFs) der BKW und SKW, während die GuD und GT vor allem zum Ende der Simulationsläufe ihre Auslastung deutlich verbessern können. So steigt bspw. der CF der GuD bei der SV_REF_CPfix im Vergleich zur Variante ohne Abregelung im Jahr 2035 von 32 % auf 70 % und die Auslastung der GTs von 16 % auf 38 %. Entsprechend steigen in den Szenario-Varianten bei Anwendung der FEE-Förderinstrumente aber auch die CO_2 -Emissionen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die PVAB im Vergleich zu den WAB deutlich schwächer vom Gleichzeitigkeitseffekt und durch die wesentlich niedrigeren kurzfristigen Grenzkosten i. H. v. 0 €/MWh ($O\&M_{var}$) auch deutlich seltener von einer marktgetriebenen Abregelung betroffen sind. Zwar verringert eine kapazitative Vergütung der FEE das Risiko der Einnahmeausfälle durch die marktgetriebene Abregelung im Vergleich zu einer Marktprämie pro eingespeister Megawattstunde. Jedoch fällt die Fördereffizienz bei den Kapazitätsprämien damit auch deutlich schlechter aus (vgl. vorheriger Abschnitt). Da den Ergebnissen zufolge die Refinanzierungsbedingungen für die PVAB unabhängig vom angewendeten Instrument als etwas besser im Vergleich zu den WAB zu bewerten sind, wird als nächstes eine Szenario-Variante simuliert, bei der im Unterschied zur SV_REF nicht die Windleistung jährlich um 2.500 MW netto zunimmt, sondern die PV-Leistung. Hierdurch sollten sich die Marktwerte der WAB verbessern.

5.2 Ergebnisse der vergleichenden Wirkungsanalyse verschiedener Einflussfaktoren

In den folgenden Analysen werden Szenario-Varianten durchgespielt, auf die über das Förderdesign direkt Einfluss genommen werden kann. Hierbei wird erstens analysiert, welche Einflussfaktoren eine positive Wirkung auf der Systemebene hinsichtlich der Fördereffektivität und -effizienz aufweisen. Und zweitens, wie sich diese Faktoren gleichzeitig auf die Refinanzierungsbedingungen auf der Akteursebene auswirken.

5.2.1 Szenario-Varianten und Parametrisierung des Modells

Die Grundparametrisierung ist in allen folgenden Szenario-Varianten zunächst wie in der SV_REF , außer bei den Parametern und Inputdaten, die in Tabelle 5-7 hervorgehoben sind (zur Parametrisierung der SV_REF siehe Tabelle 5-2 in Abschnitt 5.1.1). In jeder der untersuchten Szenario-Varianten wird jeweils nur ein Parameter oder ein Teil der Inputdaten variiert, um den Einfluss isoliert im Vergleich zum jeweiligen Referenzszenario untersuchen zu können. Auf die hinter der Änderung des jeweiligen Parameters stehende Überlegung wird zu Beginn eines jeden Analyseabschnitts kurz eingegangen.

Aufgrund der sehr großen Anzahl an potenziellen Vergleichsmöglichkeiten kann jedoch nicht bei jeder Variante gleichzeitig der Einfluss aller vier Instrumente untersucht werden. Die Auswahl beschränkt sich deshalb auf die Prämienmodelle, die zuvor vorteilhafte Ergebnisse hinsichtlich der Fördereffizienz und Refinanzierungsbedingungen gezeigt haben.

Tabelle 5-7: Parametrisierung und Inputdaten der simulierten Szenario-Varianten im Vergleich zur SV_REF

Abschnitt	Bezeichnung der Szenario-Variante	Parameter & Inputdaten	
		I) Zeitunabhängig	II) Zeitabhängig
5.2.2	<i>SV_WbruPVnet_MPvar</i>	B)-i) β -SI = 1,05 B)-iv) EK/FK= 20/80	A-i) Brutto-ABK Wind statt netto & Netto-ABK PV statt brutto
	<i>SV_WbruPVnet_CPfix</i>	B)-i) β -SI = 1,30 B)-iv) EK/FK= 30/70	A-i) Brutto-ABK Wind statt netto & Netto-ABK PV statt brutto
5.2.3	<i>SV_WindOpt_MPvar</i>	B)-i) β -SI = 1,05 B)-iv) EK/FK= 20/80	A-i) Windzubau reziprok zur historischen Verteilung
	<i>SV_WindOpt_MPfix</i>	B)-i) β -SI = 1,25 B)-iv) EF/FK = 40/60	A-i) Windzubau reziprok zur historischen Verteilung
	<i>SV_WindOpt_CPvar</i>	B)-i) β -SI = 1,15 B)-iv) EK/FK= 30/70	A-i) Windzubau reziprok zur historischen Verteilung
	<i>SV_WindOpt_CPfix</i>	B)-i) β -SI = 1,30 B)-iv) EK/FK= 30/70	A-i) Windzubau reziprok zur historischen Verteilung
5.2.4	<i>SV_SWA-REF_MPvar</i>	B)-i) β -SI = 1,05 B)-iv) EK/FK= 20/80	A-iii) Neue WKA als Schwachwindanlagen (SWA)
	<i>SV_SWA-WindOpt_MPvar</i>	B)-i) β -SI = 1,05 B)-iv) EK/FK= 20/80	A-iii) Neue WKA als SWA A-i) Windzubau reziprok
	<i>SV_SWA-REF_CPvar</i>	B)-i) β -SI = 1,15 B)-iv) EK/FK= 30/70	A-ii) Neue WKA als Schwachwindanlagen (SWA)
	<i>SV_SWA-WindOpt_CPvar</i>	B)-i) β -SI = 1,15 B)-iv) EK/FK= 30/70	A-iii) Neue WKA als SWA A-i) Windzubau reziprok
5.2.5	<i>SV_BM_Inflex_MPvar</i>	B)-i) β -SI = 1,05 \forall EE MPvar B)-iv) EK/FK= 20/80	A-i) Netto-ABK Biomasse A-viii) Betr.-Strat. I) flexibel = 0%
	<i>SV_BM_Flex_I_MPvar</i>	B)-i) β -SI = 1,05 \forall FEE MPvar B)-iv) EK/FK= 20/80	A-i) Netto-ABK Biomasse A-viii) Betr.-Strat II) flex- = 100%
	<i>SV_BM_Flex_II_MPvar</i>	B)-i) β -SI = 1,05 \forall FEE MPvar B)-iv) EK/FK= 20/80	A-i) Netto-ABK Biomasse A-viii) Betr.-Strat III) flex. = 100%
5.2.6	<i>SV_RoE_low_MPvar</i>	B-i)+iv) wie bei MPvar B-ii) E(RoE) = 4 % \forall ABAs	keine Änderung zur SV_REF
	<i>SV_RoE_high_MPvar</i>	B-i)+iv) wie bei MPvar B-ii) E(RoE) = 12 % \forall ABAs	keine Änderung zur SV_REF
	<i>SV_RP-FK_MPvar</i>	B-i)+iv) wie bei MPvar B-iii) FK Zins 6,5 %	keine Änderung zur SV_REF
	<i>SV_RFR_MPvar</i>	B-i)+iv) wie bei MPvar B-v) risikofreier Zins 3,5 %	keine Änderung zur SV_REF
5.2.7	<i>SV_DVSdz_MPvar</i>	A)-ii) dezent. DV mit DVA n = 5 B-i)+iv) wie bei MPvar	keine Änderung zur SV_REF
	<i>SV_DVSz_MPvar</i>	A)-ii) zentrale DV mit DVA n = 1 B-i)+iv) wie bei MPvar	keine Änderung zur SV_REF
	<i>SV_DVSz_pf_MPvar</i>	A)-ii) DVA n = 1 mit perf.-fores. B-i)+iv) wie bei MPvar	B-ii) & iii) Preis- und Leistungsprognosefehler = 0%

5.2.2 Einfluss der komplementär installierten FEE-Kapazitäten

Ergebnisdarstellung der *SV_WbruPVnet_MPvar* und *SV_WbruPVnet_CPfix*:

In den im Folgenden vorgestellten Szenario-Varianten wird der Brutto- und Nettozubau zwischen der Wind- und PV-Leistung umgekehrt (siehe Abbildung 5-27). Da sich die Refinanzierungsbedingungen sowohl für die WAB als auch die PVAB bei Anwendung der MP_{var} und CP_{fix} bei den vorangegangenen Simulationsläufen am besten dargestellt haben (vgl. *SV_REF_MPvar* und *SV_REF_CPfix*), werden die im Folgenden vorgestellten Ergebnisse mit veränderten Ausbaukorridoren (ABK) ebenfalls für diese beiden Instrumente vergleichend erörtert. Um die fixe Kapazitätsprämie in der untersuchten Szenario-Variante korrekt parametrisieren zu können, wird zunächst die Variante mit variabler Marktprä-

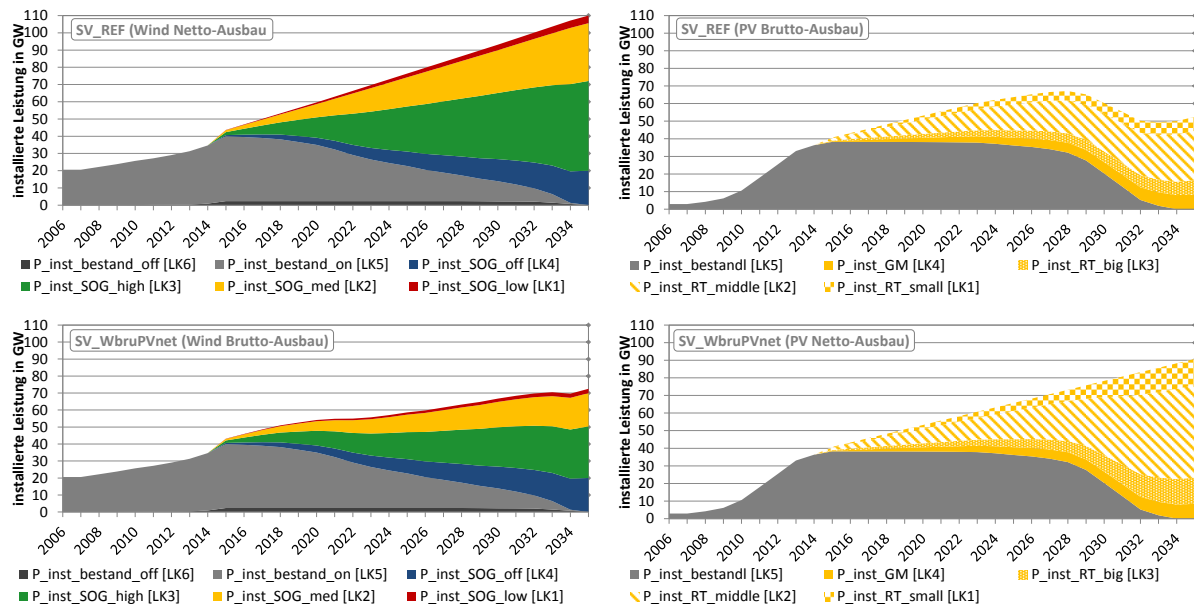


Abbildung 5-27: Entwicklung und Verteilung der Wind- und PV-Leistung als Input der SV_REF (Wind Netto oben links & PV Brutto oben rechts) sowie der SV_WbruvPVnet (Wind Brutto unten links & PV Netto unten rechts)

mie simuliert, um das im System über alle EE kumuliert ausgezahlte Fördervolumen als Referenzwert zur Berechnung der fixen CP bestimmen zu können.

5.2.2.1 Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten

Da die Unterschiede beim Vergleich der definierten ‚Day-ahead‘-Börsenpreiskategorien im Lauf der SV_WbruvPVnet mit den Ergebnissen im Referenzszenario nur gering ausfallen, lassen sich die Ergebnisse am besten tabellarisch vergleichen (siehe Tabelle 5-8). Die auffälligsten Unterschiede ergeben sich bei den Knappheitspreisen, die in beiden Läufen deutlich reduziert werden können. Hinsichtlich der Versorgungssicherheit ist diese Szenario-Variante also positiv zu bewerten. Außerdem nimmt in der SV_WbruvPVnet_MPvar die Anzahl normaler Preise um gut 1.000 h zu, während dieser Effekt bei der CP_{fix} nicht zu beobachten ist.

Die Unterschiede in den Börsenpreisen, die allein durch die veränderte FEE-Einspeisung hervorgerufen werden, kommen bei einer statistischen Auswertung der stündlichen Börsenpreise der Jahre 2030 und 2035 deutlicher zum Vorschein (siehe Tabelle 5-9). So geht die Varianz und Standardabweichung der Preise sowohl bei der MP_{var} als auch CP_{fix} deutlich zurück. Die Standardabweichung, als besseres Maß für die Volatilität der Preise, fällt bei der Variante mit der MP_{var} im Jahr 2030 von 261,6 auf 84,48. In den Läufen mit der CP_{fix} sogar von 342,9 auf 87,7.

Tabelle 5-8: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen in den Simulationsläufen mit variablen Markt- sowie fixer Kapazitätsprämie im Vergleich der Läufe der SV_REF und SV_WbruvPVnet

Preiskategorien in € ₂₀₁₄ /MWh	SV_REF_MPvar		SV_WbruvPVnet_MPvar		SV_REF_CPfix		SV_WbruvPVnet_CPfix	
	in h	in %	in h	in %	in h	in %	in h	in %
normale Preise > 20	139.995	76,1	141.053	76,7	174.652	94,9	174.219	94,7
niedrige Preise 20-0	20.158	11,0	20.046	10,9	7.540	4,1	7.854	4,3
negative Preise < 0	23.806	12,9	22.860	12,4	1.767	1,0	1.886	1,0
Knappheitspreise > 1.000	1.690	0,92	786	0,4	2.929	1,6	1.720	0,9

Tabelle 5-9: Deskriptive Statistik der stündlichen Börsenpreise des Jahres 2030 in den Läufen SV_REF und SV_WbruvPvNet bei Anwendung der MPvar und CPfix

statistische Eigenschaften	SV_REF_MPvar	SV_WbruvPvnet_MPvar	SV_REF_CPfix	SV_WbruvPvnet_CPfix
\bar{x} 2030 in €/MWh	107,9	96,59	163,51	140,85
\bar{x} 2030 €/MWh	117,0	116,85	129,19	127,43
Var 2030	68.458	10.500	117.587	7.698
SD 2030	261,6	102,47	342,91	87,74
\bar{x} 2035 €/MWh	195,3	160,54	301,32	267,06
\bar{x} 2035 €/MWh	168,7	164,40	192,39	188,75
Var2035	75.909	36.170	255.292	70.134
SD 2035	275,5	190,18	505,26	264,83

Obwohl die gesamte installierte FEE-Leistung in den Szenario-Varianten zu Beginn und Ende der Simulation annähernd gleich ist, zeigt sich durch die vertauschten Netto- und Brutto-ABKs in der Differenz der installierten Gesamtleistung zwischen den Jahren 2020 und 2030 ein Unterschied von bis zu 17 GW (siehe Abbildung 5-28). So steigt im Referenzszenario zunächst die installierte FEE-Leistung etwas stärker an als in der SV_WbruvPvnet, fällt zwischen den Jahren 2028 und 2032 wieder leicht ab und landet zum Ende der Simulation wie in der anderen Szenario-Variante bei gut 160 GW. Diese etwas unterschiedliche Entwicklung begründet sich in der Ausbaudynamik der Jahre 2000-2015, in denen zunächst deutlich mehr Windleistung zugebaut wurde, sodass beim Netto-ABK für Wind-Onshore im Referenzszenario nach Ablauf der 20-jährigen Vergütungsdauer bereits ab 2020 mehr stillgelegte Leistung ersetzt werden muss.

Wenn man die statistischen Werte des Jahres 2035 miteinander vergleicht, in der die gesamte installierte FEE-Leistung näherungsweise gleich groß ist, zeigt sich, dass die Volatilität der Preise ebenfalls in den Szenario-Varianten deutlich größer ist, in denen verhältnismäßig mehr Wind- als PV-Strom eingespeist wird (siehe Tabelle 5-9). In der SV_REF beträgt das Verhältnis von $P_{inst,Wind}$ zu $P_{inst,PV}$ im Jahr 2035

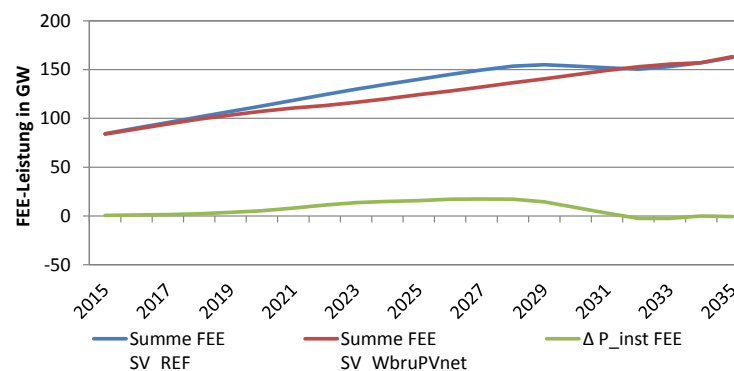


Abbildung 5-28: Installierte FEE-Leistung in der SV_REF und SV_WbruvPvnet 2015-2035.

in etwa 2:1, während es in der SV_WbruvPvnet genähert bei 1:1 liegt (mit leichtem Überhang zur PV mit 56 %). Demnach lässt sich auf Basis der Ergebnisse festhalten, dass der Ausbau der Onshore WKA einen größeren Einfluss auf die Volatilität der zukünftigen Börsenpreise hat als der PV-Ausbau.

Der nachweisliche Effekt auf die sich einstellenden Börsenpreise hat ebenfalls Einfluss auf die assoziierten Förderkosten. So zeigt sich in Abbildung 5-29, dass der ausgewogenere Ausbau-Mix sowohl in der Variante mit variabler MP als auch fixer CP einen preisdämpfenden Effekt hat. In der Variante mit der MP_{var} liegt der jahresgemittelte Börsenpreis zum Simulationsende nicht mehr bei 195 €/MWh, sondern nur doch bei 160 €/MWh und bei der CP_{fix} statt bei gut 300 €/MWh nur noch bei 267 €/MWh.

Da bei der variablen Marktprämie die Differenz des Börsenpreises zum anzulegenden Wert ex post ausgeglichen wird, könnte vermutet werden, dass im Falle der SV_WbruvPvnet mit niedrigeren Preis-

niveau auch insgesamt höhere Förderkosten entstehen. Dies ist jedoch überraschenderweise nicht der Fall. Zwar liegen die jährlichen Förderkosten im Diagramm der *SV_WbruPVnet_MPvar* ab dem Jahre 2028 durchgängig leicht über den Werten der *SV_REF_MPvar*, jedoch nicht in den Jahren davor. Kumuliert über den gesamten Zeitraum wird in der ausgewogeneren Ausbauvariante mit 381,2 Mrd. € sogar leicht weniger ausgezahlt (zuvor 383,8 Mrd. €). Und das bei gleichzeitig etwas mehr eingespeisten EE-Strommengen: in der *SV_REF_MPvar* 4.035 TWh bzw. in der *SV_WbruPVnet* 4.085 TWh (Integral unter der gestrichelten grünen Linie).

In der entsprechenden Variante mit fixer CP liegen die kumulierten Förderzahlungen sogar deutlich unter den Kosten der *SV_REF_CPfix* und belaufen sich nicht mehr wie zuvor auf 382,7 Mrd. €, sondern nur noch auf 335,9 Mrd. €. Das liegt an der etwas geringeren installierten Gesamtleistung der FEE-Anlagen und der stärkeren Kostendegression bei PV-Anlagen im Vergleich zu WKAs. Dies bedeutet eine Kosteneinsparung von knapp 47 Mrd. € oder 12,2 % bei gleichzeitig etwas mehr eingespeisten EE-Strommengen i. H. v. 2.920 TWh im Vergleich zu 2.789 TWh in der *SV_REF_CPfix*. Diese Werte drücken sich bei der MP_{var} in einer leichten und bei der CP_{fix} deutlich verbesserten Förderereffizienz aus. So kann dieser Indikator in der *SV_WbruPVnet_MPvar* auf 93,3 €/MWh bzw. der CP_{fix} auf 115,0 €/MWh gesteigert werden (siehe Tabelle 5-10). Wie aus den Verläufen der eingespeisten EE-Strommengen hervorgeht, werden nichtsdestotrotz auch bei umgekehrten Brutto und Netto-ABK die EE-Ziele im Jahr 2035 weit verfehlt. Inklusive der EE-Rest Einspeisung beläuft sich der Anteil am Brutto-Stromverbrauch bei der Variante mit der MP_{var} auf knapp 41 % und bei der CP_{fix} gerade einmal auf knapp 27 %.

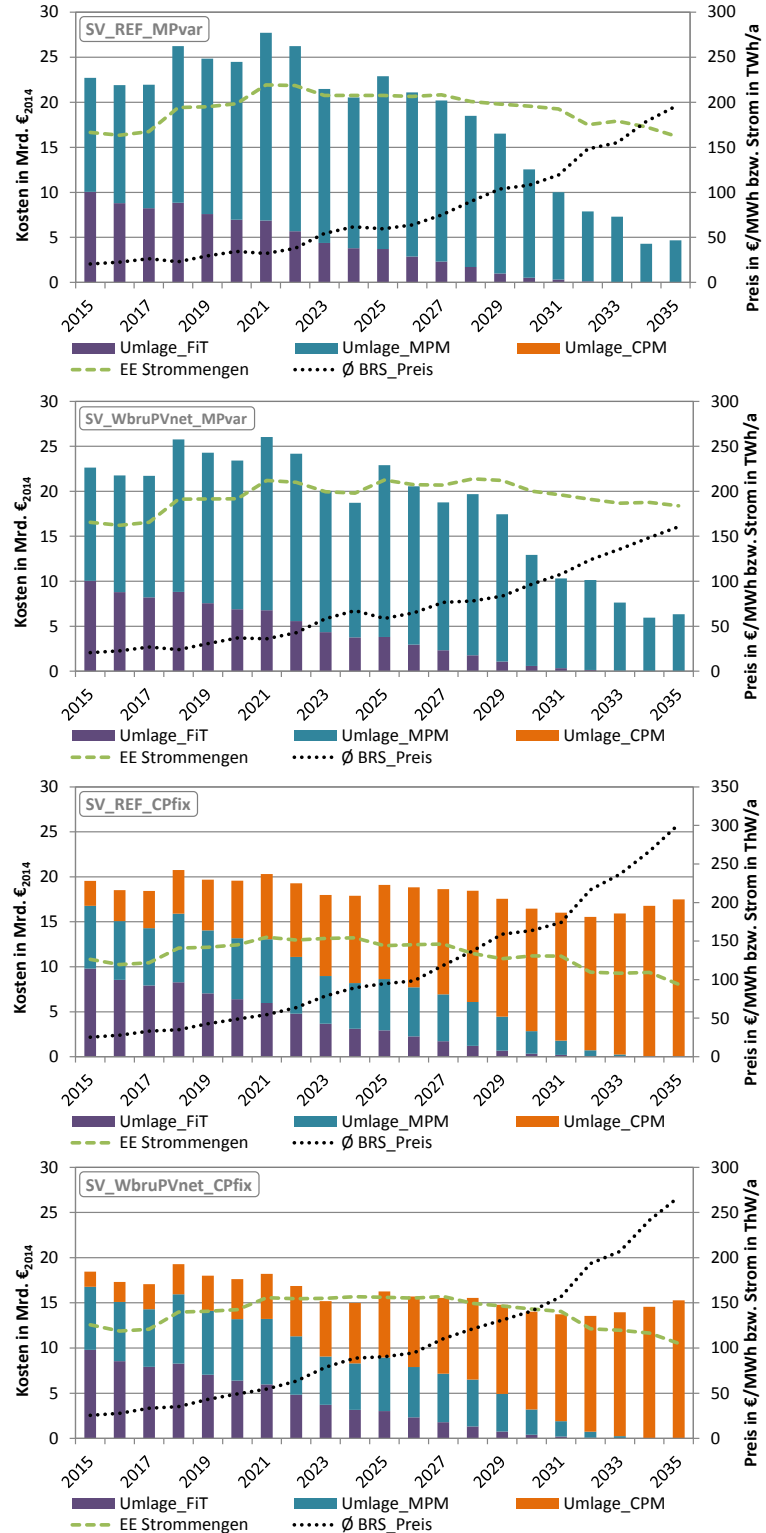


Abbildung 5-29: Förderumlagekosten und EE-Strommengen in der *SV_REF* und *SV_WbruPVnet* bei Anwendung der MP_{var} und CP_{fix} von 2025-2035.

Tabelle 5-10: Vergleich der Fördereffizienz der diskutierten Instrumente in der SV_REF

Fördereffizienz	SV_REF_MPvar	SV_WbruvPvnet_MPvar	SV_REF_CPfix	SV_WbruvPvnet_CPfix
in € ₂₀₁₄ /MWh	95,1	93,3	137,3	115,0

Unterschiede zwischen den Szenario-Varianten bei den sich einstellenden FEE-Marktwerten zeigen sich hauptsächlich im Lauf mit variabler Marktprämie (siehe Abbildung 5-30). Überraschenderweise können sich die Marktwerte bei beiden Instrumenten trotz des insgesamt niedrigeren Börsenpreisniveaus in der SV_WbruvPvnet ab 2025 auf ähnlichem Niveau halten wie in der SV_REF. Die Marktwerte für On- und Offshore-Windstrom scheinen etwas von dem veränderten Verhältnis des FEE-Ausbaus zu profitieren. Ihre absoluten Marktwerte (\emptyset MV) halten sich über den gesamten Simulationszeitraum zumindest leicht über dem Niveau des Referenzszenarios. Auch die PV-Marktwerte können sich zunächst bis ca. 2025 auf einem ähnlichen Niveau wie im SV_REF halten. Danach liegen sie aber auf ähnlichem Niveau, wie die der Wind-On- und Offshore-Anlagen, während sie sich im Referenzlauf ab 2028 noch konstant oberhalb der Wind-Marktwerte halten konnten.

Die relativen Marktwerte (VF) des PV-Stroms erholen sich in der SV_REF zwischen 2025 und 2030 etwas und steigen in diesem Zeitraum noch einmal von ca. 60 % auf bis zu 80 % an, während sie in der SV_WbruvPvnet bis zum Ende der Simulation auf einem Niveau von 50-65 % verharren. In der Variante mit fixer CP überrascht, dass sich dort die Marktwertfaktoren der PV trotz des deutlich stärkeren Ausbaus auf gleichem bzw. teilweise höherem Niveau bewegen als in der SV_REF und über den Gesamtzeitraum von 2015-2035 kein einziges Mal unter 80 % fallen. Auch die

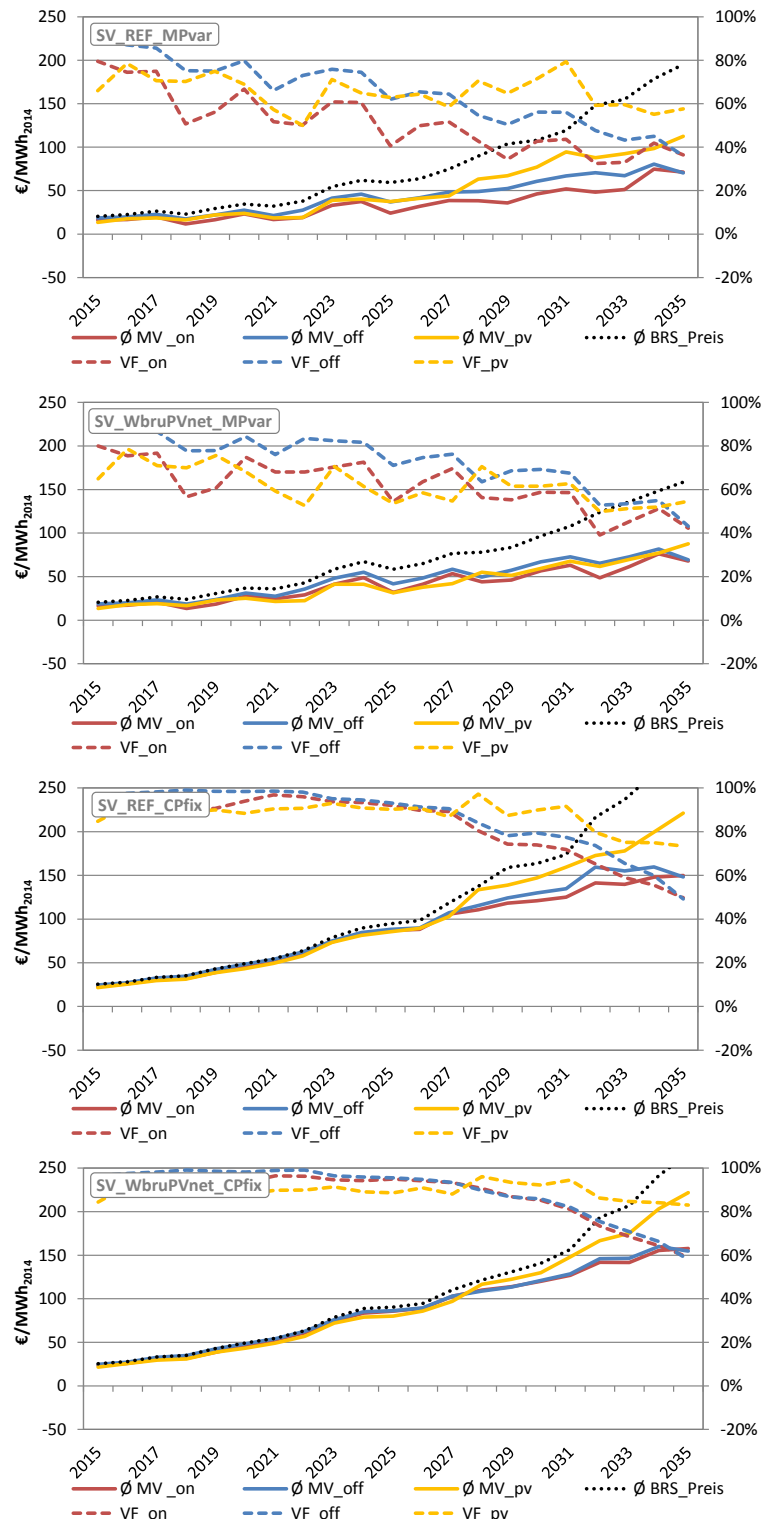


Abbildung 5-30: Absolute (MV) und relative Marktwerte (VF) der FEE im Lauf mit MPvar und CPfix im Vergleich der SV_REF und SV_WbruvPvnet von 2015-2035.

relativen Onshore Windmarktwerte können sich vor allem in den letzten fünf Jahren auf etwas höherem Niveau halten.

Als Zwischenergebnis kann nach diesen Beobachtungen festgehalten werden, dass die Verteilung der installierten Leistung zwischen Wind-Onshore und PV-Anlagen einen positiven Einfluss auf die Förderereffizienz und auch die Marktwertentwicklung zu haben scheint. Ein ausgeglicheneres Ausbauverhältnis kann hinsichtlich der Preisrisiken und der Versorgungssicherheit durch eine verringerte Varianz der Börsenpreise sowie seltener auftretenden Knappheitspreise ebenfalls positiv bewertet werden. Die Planungssicherheit für Investoren wird im Vergleich zur SV_REF dadurch zumindest etwas verbessert. Ob dies auch für die Vollkostendeckung gilt, wird im nächsten Abschnitt untersucht.

5.2.2.2 Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen

Die größten Unterschiede bzgl. der Refinanzierungsbedingungen ergeben sich im Vergleich zur SV_REF bei vertauschten Brutto- und Netto-ABK für die WAB. Diese können nicht nur wie im vorherigen Abschnitt gesehen ihre Marktwerte verbessern, sondern profitieren sowohl bei der MP_{var} als auch der CP_{fix} von deutlich weniger abgeregelten Strommengen (siehe Abbildung 5-31 und Abbildung 5-32). So reduziert sich bei der Variante mit der MP_{var} prozentual gesehen die abgeregelte Stromerzeugung EP_{cur} von zuvor 23 %, 40 %, 40 % und 28 % (vgl. Abbildung 5-20 in Abschnitt 5.1.3.2) auf 13 %, 23 %, 23 % und 17 %, mit entsprechend einhergehender Verbesserung bei der Refinanzierung der Vollkosten.

Zwar birgt das vertauschte Ausbauszenario für den WAB 21, 31 und 46 bei den

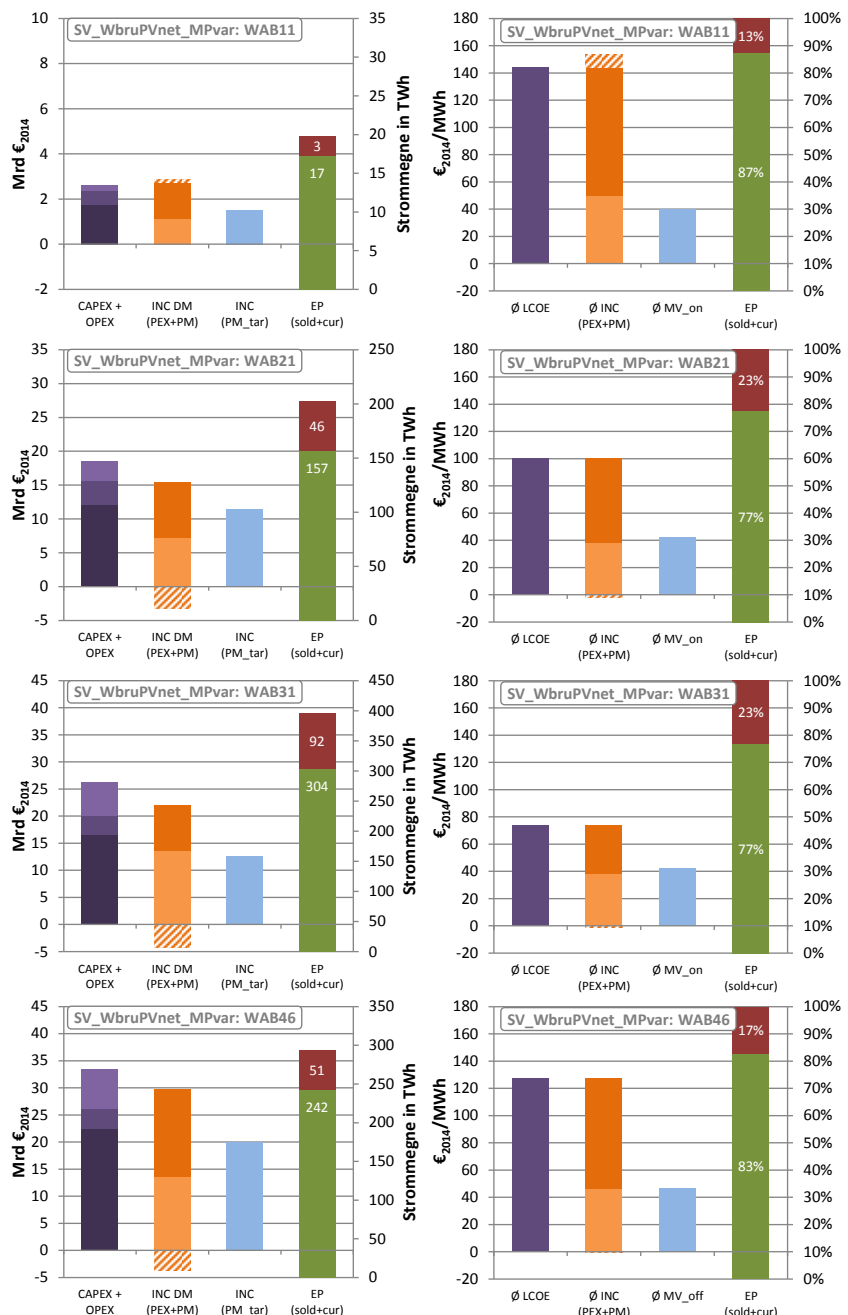


Abbildung 5-31: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\varnothing LCOE), -einnahmen (\varnothing INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP_{cur}) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_WbruvPVnet_MPvar

kumulierten Einnahmen- und Ausgaben immer noch ein Fehlinvestitionspotenzial in Höhe der orange-weiß gestreiften Flächen, wie Abbildung 5-31 zeigt. Im Vergleich zur *SV_REF_MPvar* fällt dieses jedoch deutlich geringer aus. Der WAB 11 profitiert wie schon in der *SV_REF_MPvar* von den deutlich anderen Windbedingungen in Süddeutschland und der dadurch hervorgerufenen anderen Struktur des Erzeugungsprofils. Er wird – wie auch bei der *MPvar* intendiert – bei der Förderung im Vergleich zu den anderen Onshore-WAB besser gestellt (orange-weiß gestreifte Fläche in den rechten Diagrammen). Dadurch kann er als einziger WAB die Abregelung von 13 % seiner potenziell erzeugbaren Strommengen verkraften und von einer vollständigen Refinanzierung seiner Vollkosten ausgehen (linke Diagramme).

Im Falle der fixen CP reduziert sich die abgeregelte Strommenge bei allen Agenten ebenfalls recht deutlich um 10-13 % im Vergleich zum *SV_REF_CPfix*. Sie liegt im Schnitt über den gesamten Simulationszeitraum nun bei 48 %, 53 %, 53 % und 49 % (siehe Abbildung 5-32). Konnten die WAB bei der *CPfix* schon im Referenzszenario davon ausgehen, trotz hoher abgeregelter Anteile ihre Vollkosten zu refinanzieren, kann in der *SV_WbruPVnet* vor allem die scheinbar spezifische „Überförderung“ (orange-weiß gestreifte Fläche) noch mal deutlich reduziert werden, ohne das Fehlinvestitionspotenzial zu erhöhen. Das kommt, wie schon bei der Analyse zu den Förderkosten zu beobachten, der Förderkosteneffizienz zu Gute. Dennoch werden bei der *CPfix* die WAB mit hoher gegenüber den WAB mit niedriger Standortgüte besser gestellt. Hinsichtlich der Anreize für einen ausgeglicheneren FEE-Ausbau ist dies wie schon bei der *MPfix* negativ zu bewerten.

Bei den PVAB verschlechtern sich in Anbetracht der deutlich höheren installierten PV-Leistung die Refinanzie-

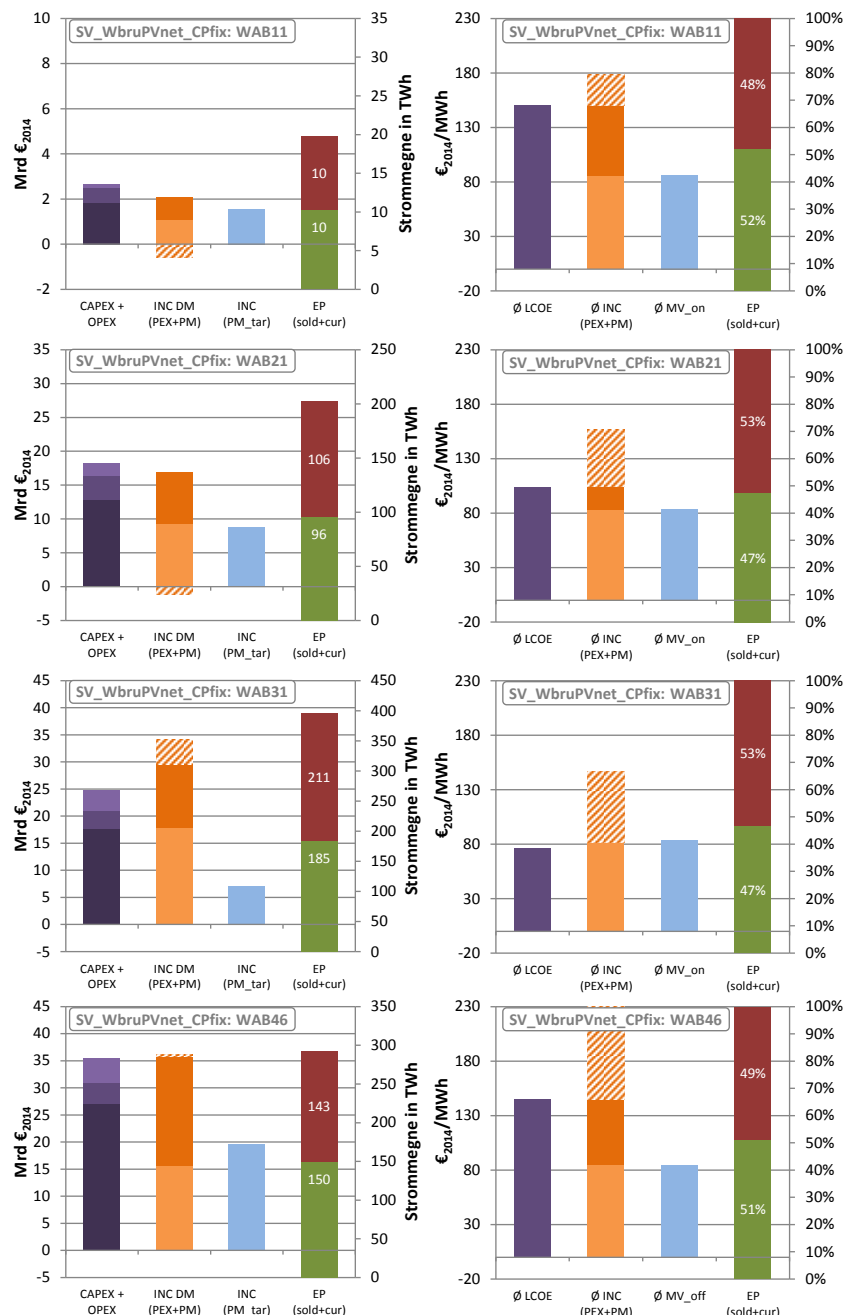


Abbildung 5-32: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der *SV_WbruPVnet_CPfix*

rungsbedingungen erstaunlicherweise nur geringfügig. Die abgeregelten Strommengen erhöhen sich im Falle der MP_{var} gerade einmal um 5-8 % und bei der Anwendung der CP_{fix} um 6-10 % (nicht abgebildet). Dieses Ergebnis überrascht insofern, als dass in der SV_WbruPVnet zum Ende des Simulationszeitraums 90 statt 50 GW PV-Leistung im System installiert sind. Aber anscheinend kommt ein gleichmäßiger Ausbau von PV- und Windanlagen auch den PVAB selbst zugute und verringert die Unsicherheit beim Preis- und Mengenrisiko deutlich.

Interessant ist in diesem Fall nicht die kumulierte Betrachtung der einzelnen PVAB, sondern die dynamische Entwicklung über den Simulationsverlauf der kumulierten Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie die verkauften Strommengen (EP_sold) auf Ebene der Leistungsklassen. In Abbildung 5-33 sind beispielhaft für die PVAB der LK2 und LK4 diese Ergebnisse sowie die Differenz aus allen drei Größen $\Delta INC(PEX+PM+EXP)$ über die Jahre 2015-2035 abgetragen. Fällt das Integral der ΔINC positiv aus, können die PVAB der jeweiligen Leistungsklasse von der Refinanzierung der Vollkosten ausgehen. Deutlich zu erkennen ist bei der LK2 (Aufdach-Anlagen 10-1.000 kWp) die steilere Zunahme der Kosten in den Jahren 2029-2032, wenn die Anlagen aus den starken PV-Ausbaujahren 2009-2012 durch den nun erfolgenden Netto-Ausbau ersetzt werden müssen. Dies geht mit einer deutlichen Zunahme der abgesetzten Strommengen einher.

Gleichzeitig ziehen ab den Jahr 2028 aber auch die Börsenpreise im Szenario noch mal deutlich an (vgl. \emptyset BRS_Preis in Abbildung 5-30). Ab diesem Jahr nimmt die positive Differenz aus Ausgaben und Einnahmen (ΔINC) bis zum Jahr 2035 kontinuierlich zu. Dies lässt sich damit erklären, dass die PVAB vor allem von den steigenden Strompreisen zur Mittagszeit profitieren und trotz der Abregelung von über 50 % ihres potenziell erzeugbaren Stroms Gewinne einfahren können. Bei den PVAB der LK4 ist noch deutlicher zu erkennen, dass sie in den ersten Jahren von 2015-2022 Verluste einfahren und erst danach positive Erträge zur Refinanzierung ihrer Investitionen erwirtschaften. Andererseits scheinen die PVAB der LK4 ab 2017 trotz steigender Ausbauzahlen nicht auch äquivalent mehr

Strom am Markt absetzen zu können, denn der Absatz stagniert bei 2,5 bis 3,0 TWh/a. Positiv aus Sicht der Investoren ist hinsichtlich der Planungssicherheit jedoch, dass die ‚Cashflows‘ bei der fixen CP über die Jahre nur relativ wenig schwanken.

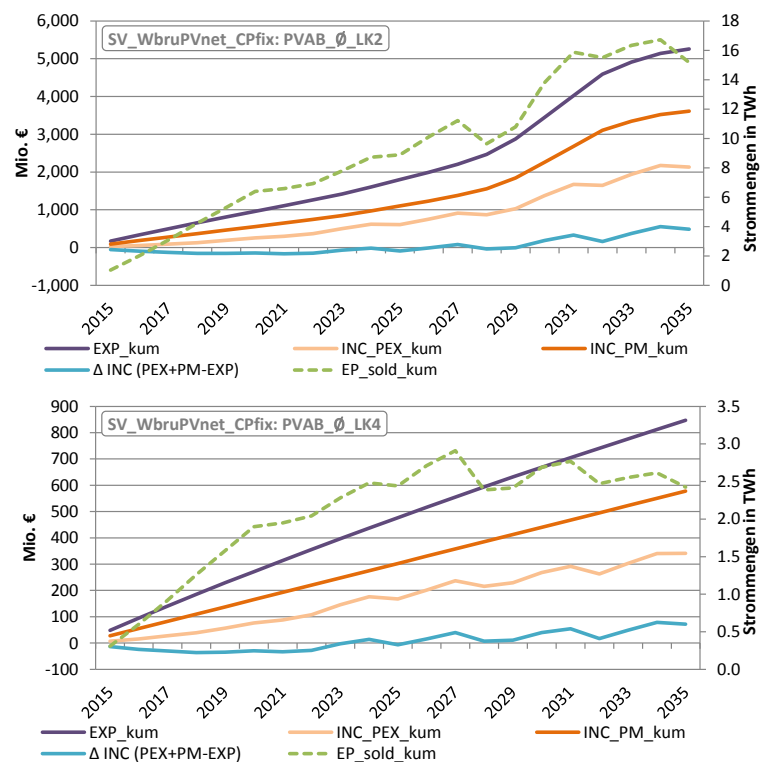


Abbildung 5-33: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP_sold) der PVAB der LK2 und LK4 von 2015-2035 in der SV_WbruPVnet_CPfix

5.2.3 Einfluss der räumlichen Verteilung der Windleistung

Ergebnisdarstellung der *SV_WindOpt_MPvar*, *SV_WindOpt_MPfix*, *SV_WindOpt_CPvar* und *SV_WindOpt_CPfix*:

Die Ergebnisse in der vorangegangenen Szenario-Variante haben gezeigt, dass ein hinsichtlich der installierten Leistung gleichmäßigerer Ausbau zwischen Onshore Wind- und PV-Anlagen sowohl auf die Fördereffizienz als auch die Refinanzierungsbedingungen der Agenten positiv wirkt. Im folgenden Abschnitt soll nun untersucht werden, inwiefern die räumliche Verteilung des Onshore Wind-Zubaus Einfluss auf die Ergebnisse nimmt. Dafür wird hinsichtlich der räumlichen Verteilung des Wind-Zubaus eine „optimierte“ Szenario-Variante „WindOpt“ untersucht, bei der die historische prozentuale räumliche Verteilung der WKA in den definierten Standortgütern (LK1: SOG_{low}, LK2: SOG_{med} und LK3: SOG_{high}) für die Neuinvestitionen ab 2015 umgekehrt wird.

Nach BDEW (2015) befanden sich bis 2015 nur 5 % der gesamten installierten Onshore Windleistung in Deutschland auf Flächen mit niedriger SOG (Ø 1450 FLH), 38 % an Standorten mit mittlerer (Ø 1850 FLH) und 57 % in Regionen mit hoher Güte (Ø 2100 FLH) (vgl. auch Abschnitt 4.7.1). Diese Verteilung wurde für das Referenzszenario zunächst beibehalten, da davon auszugehen ist, dass sich bei unveränderten Investitionsanreizen diese Entwicklung auch in Zukunft fortführt. Über eine lineare Zuteilungsfunktion kann im AMIRIS-Modell die Verteilung auf die Leistungsklassen jedoch variiert werden. Für die *SV_WindOpt* wurde deshalb ein Windausbau angenommen, bei dem Schritt für Schritt reziprok zur historischen Verteilung bis zum Ende der Simulation nur noch 5 % der neu installierten Anlagen auf die Regionen mit hoher, unverändert 38 % auf die Regionen mit mittlerer und dafür 57 % auf die Standorte mit niedriger SOG verteilt werden. Aufgrund der zuvor positiven Wirkung wird gleichzeitig der Brutto-ABK für Wind- sowie der Netto-ABK für PV-Anlagen der *SV_WbruPVnet* beibehalten. Abbildung 5-34 zeigt den Unterschied beim Zubau und der Verteilung der Windleistung zwischen der *SV_REF* und der *SV_WindOpt*. Da diese neue Zusammensetzung des WKA-Ausbaus deutlich andere Ergebnisse erwarten lässt, werden die Simulationsexperimente mit allen vier diskutierten Instrumenten durchgespielt.

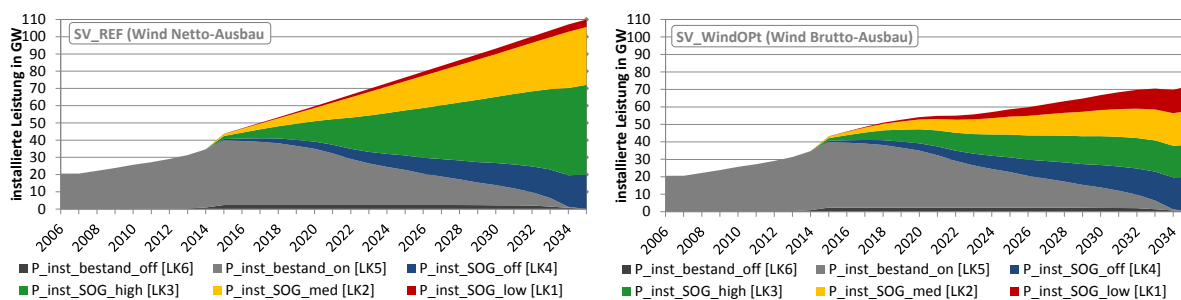


Abbildung 5-34: Verteilung der installierten Windleistung auf die SOG_{low} (rot, LK1), SOG_{med} (gelb, LK2), SOG_{high} (grün, LK3) und SOG_{off} (blau, LK4) in der *SV_REF* und *SV_WindOpt* von 2006-2035 (Bestandsanlagen in grau)

5.2.3.1 Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten

Da die grundsätzlichen Effekte der Prämienmodelle auf die Börsenpreisbildung bereits in Abschnitt 5.1.3.1 erörtert wurden, ist ein Intra-Szenarienvergleich der Instrumente an dieser Stelle nicht weiter von Interesse. Es ergeben sich bei der Betrachtung der Ergebnisse in diesem Abschnitt aber durchaus bemerkenswerte Veränderungen im Vergleich zu den Läufen *SV_REF* bzw. *SV_WbruPVnet* (Inter-Szenarienvergleich). Hierfür gibt Tabelle 5-11 einen Überblick über das Auftreten *normaler, sehr*

Tabelle 5-11: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen in den Simulationsläufen mit variabler und fixer Markt- sowie fixer Kapazitätsprämie im Vergleich der Läufe der SV_WindOpt und SV_REF

Preis-kategorien in € ₂₀₁₄ /MWh	SV_REF_MPvar		SV_WindOpt_MPvar		SV_REF_MPfix		SV_WindOpt_MPfix		SV_REF_CPfix		SV_WindOpt_CPfix	
	in h	in %	in h	in %	in h	in %	in h	in %	in h	in %	in h	in %
normale Preise > 20	139.995	76,1	141.159	76,7	149.256	81,1	146.699	79,7	174.652	94,9	174.038	94,6
niedrige Preise 20-0	20.158	11,0	20.262	11,0	21.050	11,4	21.729	11,8	7.540	4,1	8.005	4,4
negative Preise < 0	23.806	12,9	22.538	12,3	13.653	7,4	15.531	8,4	1.767	0,96	1.916	1,04
Knappheitspreise >1.000	1.690	0,92	574	0,31	2.104	1,14	800	0,43	2.929	1,59	1.513	0,82

niedriger, negativer Preise sowie der Knappheitspreise bei Anwendung der variablen und fixen MP und CP in der SV_WindOpt im Vergleich zur SV_REF¹⁰⁷.

Ein äußerst interessantes Ergebnis zeigt sich bei den Knappheitspreise, die unabhängig vom eingesetzten Instrument in allen Szenario-Varianten im Vergleich zum Referenzfall deutlich zurückgehen. Auch im Vergleich zur SV_WbruPVnet gehen die Knappheitspreise nochmals zurück. Dies überrascht im ersten Moment vor allem deshalb, weil die gesamte installierte FEE-Leistung in der SV_REF etwas höher ist als in der SV_WindOpt¹⁰⁸ bzw. die Leistung in der für das Auftreten von Knappheitspreisen relevanten Zeitspanne von 2028-2035 zumindest nahezu gleich groß ist (vgl. Abbildung 5-28). Außerdem kommt hinzu, dass in der SV_REF dem System theoretisch mehr FEE-Strom zur Verfügung steht als in der SV_WindOpt, da die Windenergie in Deutschland im Schnitt deutlich höhere Volllaststunden aufweist als die Solarenergie. Ein ausgeglichenerer Ausbau-Mix als auch die gleichmäßigere Verteilung der Windanlagen auf die SOGs in der SV_WindOpt scheint diese auf den ersten Blick nachteiligen Voraussetzungen jedoch zu kompensieren und sogar eine positive Wirkung auf die Versorgungssicherheit zu entfalten.

Ebenfalls beachtenswert ist das Ergebnis, dass in der SV_WindOpt bei Anwendung der MP_{var} auch die negativen Preise um knapp 0,6 % zurückgehen, während die Anteile bei der MP_{fix} um 1 % steigen. Dies könnte damit zu erklären sein, dass die MP_{fix} in der SV_WindOpt etwas niedriger ausfällt als in

Tabelle 5-12: Deskriptive Statistik der stündlichen Börsenpreise der Jahre 2030 und 2035 in der SV_REF und SV_WindOpt bei Anwendung der MP_{var}, MP_{fix} und CP_{fix} (Ergebnis der CP_{fix} gilt ebenso für die CP_{var})

statistische Eigenschaften	SV_REF_MPvar	SV_WindOpt_MPvar	SV_REF_MPfix	SV_WindOpt_MPfix	SV_REF_CPfix	SV_WindOpt_CPfix
\bar{x} 2030 €/MWh	107,9	95,77	131,82	108,83	163,51	137,87
\bar{x} 2035 €/MWh	117,0	116,69	119,36	118,05	129,19	126,80
Var 2030	68.458	9.544	117.490	7.996	117.587	6.547
SD 2030	261,6	97,69	342,77	89,42	342,91	80,91
\bar{x} 2035 €/MWh	195,3	148,36	242,16	180,88	301,32	258,23
\bar{x} 2035 €/MWh	168,7	161,86	174,74	167,15	192,39	186,53
Var 2035	75.909	29.031	225.497	55.647	255.292	67.523
SD 2035	275,5	170,38	474,86	235,90	505,26	259,85

¹⁰⁷ Da sich der Einfluss auf die Preisbildung zwischen der CP_{var} und CP_{fix}, wie schon erwähnt, nicht unterscheidet, werden exemplarisch wieder nur die Ergebnisse der CP_{fix} dargestellt.

¹⁰⁸ Die SV_WindOpt hat die gleiche installierte Leistung wie das SV_WbruPVnet. Der Unterschied besteht nur in der Verteilung der Onshore Windleistung auf die SOGs im Modell.

der SV_REF, wodurch die FEE-Anlagen erst bei etwas niedrigeren Börsenpreisen abgeregelt werden. Bei der Szenario-Variante mit der CP_{fix} (gilt ebenso für die CP_{var}) zeigt sich im Vergleich der Instrumente erwartungsgemäß eine deutlich geringere Ausprägung von *sehr niedrigen* und *negativen* Preisen. Aber auch hier erstaunt es, dass die Anzahl der Ausprägungen in diesen beiden Preiskategorien in der SV_WindOpt im Vergleich zur SV_REF etwas häufiger auftritt.

Tabelle 5-12 gibt zudem einen Überblick über die statistischen Kennzahlen der Börsenpreise in den Jahren 2030 und 2035, aus denen der Rückgang der Volatilität in der SV_WindOpt klar hervorgeht. So verringert sich beispielsweise im Jahr 2035 die Standardabweichung (SD) bei der MP_{var} von 275 auf 170, bei der MP_{fix} von 474 auf 235 und bei der CP_{fix} bzw. CP_{var} von 505 auf 259. Dieser Rückgang ist wiederum positiv hinsichtlich der Risikobewertung für FEE-Neuinvestitionen zu bewerten.

Inwiefern durch die veränderten FEE-Verteilung auch die Marktwerte beeinflusst werden, zeigt Abbildung 5-35. Wie zu erwarten liegen bei der MP_{var} die PV-Marktwerte in der SV_WindOpt im Schnitt 10-15 % unterhalb des Niveaus der SV_REF, da die deutlich höhere, installierte PV-Leistung die erzielbaren Erträge durch den Gleichzeitigkeitseffekt reduziert. Dafür schwanken die relativen Marktwerte (VF) von Jahr zu Jahr etwas geringer. Auch bei den relativen Marktwerten für On- und Offshore kann dieser leicht glättende Effekt beobachtet werden. Hier liegen die relativen Marktwerte aber deutlich über den Werten der SV_REF und können für Onshore-Wind bis zum Jahr 2030 auf einem Niveau oberhalb von 60 % des Baseload-Preises gehalten werden, für Offshore-Wind mit 70 % sogar noch leicht darüber. Auch im Vergleich zur SV_WbruPVnet stellt dies noch einmal eine Verbesserung

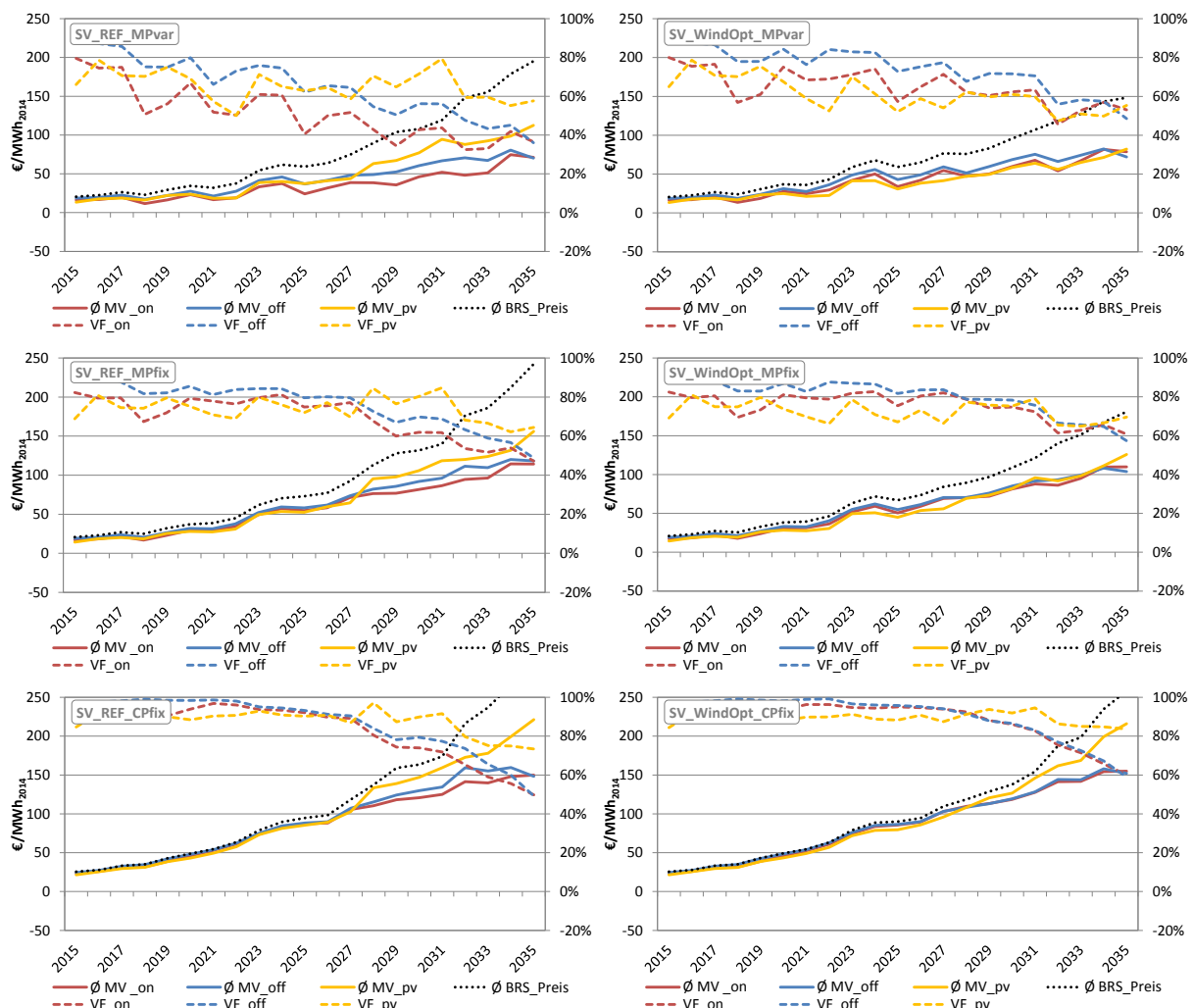


Abbildung 5-35: Vergleich der absoluten (MV) und relativen Marktwerte (VF) der FEE in der SV_REF und SV_WindOpt bei Anwendung der MP_{var} , MP_{fix} und CP_{fix} von 2015-2035

dar. Im Szenario mit der MP_{fix} liegen die absoluten Marktwerte für die PV- sowie On- und Offshore-Windanlagen deutlich dichter beieinander. Gleichzeitig wird der deutliche Einbruch der relativen Marktwerte ab 2030 bei der MP_{fix} und CP_{fix} etwas abgeschwächt. Dies liegt jedoch nicht hauptsächlich an gestiegenen absoluten Marktwerten, sondern an dem deutlich flacheren Anstieg des Börsenpreisniveaus ab 2030, der in allen Szenario-Varianten beobachtet werden kann.

Die gleichmäßigere Verteilung des Zubaus zum Ende der Simulation scheint also ebenfalls einen preisdämpfenden Effekt auszuüben.

Primär hervorgerufen durch den Wegfall von Knappheitspreisen in mehreren hundert Stunden, steigen ab 2030 die Preise nicht mehr so stark an, wie in den Referenzläufen. Sie liegen im letzten Jahr bei der MP_{var} bei 148 statt 195 €/MWh, bei der MP_{fix} bei 181 statt 242 €/MWh und bei der CP_{var} und CP_{fix} bei 258 statt bei 301 €/MWh (siehe Abbildung 5-36). Dies führt in der Konsequenz u. a. dazu, dass die Differenzkosten der Förderung im Lauf mit der MP_{var} ab dem Jahr 2030 etwas höher ausfallen als in der SV_{REF} und sich über den Simulationszeitraum auf insgesamt 386 Mrd. € summieren (SV_{REF} : 384 Mrd. €, $SV_{WbrupVnet}$: 381 Mrd. €). Auch die jährlich kumulierten Fördervolumina der fixen MP fallen ab dem Jahr 2027 etwas höher aus und belaufen sich auf insgesamt 395,5 Mrd. € (SV_{REF} : 387 Mrd. €). Bei der fixen CP steigt das kumulierte Fördervolumen im Vergleich zur $SV_{WbrupVnet}$ leicht um 14 Mrd. € auf 351 Mrd. €, da sich auch mehr WKA in Süddeutschland mit höheren spezifischen Investitionskosten im System befinden. Gleiches gilt auch für die Variante mit variabler CP.

Aus diesen Zahlen kann jedoch noch nicht insgesamt auf eine schlechtere Zieleffizienz in der $SV_{WindOpt}$ geschlossen werden, da bei optimiertem Windausbau gerade zum Ende der Simulation mehr FEE-

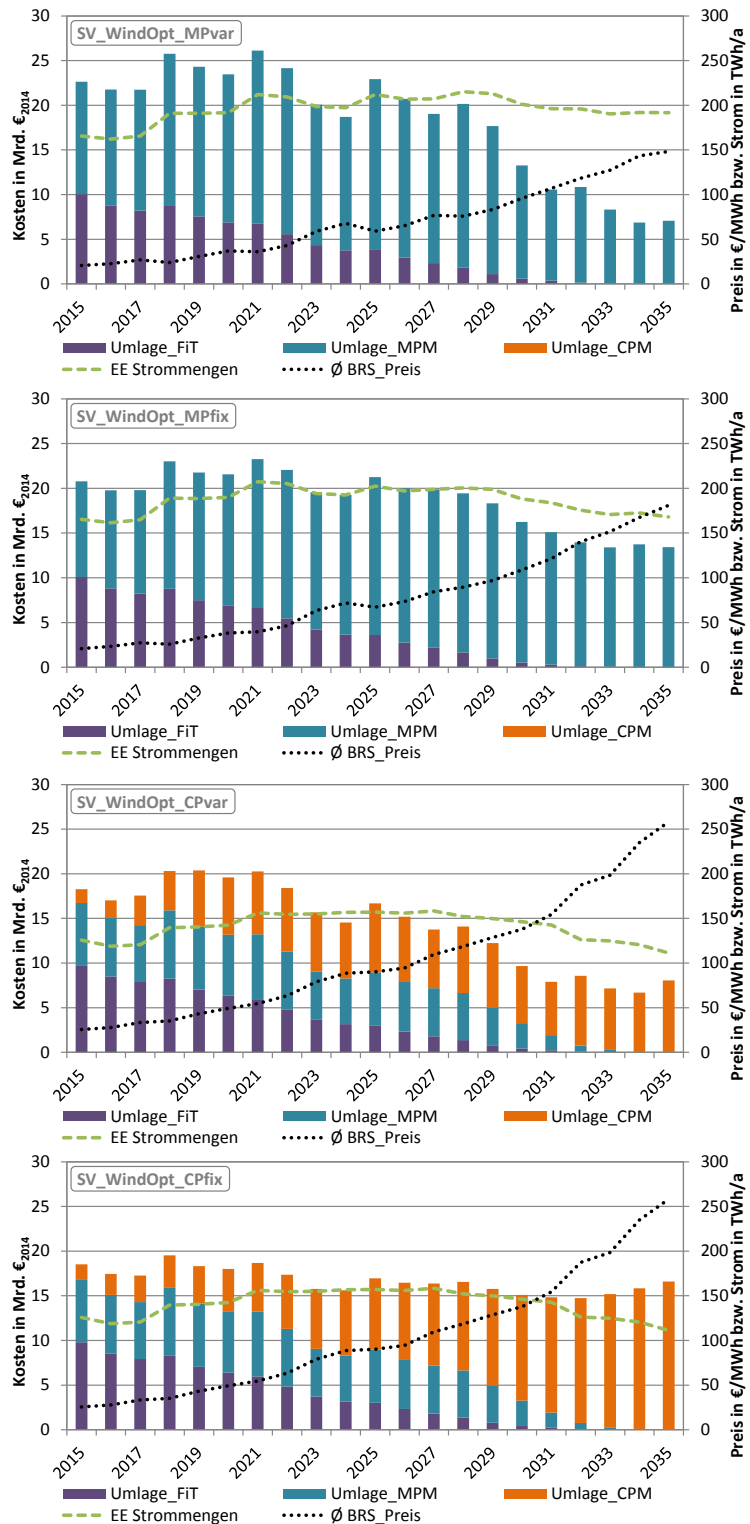


Abbildung 5-36: Förderumlagekosten und EE-Strommengen in der $SV_{WindOpt}$ bei Anwendung der MP_{var} , MP_{fix} , CP_{var} und CP_{fix} von 2015-2035

Strom in den Markt integriert werden kann als in der SV_REF und auch der SV_WbruPVnet. Zwar scheint auch bei der SV_WindOpt ab dem Jahr 2030 ein gewisser Sättigungseffekt bzgl. der Integrationsfähigkeit des Marktes einzutreten, jedoch etwas später bzw. auf einem leicht höheren Niveau. Bei einem Brutto-Stromverbrauch i. H. v. 565 TWh beläuft sich im Jahr 2035 der EE-Anteil bei der MP_{var} mit 192 TWh inkl. der EE-Rest Einspeisung mit 46 TWh auf 42 % und bei der MP_{fix} auf knapp 38 % (\cong 168 TWh) (siehe Abbildung 5-36). Mit 111 TWh kann auch bei der CP_{var} und CP_{fix} der EE-Anteil im Vergleich zur SV_WbruPVnet mit 105 TWh nochmal leicht gesteigert werden, sodass der gesamte EE-Anteil inkl. „EE-Rest“-Einspeisung bei knapp 28 % liegt. In allen Varianten also nochmal 1-2 % mehr als bei der SV_WbruPVnet, aber immer noch weit entfernt von den im EEG definierten Anteilen von 55-60 %. Bezieht man nun die jeweiligen Förderzahlungen auf den gesamten im Markt abgesetzten EE-Strom, erhält man den Kennwert für die Fördereffizienz in Tabelle 5-13. Zwar ist in der Tat die Fördereffizienz in der SV_WbruPVnet doch etwas höher als in der SV_WindOpt, dafür sind aber auch die EE-Anteile insgesamt etwas niedriger.

Somit lässt sich zusammenfassend vermerken, dass die Fördereffizienz vor allem durch einen ausgewogeneren Mix aus Wind- und PV-Ausbau erreicht wird und nicht so sehr durch eine gleichmäßigere räumliche Verteilung der Windanlagen. Jedoch scheint ein ausgewogenerer Windausbau die Integrationsfähigkeit des Marktes etwas zu erhöhen, was wiederum hinsichtlich der EE-Ausbauziele (Fördereffektivität) von entscheidender Bedeutung ist. Auch senkt ein gleichmäßigerer FEE-Ausbau die Preis- bzw. Marktwertvolatilität und in der Folge die Risikoaufschläge der Investoren und FK-Geber. Es zeigt sich nach dieser Untersuchung ein klarer Trade-Off zwischen vorteilhaften Rahmenbedingungen aus Regulierer und Investoren Sicht. Ob die Höhe des aus Regulierersicht effizientesten Förderinstruments auch ausreicht, um die notwendigen Neu- und Ersatzinvestition in FEE-Anlagen unter diesen Bedingungen zu refinanzieren – in diesem Sinne also auch effektiv ist – wird im nächsten Abschnitt aus der Investor-Perspektive erörtert.

Tabelle 5-13: Vergleich der Fördereffizienz der diskutierten Instrumente in der SV_REF, SV_WbruPVnet und SV_WindOpt

Vergleich der Fördereffizienz in € ₂₀₁₄ /MWh	mit MPvar	mit MPfix	mit CPvar	mit CPfix
SV_REF	95,1	103,2	132,1	137,3
SV_WbruPVnet	93,3	-	-	115,0
SV_WindOpt	94,1	101,0	102,2	118,7

5.2.3.2 Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen

Im Folgenden werden nur die Ergebnisse des WAB 11 und 31 der SV_WindOpt mit denen der SV_REF verglichen, da bei der Darstellung aller repräsentativen Agenten ansonsten die Übersichtlichkeit der Ergebnisse leiden würden. Der WAB 11 und 31 sind im Weiteren insofern von besonderem Interesse, als sie Anlagenbetreiber der LK1 und LK3 repräsentieren, bei denen sich die installierte Leistung beim Zubau in beiden Szenarien stark ändert. Und außerdem so Standorte mit sehr guten Ressourcenbedingungen in Norddeutschland (WAB 31) bzw. eher schlechten in Süddeutschland (WAB 11) verglichen werden können. Das sich durch die unterschiedlichen installierten Leistungen die Ergebnisse in absoluten Werten nicht unbedingt sinnvoll vergleichen lassen, beschränkt sich der Vergleich primär auf die spezifischen Werte. Bei den PV-Anlagen wird PVAB 11 in den folgenden Analysen nicht weiter betrachtet, da er durch die Sonderstellung als einziger Agent ohne verpflichtende Direktvermarktung in keinem der analysierten Szenarien mit potenziellen Refinanzierungsproblemen konfrontiert wird. Weil sich bei den PVAB außerdem die Ressourcenpotenziale in den Simulationen nicht unterscheiden, ist im Folgenden vor allem ein Vergleich zwischen möglichst unterschiedlichen Anlagengrößen

und damit die Vollkosten sowie des RoE des Eigentümer-Typs von Interesse, sodass die weitere Auswahl auf den PVAB 21 und PVAB 47 fällt. Außerdem wird die vergleichende Darstellung zwischen den Varianten mit Markt- und Kapazitätsprämien getrennt voneinander erörtert.

Beim Vergleich zwischen variabler und fixer MP der WAB 11 und 31 in Abbildung 5-37 fallen zunächst die deutlich geringeren abgeregelten Strommengen (EP_{cur}) im optimierten Windausbauszenario auf. So reduzieren sich die Anteile beider dargestellten Agenten-Typen bei der MP_{var} auf ungefähr die Hälfte der Werte des SV_REF. Bei der MP_{fix} liegen die abgeregelten Mengen mit 23 % beim WAB 11 bzw. 35 % beim WAB 31 um ein Drittel niedriger als im Referenzfall. Erstaunlich ist dieses Ergebnisse vor allem für die Anlagen in der LK1 (Süddeutschland), da hier im Vergleich zur SV_REF im Jahr 2035 nicht nur 2.034 MW installiert sind, sondern 14.545 MW. Das deutlich mehr Strom aus Anlagen im Süden eingespeist wird, zeigt sich auch beim Vergleich des agentenspezifischen (\emptyset INC(PEX)) mit dem durchschnittlichen Onshore-Marktwert (\emptyset MV_{on}). Lag dieser Wert beim WAB 11 in der SV_REF noch bei 53 €/MWh und damit 16 €/MWh über dem durchschnittlichen Marktwert, schrumpft die Differenz in der SV_WindOpt bei einem INC(PEX) von knapp 47 €/MWh auf 3 €/MWh. Womit deutlich wird, dass auch der \emptyset MV_{on} in der SV_WindOpt von 37 €/MWh auf 43 €/MWh ansteigt.

Beim WAB 31 in Norddeutschland hingegen reduziert sich die negative Differenz zum durchschnittlichen Marktwert, sodass sich die, durch die MP_{var} angestrebte Schlechterstellung dieser Standorte nur noch auf 4 €/MWh beläuft, statt wie zuvor auf 7 €/MWh. Im optimierten Windausbauszenario scheint sich somit bei der MP_{var} das Risiko vom Gleichzeitigkeits-effekt betroffen zu sein, von den SOGs mit hohen FLH auf die Regionen mit mittleren und niedrigen FLH zu verschieben.

Interessanterweise zeigen sich bei den Varianten mit

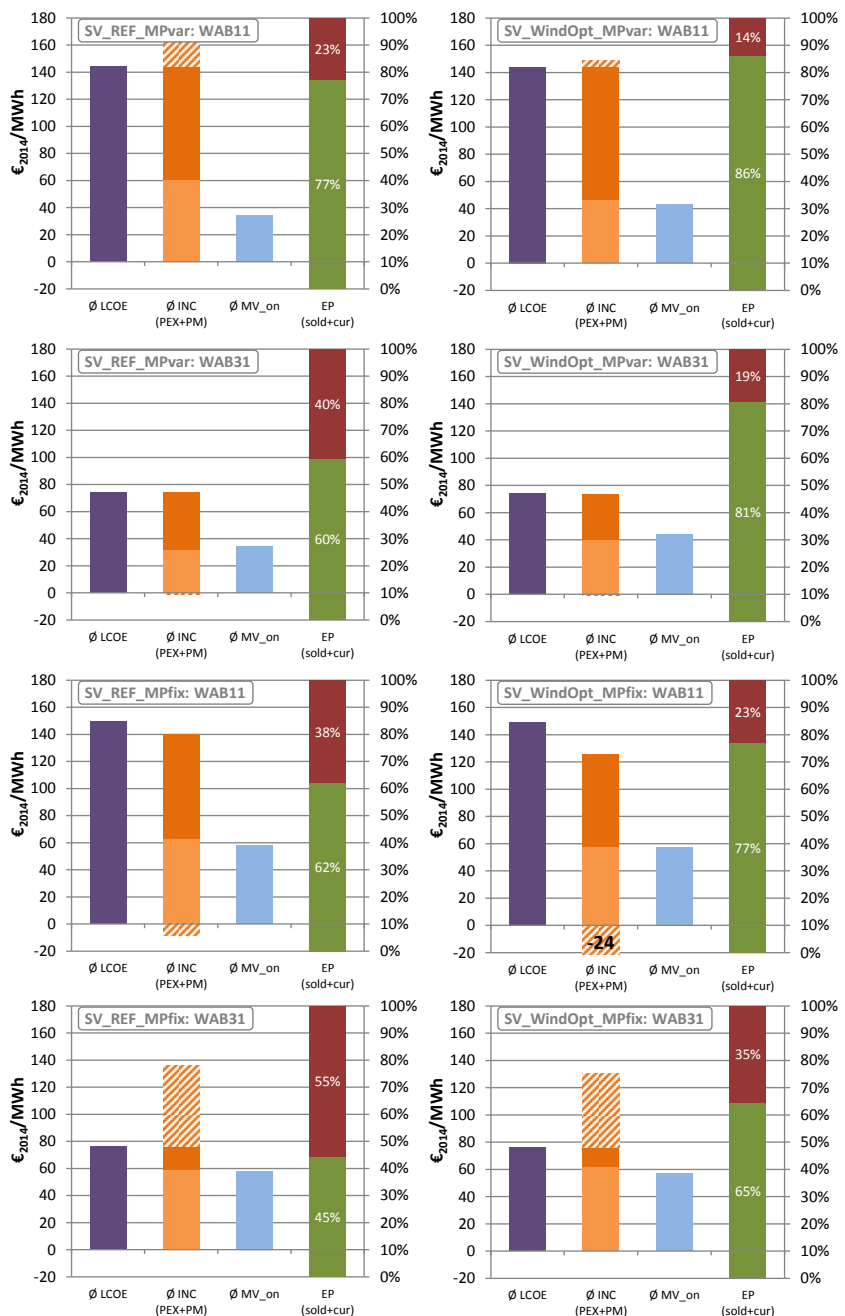


Abbildung 5-37: Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP_{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP_{cur}) der WAB 11 und 31 im Zeitraum 2015-2035 in der SV_WindOpt bei Anwendung der MP_{var} und MP_{fix} im Vergleich zur SV_REF

fixer MP genau umgekehrte Effekte. So fällt bspw. der durchschnittliche Marktwert aller Anlagen von knapp 59 €/MWh in der SV_REF auf gut 57 €/MWh. Wobei sich beim WAB 11 die noch leichte Besserstellung in der SV_REF mit einem agentenspezifischen Marktwert von 63 €/MWh in der SV_WindOpt auflöst. Die \emptyset INC(PEX) betragen jetzt nur noch gut 57 €/MWh. Die Standorte in Norddeutschland verbessern sich hingegen mit einem \emptyset INC(PEX) i. H. v. knapp 59 €/MWh auf gut 62 €/MWh und schneiden in der SV_WindOpt mit einem Unterschied von 5 €/MWh nun deutlich besser ab als der Onshore Durchschnitt. Damit würde der im optimierten Windausbauzenario hinterlegte gleichmäßigere Ausbau zwischen Standorten in Nord- und Süddeutschland konterkariert. Die Investitionsanreize wirken im Falle der fixen MP, wie schon in den untersuchten Szenario-Varianten zuvor, nicht systemdienlich, sondern kontraproduktiv.

Bei der Vergütung nach variabler und fixer CP in Abbildung 5-38 ändert sich zwischen den Szenario-Varianten bei den agentenspezifischen als auch den durchschnittlichen Marktwerten bzw. ihrem Verhältnis untereinander nichts, da auch die Opportunitätskosten der Abregelung in allen vier Varianten gleich hoch liegen und immer positiv sind (OpC_cur = O&M_var). Trotz gleicher Anreize zur Abregelung, können die WAB 11 und 31 in der SV_WindOpt 10-15 % mehr Strom am Markt absetzen als in der SV_REF. Dies wirkt sich entsprechend positiv auf die Refinanzierungsbedingungen aus. Jedoch wird kein Standort durch die Anreizwirkung zum Anlageneinsatz spezifisch bevor- bzw. benachteiligt.

Wenn sich jedoch bei einer kapazitiven Vergütung bei den spezifischen Verkaufserlösen keine oder kaum Verbesserungen im Vergleich zum Wettbewerber an anderen Standorten realisieren lassen, werden bei Neuinvestitionen vor allem die Standorte bevorzugt, bei denen die Investitionskosten den kleinsten Anteil an den Voll-

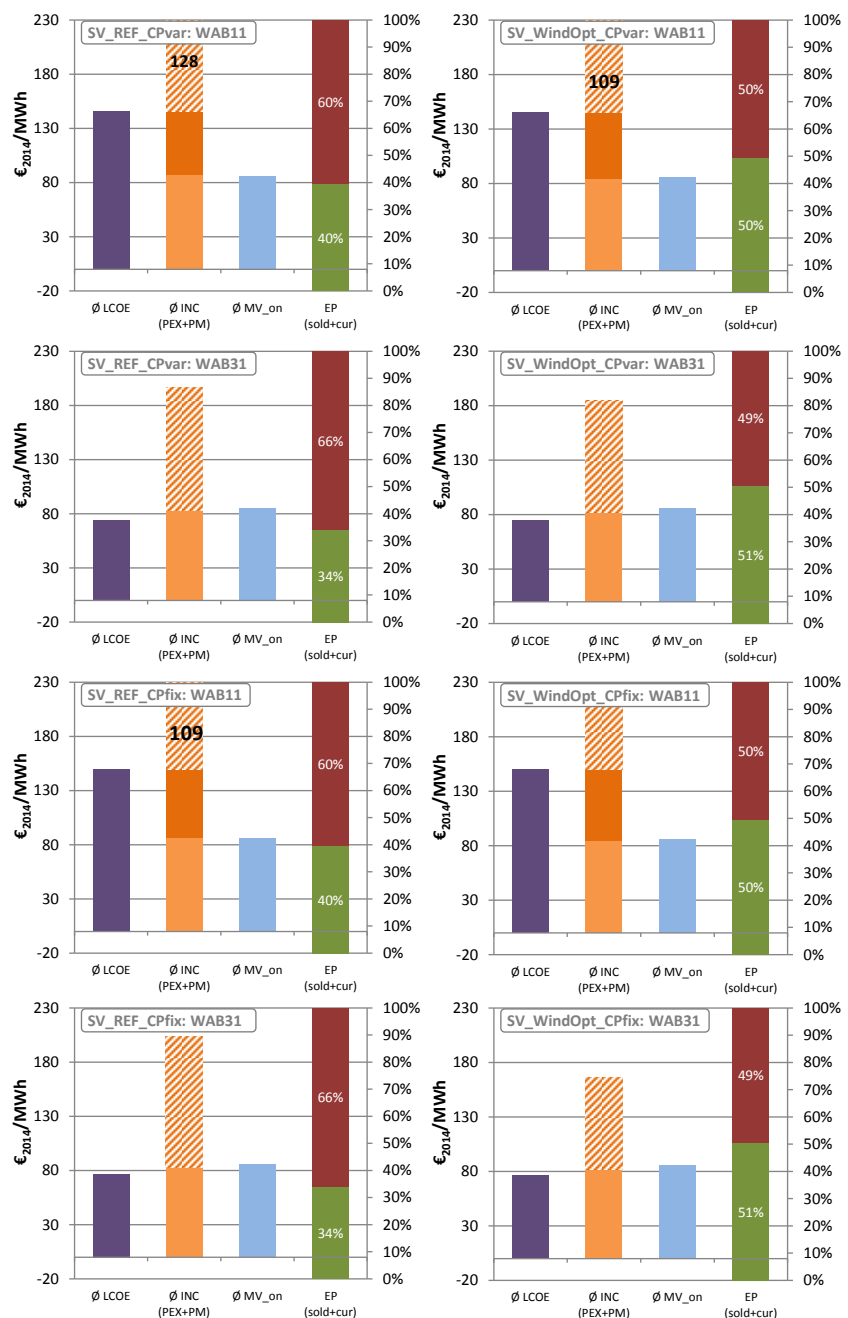


Abbildung 5-38: Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_WindOpt bei Anwendung der CP_var und CP_fix im Vergleich zur SV_REF

kosten ausmachen. An Standorten also mit höherem potenziellen Windertrag, da sich dann über die verkaufte Strommenge die Investition schneller refinanzieren lässt. Dem versucht die variable CP entgegenzuwirken, indem sie höhere spezifische Vergütungen in €/MW an die Anlagen auszahlt, die auch höhere Anteile an fixen Investitionskosten bei den Vollkosten aufweisen. Dementsprechend ist in Abbildung 5-38 gut zu erkennen, dass bei der CP_{var} die in €/MWh umgerechneten $\bar{\Delta}$ INC(PM) beim WAB 11 auch höher ausfallen als bei der CP_{fix}. Zusätzlich scheinen die WAB der LK1 bei den spezifischen Prämieinnahmen ebenfalls deutlich mehr zu erhalten als die WAB der LK3.

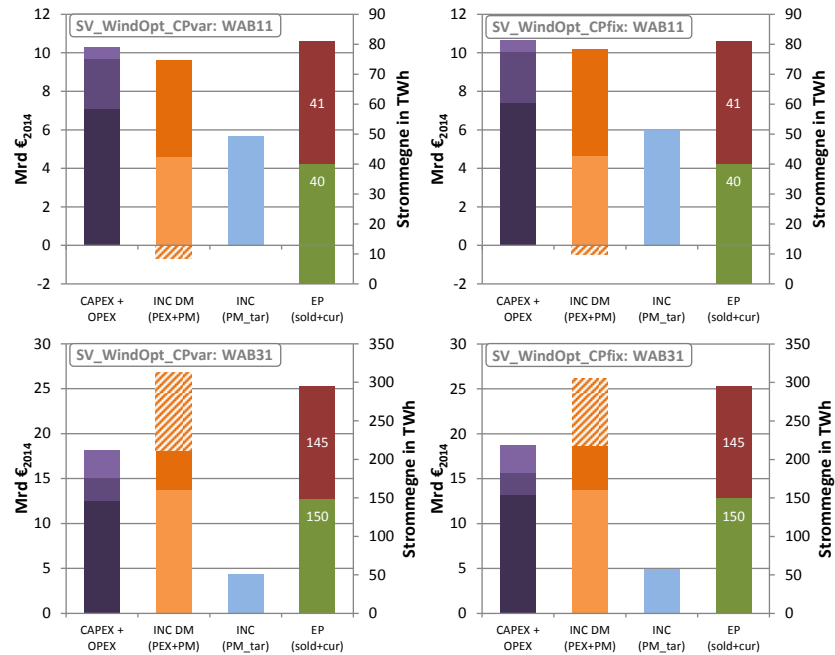


Abbildung 5-39: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten sowie tatsächlich vermarktete (EP_{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP_{cur}) ausgewählter WAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_WindOpt bei Anwendung der CP_{var} und CP_{fix}

In diesem Fall täuschen jedoch die spezifischen Werte bei der Beurteilung der Refinanzierungsbedingungen über eine komplexere Realität hinweg. Betrachtet man zusätzlich die absoluten Einnahmen und Ausgaben, zeigt sich ein gänzlich anderes Bild, wie in Abbildung 5-39 verdeutlicht wird. So zeigen sich sowohl bei der CP_{var} als auch der CP_{fix} deutlich bessere Refinanzierungsbedingungen beim WAB 31 in Norddeutschland, der mit doppelt so hohen Erträgen wie Gesamtausgaben rechnen kann, während der WAB 11 hingegen sogar mit dem Risiko einer Fehlinvestition rechnen muss. Und das obwohl die orange-weiß gestreifte Fläche bei dem spezifischen Wert in Abbildung 5-38 noch eine starke „Überförderung“ angezeigt hat. Wie ist also das scheinbar gute Ergebnis der CP_{var} bei der Betrachtung der spezifischen Werte in Abbildung 5-38 zu erklären?

Hierbei hilft die Darstellung der Einnahmen der WAB der LK3 in €/MWh über den Zeitlauf bei gleichzeitiger Darstellung der kapazitiven Vergütung in €/MW in Abbildung 5-40, denn nur mit einem einwandfreien Verständnis der im Modell wirkenden Interdependenzen, lässt sich das Ergebnis korrekt einordnen. Die spezifischen Ergebnisse in €/MWh wie der $\bar{\Delta}$ BRS_Preis, die $\bar{\Delta}$ INC und die $\bar{\Delta}$ LCOE der WAB der LK3 sind auf der linken Achse aufgetragen und die ausgezahlten Kapazitätsprämien in €/MW und Monat auf der rechten. Bei den durchschnittlichen Gesamteinnahmen aus der Direktvermarktung $\bar{\Delta}$ INC, in die die Einnahmen aller Agenten der LK3 über die Börse als auch die umgerechnete kapazitative Vergütung in €/MWh einfließen, zeigt sich bei der CP_{var} zwar ein leicht schwankender, aber dennoch relativ konstanter Verlauf in einem Korridor von gut 150-200 €/MWh. Während dieser Wert bei der CP_{fix} kontinuierlich von 100 €/MWh auf über 250 €/MWh zum Ende der Simulation ansteigt. Als Mittelwert dieser beiden Kurven über den Simulationszeitraum ergeben sich Durchschnittswerte von 178 €/MWh bei der CP_{var} bzw. 162 €/MWh bei der CP_{fix}. Diese Werte werden auch bei Berücksichtigung des negativen dunkelorange Anteils als $\bar{\Delta}$ INC für den WAB 31 in Abbildung 5-38 angezeigt.

Entscheidend ist jedoch der Kurvenverlauf der CP_{var} in Abbildung 5-40, bei der die Prämie zu Beginn der Simulation auf relativ hohem Niveau startet, wenn sich auch die durchschnittlichen Börsenpreise noch auf sehr niedrigen Niveau befinden. Und anschließend – entsprechend dem Berechnungsmechanismus der CP_{var} folgend – umgekehrt proportional zum Anstieg des Börsenpreises über den Simulationszeitraum kontinuierlich abfällt. In den ersten Jahren der Simulation wird aber im Vergleich zum Anlagenbestand nur relativ wenig Strom aus neu in Betrieb genommenen WKAs eingespeist, die über eine Kapazitätsprämie vergütet werden. Während sich deutlich mehr installierte Windleistung der LK3 zum Ende der Simulation im System befindet, wenn sich auch die Börsenpreise auf deutlich höherem Niveau bewegen.

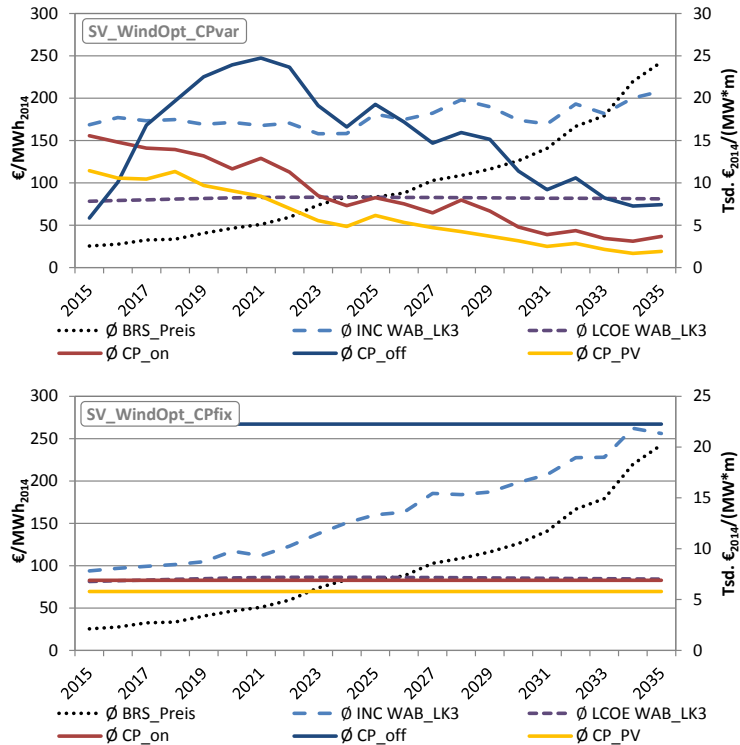


Abbildung 5-40: Entwicklung der CP_{var} und CP_{fix} für On- und Offshore Wind- und PV-Strom im Vergleich zu den spezifische Durchschnittskosten (\emptyset LCOE) und -einnahmen (\emptyset INC) der WAB der LK3 von 2015-2035 in der SV_WindOpt

Dies führt letztendlich dazu, dass die umgerechneten spezifischen Einnahmen \emptyset INC(PM) aus der CP_{var} extrem hoch erscheinen. Das Ergebnisse der \emptyset INC aus Börsen und Prämieeinnahmen spiegelt diese Verschiebung der Mengengewichtung jedoch nicht wieder und verzerrt damit das Bild bzgl. der Beurteilung der Refinanzierungsbedingungen. Somit lässt sich festhalten, dass auch die CP_{var} den Simulationsergebnissen zufolge nicht die gewünschte Anreizwirkung hinsichtlich eines gleichmäßigeren Ausbaus auf die verschiedenen SOGs entfalten kann.

5.2.4 Einfluss von Schwachwindanlagen

Ergebnisdarstellung der SV_SWA-REF_MPvar, SV_SWA-WindOpt_MPvar, SV_SWA-REF_CPvar und SV_SWA-WindOpt_CPvar:

Die vorangegangenen Analysen haben gezeigt, dass vor allem die Fluktuation der Windeinspeisung die Volatilität der Börsenpreise maßgeblich beeinflusst und damit auch das Preisrisiko bei Neuinvestitionen. Ein weiterer Einflussfaktor, der durch das Förderinstrument direkt adressiert wird und für ein ausgeglicheneres und damit systemdienlicheres Gesamtprofil der Windeinspeisung sorgen kann, ist der Zubau sog. Schwachwindanlagen (SWAs). Diese Anlagen zeichnen sich im Vergleich zu den her-

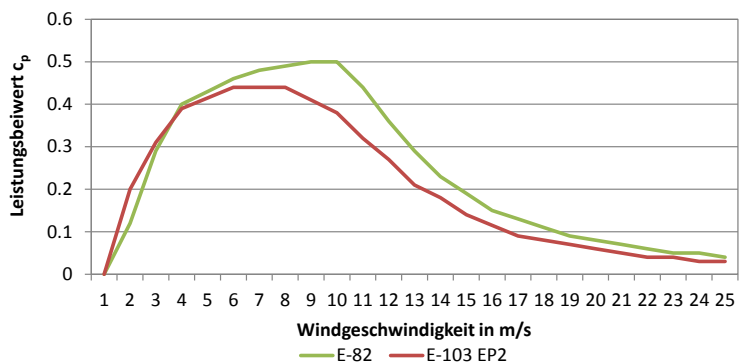


Abbildung 5-41: Leistungsbeiwerte der herkömmlichen Enercon E-82 und der Schwachwindanlage E-103 EP2

kömmlichen Enercon (SWAs). Diese Anlagen zeichnen sich im Vergleich zu den her-

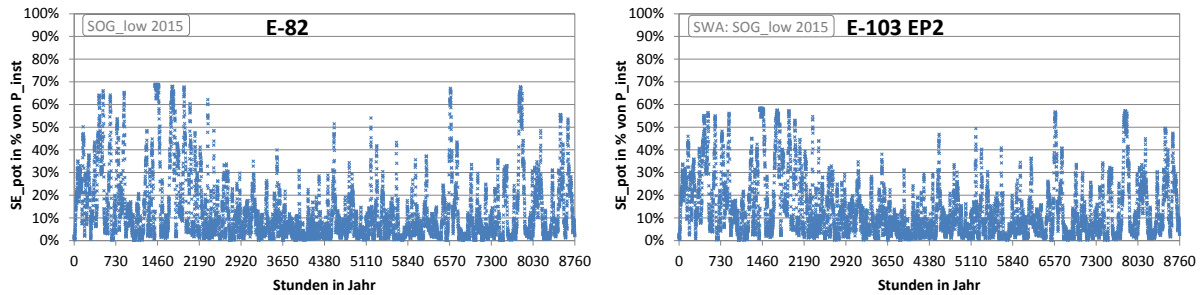


Abbildung 5-42: Vergleich der normierten potenziellen Stromerzeugungsprofile für herkömmliche WKA (Enercon E-82) und Schwachwindanlagen (Enercon-103-EP2) bei niedriger Standortgüte (SOG_{low}) für das beispielhafte Jahr 2015

kömmlichen WKAs durch ein größeres Generator-Rotor-Verhältnis aus, das sich in einem flacheren Verlauf der Anlagenkennlinie äußert (siehe Abbildung 5-41). SWAs erzeugen somit bereits bei geringen Windgeschwindigkeiten etwas höhere Leistungen und erreichen früher ihre Nennleistung. So erreicht die E-103 EP2 bereits bei einer Windgeschwindigkeit von ca. 2 m/s einen c_p von 0,2 statt 0,1 wie die E-82 bzw. wird die maximale Leistung mit einem c_p von knapp 0,45 bereits bei Windgeschwindigkeiten von 6 m/s erreicht statt wie bei der E-82 erst bei 9 m/s und einem c_p von 0,5.

Mit Hilfe des EnDat-Moduls aus Scholz (2010) werden die in AMIRIS verwendeten normierten Profile der potenziellen Stromerzeugung (SE_{pot}) berechnet, indem die zwei unterschiedlichen Anlagenkennlinien hinterlegt werden. Dabei werden die realen Windgeschwindigkeiten in m/s der sieben verwendeten historischen Wetterjahre (2006-2012) mit Hilfe der Leistungsbeiwerte in relative potenzielle Einspeiseprofile umgerechnet und auf die maximal installierte Leistung bezogen. Wie sich die zwei unterschiedlichen Anlagentechnologien auf die normierten Profile der potenziellen Stromerzeugung (SE_{pot}) an Standorten mit schwachem Windaufkommen (SOG_{low}) in stündlicher Auflösung auswirken, zeigt Abbildung 5-42 am Beispieljahr 2015. Gut zu erkennen ist, dass mit den SWAs (rechte Grafik) z. B. in den Stunden 1460-2190 nur noch knapp 60 % der installierten Leistung eingespeist werden (rechte Grafik), statt wie zuvor 70 % (linke Grafik). Die Unterschiede im niedrigen Windgeschwindigkeitsbereich von 1-4 m/s sind durch die hohe Anzahl von 8760 dargestellten Werten hingegen nur schwer zu erkennen, da sich viele Werte darstellungsbedingt überlagern.

Welche Unterschiede sich auf der System- und Akteursebene ergeben, wenn alle neu installierten On- und Offshore-Kapazitäten als SWAs ausgelegt sind, wird im folgenden Abschnitt erörtert. Hierbei wird der Fokus der Analysen auf die Instrumente der variablen MP und CP gelegt, da diese durch ihren Vergütungsmechanismus die stärksten Anreize zur Installation von SWAs liefern.

5.2.4.1 Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten

Um den Einfluss von SWAs auf die Börsenpreise zu analysieren, werden zunächst die Ergebnisse der neuen Szenario-Varianten (*SV_SWA-REF_MPvar*, *SV_SWA-WindOpt_MPvar*, *SV_SWA-REF_CPvar*, *SV_SWA-WindOpt_CPvar*) zur Anzahl der Ausprägung in den Preiskategorien mit den Ergebnissen aus den Referenzszenarios (*SV_REF_MPvar* und *SV_REF_CPvar*) tabellarisch miteinander verglichen. Schaut man sich in Tabelle 5-14 zunächst die *SV_REF_MPvar* und *SV_SWA-REF_MPvar* an, tritt ein sehr kontra-intuitives Ergebnis zu Tage, da sich die Anzahl der *normalen* Preise um 3.083 h reduziert und dafür in 1.145 h häufiger *sehr niedrige* und in 1.938 h *negative* Preise auftreten. Und selbst in der Variante mit optimierten Windausbau (*SV_SWA-WindOpt_MPvar*) liegt die Häufigkeit in diesen beiden Kategorien über denen der *SV_REF_MPvar*. Nur die Knappheitspreise reduzieren sich in der *SV_SWA-REF_MPvar* minimal auf 1.621 h bzw. deutlich auf 1.041 h in der *SV_SWA-WindOpt_MPvar*. Der optimiert verteilte Windausbau hat also eine wesentlich größeren Effekt auf die Versorgungssicherheit als der Einsatz von SWAs.

Tabelle 5-14: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen in den Läufen mit variabler Markt- und Kapazitätsprämie im Vergleich der SV_SWA, SV_SWA-WindOpt und SV_REF

Preis-kategorien in € ₂₀₁₄ /MWh	SV_REF_MPvar		SV_SWA-REF_MPvar		SV_SWA-Wind-Opt_MPvar		SV_REF_CPvar		SV_SWA-REF_CPvar		SV_SWA-Wind-Opt_CPvar	
	in h	in %	in h	in %	in h	in %	in h	in %	in h	in %	in h	in %
normale Preise > 20	139.995	76,1	136.912	74,4	135.949	73,9	174.652	94,9	174.424	94,8	174.295	94,7
niedrige Preise 20-0	20.158	11,0	21.303	11,6	21.799	11,8	7.540	4,1	7.686	4,2	7.843	4,3
negative Preise < 0	23.806	12,9	25.744	14,0	26.211	14,2	1.767	1,0	1.849	1,0	1.821	1,0
Knappheitspreise >1.000	1.690	0,92	1.621	0,88	1.041	0,57	2.929	1,59	3.029	1,65	2.636	1,43

Fast noch überraschender sind die Ergebnisse in den Varianten mit variabler CP, bei denen ebenfalls im Vergleich zur SV_REF_CPvar seltener normale, dafür aber häufiger *sehr niedrige* und *negative* Preise auftreten. Hier treten in der SV_SWA-REF sogar mehr Knappheitspreise auf.

Und auch hier zeigt sich erst in der Kombination mit einem räumlich gleichverteilten Onshore Windausbau eine deutliche Reduktion der Stunden, in der Stromangebot und -nachfrage ansonsten nicht hätte zur Deckung gebracht werden können. Warum die Ergebnisse der Simulation mit SWAs unter sonst gleichen Bedingungen wie in der SV_REF sich so verhalten, kann zu diesem Zeitpunkt der Analyse noch nicht zufriedenstellend erklärt werden¹⁰⁹. Nur dass durch die SWAs dem System insgesamt etwas weniger eingespeiste Leistung zur Verfügung steht, ist nachvollziehbar.

Vergleicht man die statistischen Eigenschaften der Jahre 2030 und 2035, in denen der Anteil der seit 2015 neu installierten Kapazitäten mit Schwachwindanlagen den deutlich größeren Anteil im Verhältnis zu den Bestandsanlagen ausmacht, treten ebenfalls bemerkenswerte Resultate auf (siehe Tabelle 5-15). Zunächst zeigt sich beim Vergleich der Mittelwerte, dass im Falle der SV_SWA-REF_MPvar die scheinbar systemdienlichere Auslegung¹¹⁰ der Anlagen eine preisdämpfende Wirkung entfaltet und den Mittelwert im Jahr 2030 um gut 8 €/MWh auf 99,8 €/MWh reduziert und in der Kombination mit optimierten Windausbau (SV_SWA-WindOpt_MPvar) auf 92,3 €/MWh. Noch deutlicher zeigt sich der Effekt im Jahr 2035, bei dem sich der Unterschied zwischen der SV_REF_MPvar und der SV_SWA-WindOpt_MPvar auf 36,8 €/MWh beläuft.

Bei den Resultaten mit variabler Kapazitätsprämie (SV_SWA-REF_CPvar und SV_SWA-WindOpt_CPvar)

Tabelle 5-15: Deskriptive Statistik der stündlichen Börsenpreise des Jahres 2030 und 2035 in den Läufen SV_REF, SV_SWA-REF und SV_SWA-WindOpt bei Anwendung der MPvar und CPvar

statistische Eigenschaften	SV_REF_MPvar	SV_SWA-REF_MPvar	SV_SWA-Wind-Opt_MPvar	SV_REF_CPvar	SV_SWA-REF_CPvar	SV_SWA-Wind-Opt_CPvar
\bar{x} 2030 in €/MWh	107,9	99,8	92,3	163,5	157,9	151,5
\check{x} 2030 in €/MWh	117,0	114,6	113,7	129,2	128,8	127,9
Var 2030	68.458	66.914	38.508	117.586	65.936	38.314
SD 2030	261,6	258,6	196,2	342,9	256,8	195,7
\bar{x} 2035 in €/MWh	195,3	189,2	158,5	301,3	303,3	290,4
\check{x} 2035 in €/MWh	168,6	166,1	160,0	192,4	194,3	191,7
Var 2035	75.908	77.337	41.213	255.291	184.753	156.247
SD 2035	275,5	278,1	203,0	505,2	429,8	395,3

¹⁰⁹ Die Erklärung für diesen Effekt kann erst mit der Auswertung in Abschnitt 5.2.7 gezeigt werden.

¹¹⁰ Eine systemdienlichere Auslegung bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Windeinspeiseprofile etwas geglättet verlaufen und damit die Differenz aus maximaler und minimaler Einspeisung abnimmt und damit auch die Varianz in den Börsenpreisen.

tritt dieser Effekt nur in abgeschwächter Form zutage. Hier liegen die Mittelwerte wesentlich dichter beieinander. Bei der CP_{var} erhöhen die SAWs im Jahr 2035 demnach sogar den Mittelwert x unter Referenzbedingungen. Der Grund für das deutlich niedrigere Preisniveau im Jahr 2035 in der SV_SWA-WindOpt mit MP_{var} als auch CP_{var} kann mit dem verminderten Auftreten von Knappheitspreisen erklärt werden (vgl. Tabelle 5-14). Wobei die Auswertung in Abschnitt 5.2.3 bereits gezeigt hat, dass ein optimierter Windausbau hierbei den größeren Anteil am Effekt auszumachen scheint, als die Auslegung der Neuinstallationen als SWAs.

Bei der Betrachtung der Varianz und Standardabweichung vermag nur die systemdienlichere Anlagenauslegung bei der CP_{var} das Preisvolatilität deutlich zu reduzieren. Konnten diese Werte bei der MP_{var} zumindest im Jahr 2030 noch leicht reduziert werden, erhöhen sie sich hingegen im Jahr 2035 sogar etwas. Auch dieses Phänomen kann zu diesem Zeitpunkt noch nicht plausibel erklärt werden.

Bei der Auswertung der absoluten und relativen Marktwerte unter Referenzbedingungen in Abbildung 5-43 zeigt sich ebenfalls, dass die Auslegung als SWAs allein kaum einen merklichen Effekt auf die Stabilisierung dieser für die Förderkosten und Refinanzierung kritischen Größe aufweist. Ohne die Kombination mit einem gleichmäßigeren Ausbau der Onshore-Windanlagen zeigt sich weder bei den absoluten noch den relativen Onshore-Marktwerten eine wirkliche Verbesserung im Vergleich zur Situation in der SV_REF, und zwar unabhängig vom eingesetzten Instrument. Auch die MV_{off} und MV_{pv} sowie deren relative Äquivalente scheinen vom vermehrten Einsatz der SWAs kaum zu profitieren. Im Jahr 2022, beim erstmaligen Absinken des VF_{pv} auf ca. 50 %, und auch zum Ende der Simulation ab dem Jahr 2030 scheinen die Werte für PV-Anlagen sogar leicht unter die Werte im Referenzszena-

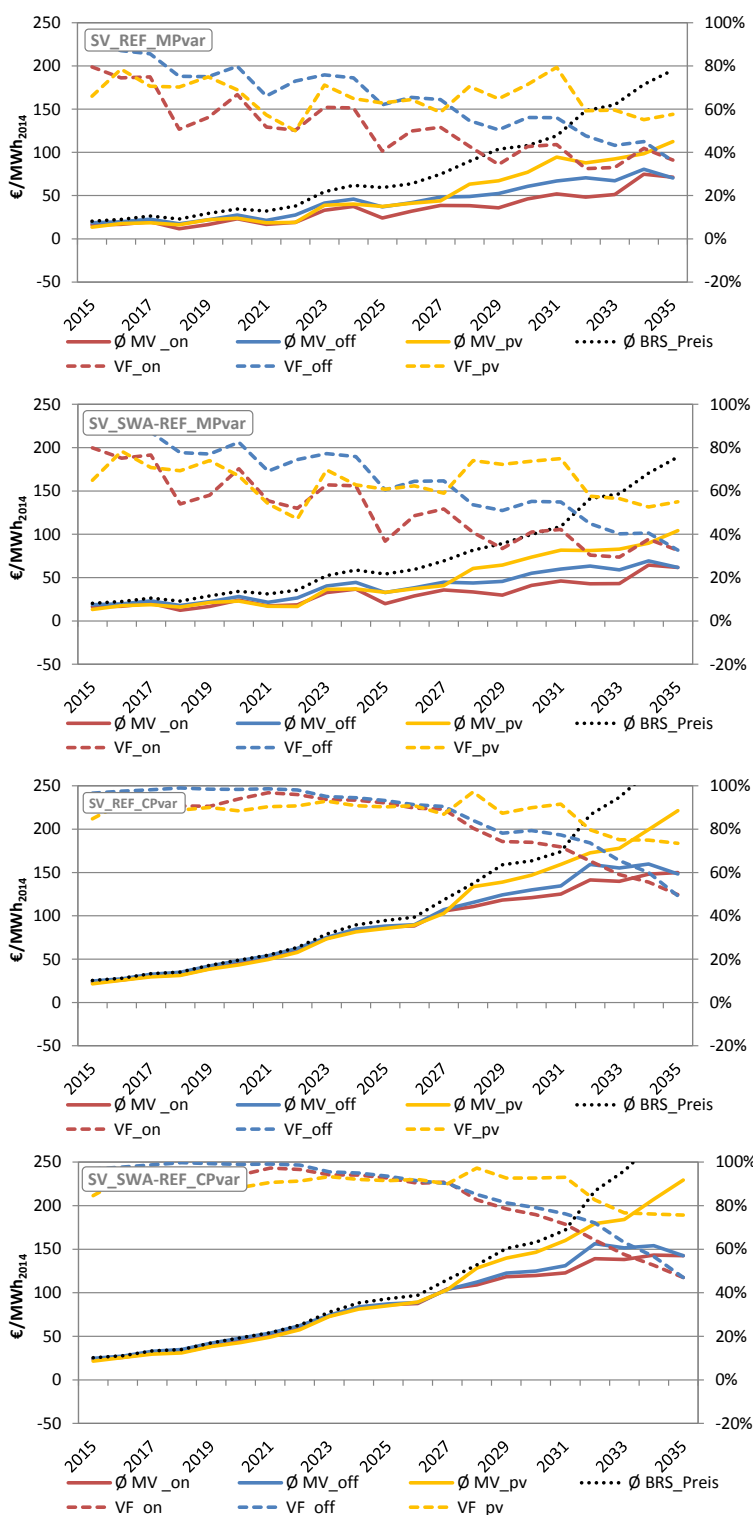


Abbildung 5-43: Vergleich der absoluten (MV) und relativen Marktwerte (VF) der FEE in der SV_REF und SV_SWA_REF bei Anwendung der MP_{var} und CP_{var} von 2015-2035

rio zu fallen. Dafür neigen sie zu mindestens im Jahr 2028 und 2029 zu etwas höheren Werten.

Um den Einfluss der SWAs auf die Entwicklung der Marktwerte in Verbindung mit einem optimierten Ausbau direkt vergleichen zu können, werden die Ergebnisse der *SV_SWA-WindOpt_MPvar* und der *SV_SWA-WindOpt_CPvar* in Abbildung 5-44 der *SV_WindOpt_MPvar* und *SV_WindOpt_CPvar* aus Abschnitt 5.2.3 gegenübergestellt. Aber auch bei sonst gleichen Rahmenbedingungen scheinen die SWAs keinen merklichen Effekt auszuüben. Am ehesten profitieren noch die PV-Anlagen in der Variante mit der CP_{var} , bei der sich die Marktwerte zum Ende der Simulation auf einem minimal höheren Niveau halten können. Ansonsten gibt es bei den Marktwerten für On- und Offshore-Wind höchstens Abweichungen im Dezimalbereich.

Durch die kaum veränderten Resultate auf die Börsenpreise und Marktwerte zeigt sich, wie in Abbildung 5-45 dargestellt, konsequenterweise auch kaum eine verbesserte Effizienz bei den Förderkosten der Instrumente. Bei beiden Instrumenten steigen in der *SV_SWA-REF* durch das leicht gefallene Börsenpreisniveau die Förderkosten sogar. Und beim eingespeisten EE-Strom werden bei der CP_{var} sogar weniger Mengen in den Markt integriert, während dieser Anteil bei der MP_{var} hingegen leicht gesteigert werden kann. Diese nicht unbedingt zu erwartende Wirkung der SWAs äußert sich auch in einer schlechteren Fördereffizienz. Wie in Tabelle 5-16 ersichtlich, verschlechtert sich die Fördereffizienz bei der MP_{var} auf

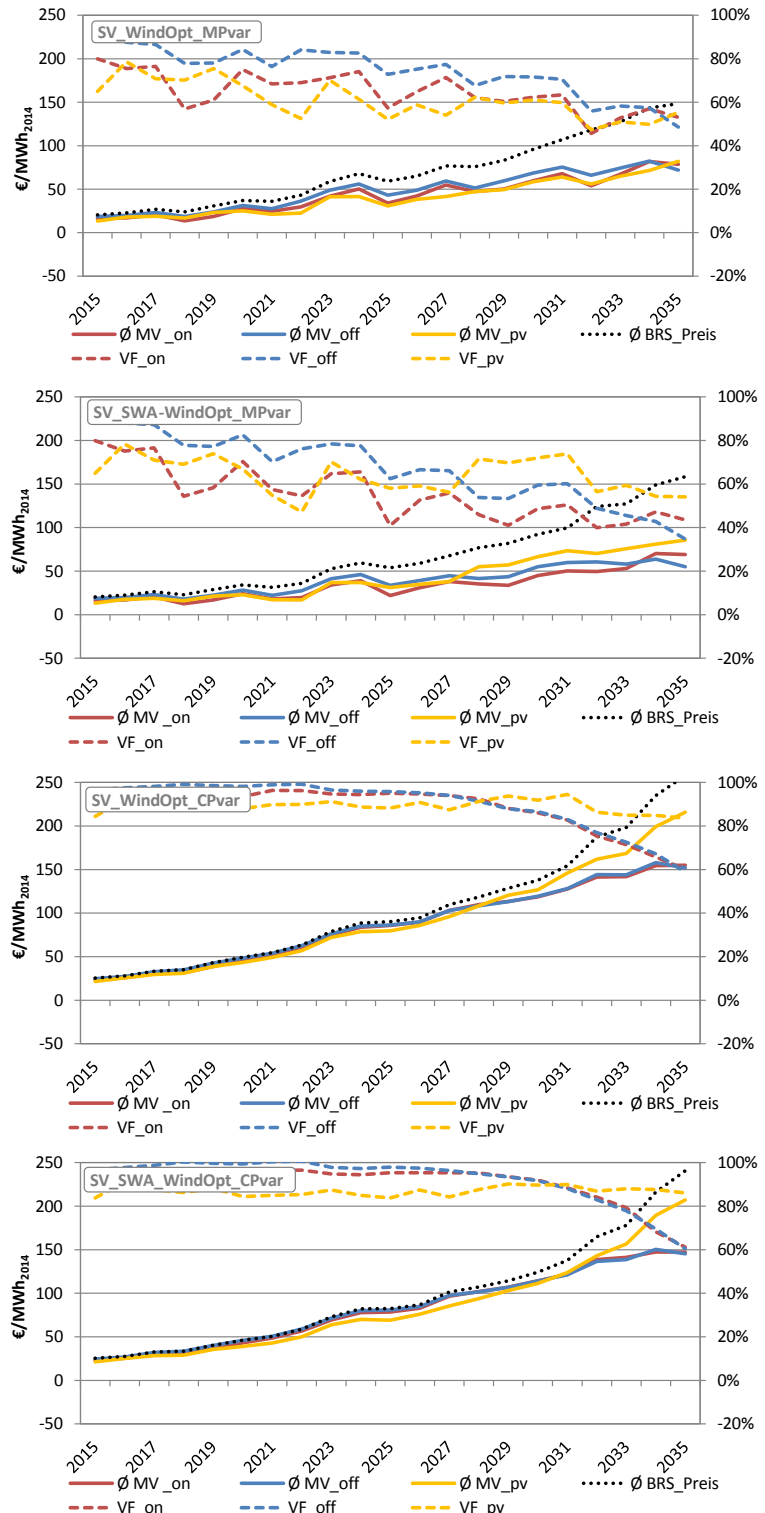


Abbildung 5-44: Vergleich der absoluten (MV) und relativen Marktwerte (VF) der FEE in der *SV_WindOpt* und *SV_SWA-WindOpt* bei Anwendung der MP_{var} und CP_{var} von 2015-2035

Tabelle 5-16: Vergleich der Fördereffizienz der Instrumente in der *SV_REF* und *SV_WindOpt*

Vergleich der Fördereffizienz in € ₂₀₁₄ /MWh	<i>SV_REF</i>	<i>SV_SWA-REF</i>	<i>SV_SWA-WindOpt</i>
MPvar	95,1	97,2	98,6
CPvar	132,1	137,1	135,5

97,2 bzw. 98,6 €/MWh und bei der CP_{var} auf 137,1 bzw. 135,5 €/MWh.

Die Szenario-Varianten, bei denen

jede neu installierte On- und Offshore-Windanlage ab 2015 als SWA ausgelegt wird, können alles in allem die Erwartungen hinsichtlich einer verbesserten Marktintegration überraschenderweise nicht erfüllen. Die veränderten Erzeugungsprofile schlagen in ihrer Wirkung kaum auf die Strompreise durch und lassen auch bzgl. der Marktwerte und Förderkosten keine merklichen Verbesserungen zu. Sie reduzieren weder die Knappheitssituationen noch die Volatilität der Preise und können deshalb auch nicht als vorteilhaft hinsichtlich der Versorgungssicherheit und Planungssicherheit bewertet werden.

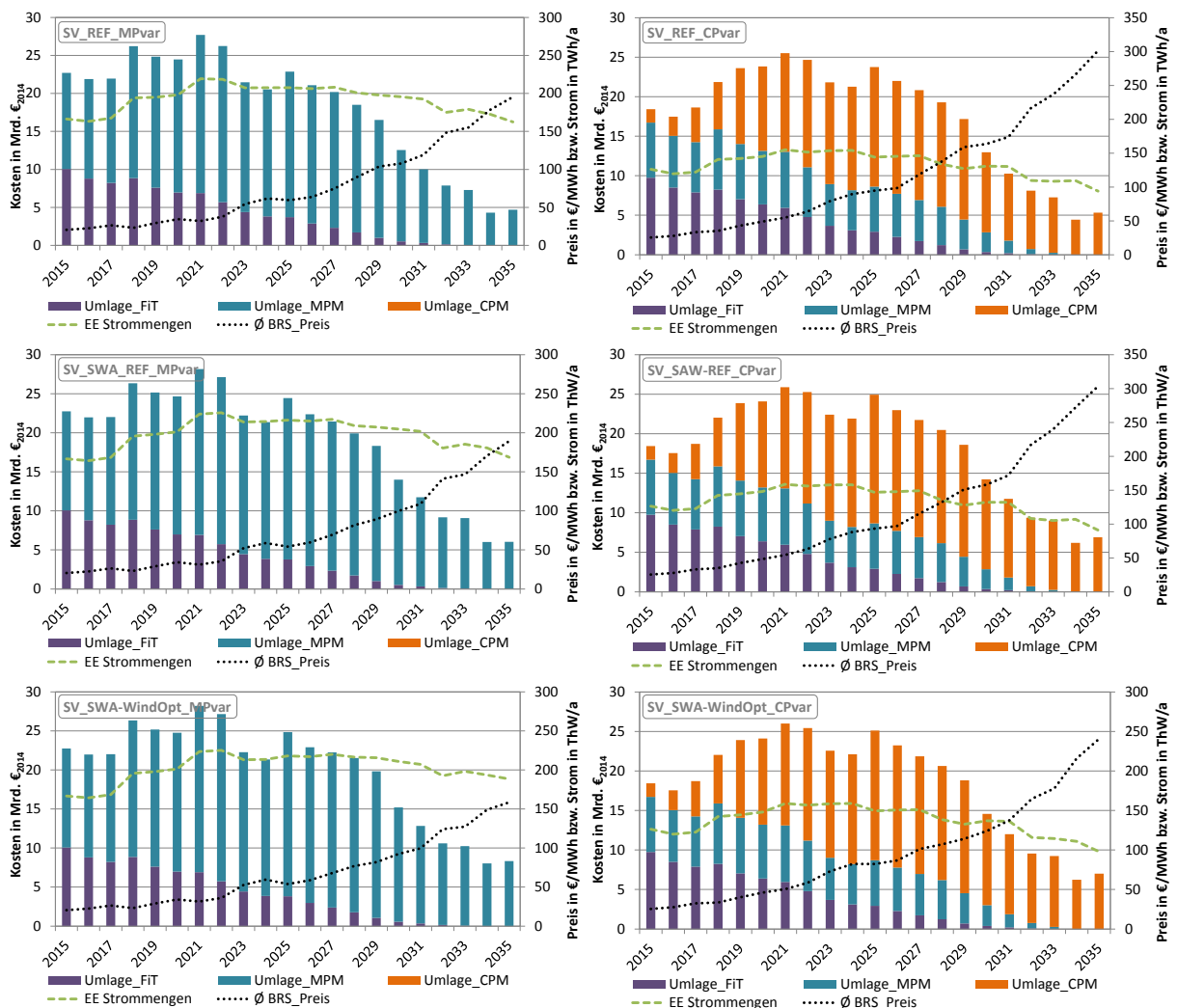


Abbildung 5-45: Förderumlagekosten und EE-Strommengen bei Anwendung der MP_{var} und CP_{var} im Vergleich der SV_{REF} , $SV_{SWA-REF}$ und $SV_{SWA-WindOpt}$ von 2015-2035

5.2.4.2 Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen

Durch die sich kaum verändernden Börsenpreise und Marktwerte der FEE-Anlagen entfaltet die Auslegung aller neuen Installationen als SWAs auch auf die Refinanzierungsbedingungen nur unwesentliche Verbesserungen für die Investoren. In Abbildung 5-46 sind zur Verdeutlichung dieser Feststellung die Kosten und Einnahmen sowie vermarkteten und abgeregelten Strommengen als relative Größen der repräsentierenden WAB zwischen dem Lauf mit SWA und dem Referenzszenario mit variabler MP dargestellt.

Außer leicht geringeren abgeregelten Strommengen i. H. v. 1-3 % kann in der aggregierten Darstellung eigentlich keine bemerkenswerte Änderung festgestellt werden. Die Einnahmen über die Börse fallen genauso wie die durchschnittlichen Marktwerte sogar etwas niedriger aus. Entsprechend mehr wird zur Deckung der Vollkosten über die Prämienzahlung abgedeckt. Dieses Ergebnis ist somit auch konsistent mit den höheren Förderkosten auf der Systemebene. Auch bei der Anwendung der variablen Kapazitätsprämie sowie der Ergebnisse für die PVAB ergibt fast exakt das gleiche Bild. Auf eine ausführliche Auswertung wird an dieser Stelle deshalb verzichtet. Die grafische Ergebnisdarstellung der PVAB kann jedoch in Anhang H) II) & III) eingesehen werden.

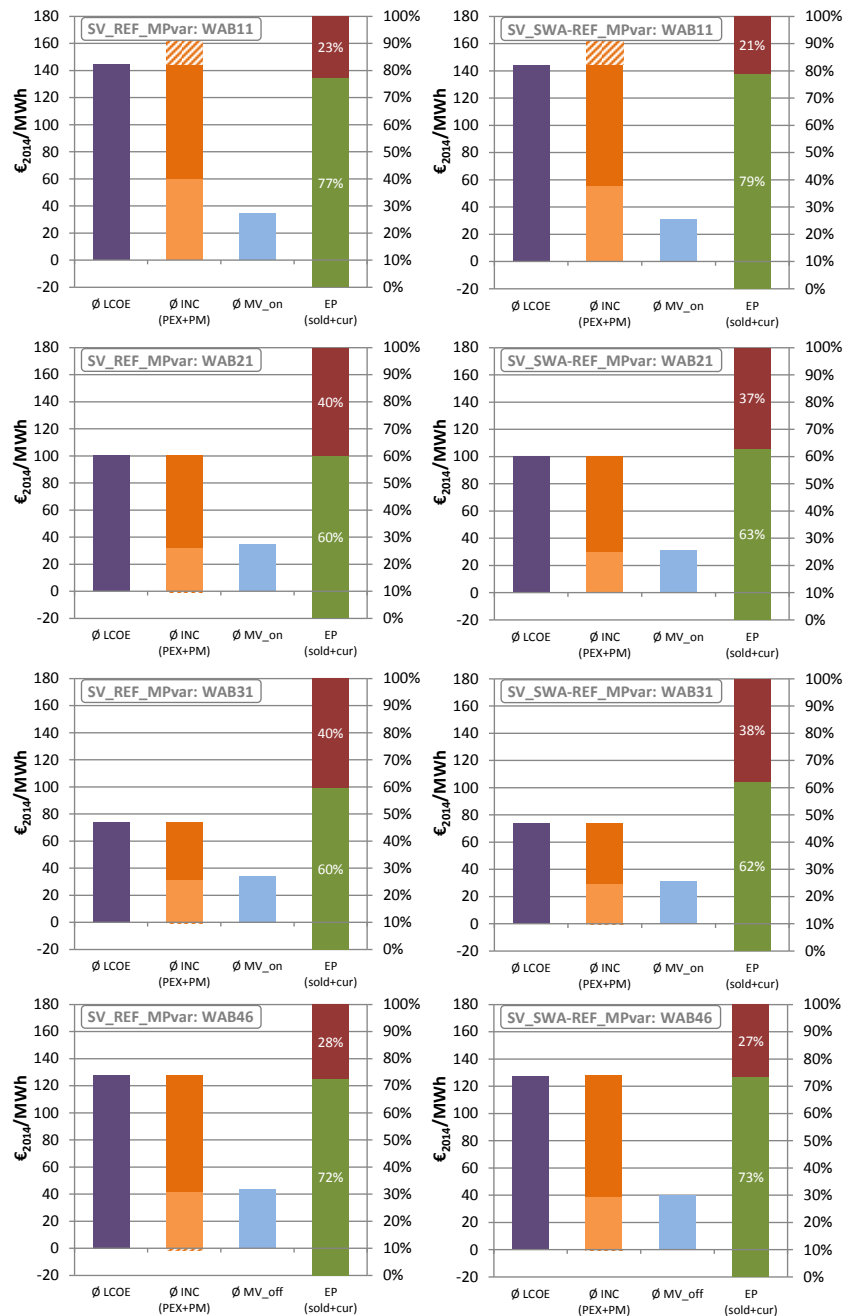


Abbildung 5-46: Durchschnittskosten (ø LCOE), -einnahmen (ø INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP_{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP_{cur}) ausgewählter WAB im Vergleich der SV_REF und SV_SWA-REF bei Anwendung der MPvar im Zeitraum 2015-2035

5.2.5 Zubau und Betriebsstrategien der Biomasseanlagen

Ergebnisdarstellung der SV_{BM_Inflex_MPvar}, SV_{BM_Flex_I_MPvar} und SV_{BM_Flex_II_MPvar}:

Bei den bisherigen Analysen nicht berücksichtigt wurden die Einflüsse durch die an sich flexibel einsetzbare Leistung der Biomasse-Anlagenbetreiber (BMAB), die durch einen strompreisorientierten Einsatz zum Ausgleich der Fluktuation aus Wind- und PV-Strom beitragen kann. Der Einfluss der BMAB in den zuvor durchgeführten Szenariosimulationen spielte auch deshalb nur eine untergeordnete Rolle, da seit dem EEG 2014 der Neubau von Biomasseanlagen stark eingeschränkt wurde und nur noch innerhalb eines Ausbaukorridors (ABK) von 100 MW/a brutto weiterhin gefördert wird.

Darüber hinaus lieferte das Vergütungssystem über FiTs bei deutlich gestiegenen FEE-Anteilen in den letzten Jahren zunehmend kontraproduktive Anreize zum Dauerlastbetrieb dieser Anlagen.

Soll die Biomasse einen förderlichen Beitrag zur Integration der FEE und damit zum Erreichen der EE-Ziele leisten, kann dies nur über eine flexible Fahrweise erfolgen. Aus diesem Grund wurde im EEG 2012 die sog. Flexibilitätsprämie eingeführt, die als Investitionszuschuss verstanden werden kann, um eine höhere Erzeugungsleistung der Block-Heiz-Kraftwerke sowie Gas- und ggf. Wärmespeicher nachzurüsten (vgl. Abschnitt 4.5.1). Durch diese Nachrüstungen soll sich bei sonst gleich hohem Substrateinsatz bei erhöhter Nachfrage kurzfristig mehr Strom produzieren bzw. bei einem potenziellen FEE-Überangebot drosseln lassen, ohne dass der Anlagenbetreiber im Vergleich zum FiT über das Jahr gesehen schlechter gestellt wird.

Durch die Definition der Brutto-ABKs im EEG 2014 geht durch den Rückbau von Biomasse-Bestandsanlagen die installierte Gesamtleistung in der SV_REF bis zum Jahr 2035 auf das Niveau von 2006 zurück (siehe Diagramm links in Abbildung 5-47). Aus diesem Grund hat die Biomasse in den durchgeführten Simulationsläufen trotz der Parametrisierung mit der I) Betriebsstrategie „Dauerlastbetrieb“ auch keinen wirklichen Systemkonflikt verursacht. Gleichzeitig wurden aber auch die im EEG 2014 festgelegten Ausbauziele bis 2035 in allen bisher analysierten Szenarien weit verfehlt. Um die Effekte des Zubaus und des Einsatzes der Biomasseanlagen auf die Marktintegration der FEE untersuchen zu können, wird deshalb ein neuer Netto-ABK definiert, der sich an den Ausbauzahlen der BMU-Leitstudie 2012 orientiert (siehe Diagramm rechts in Abbildung 5-47).

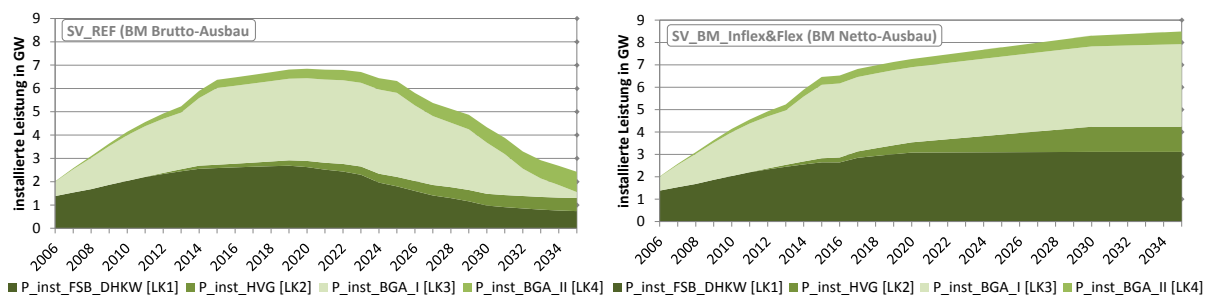


Abbildung 5-47: Biomasse Brutto-Ausbau in der SV_REF und Netto-Ausbau in der SV_BM_Inflex & Flex I+II

Es werden im Folgenden drei Szenario-Varianten miteinander verglichen. Alle drei weisen wie in der SV_REF einen Netto-ABK für Windkraft und einen Brutto-ABK für PV-Anlagen aus, sowie den neu definierten Netto-ABK für Biomasse, wobei die FEE wie in der SV_REF mit der MP_{var} vergütet werden. In der SV_BM_Inflex_MPvar wird ein Extremfall untersucht, um zu untersuchen, wie sich das Systemverhalten ändert, wenn die Biomasse bis 2035 bis zu einer Kapazität von 8.400 MW ausgebaut werden würde, gleichzeitig aber in Dauerlast betrieben und ebenfalls über die MP_{var} gefördert wird. In der SV_BM_Flex_I_MPvar wird dann die II) Betriebsstrategie „Tag-Nacht-Zyklus“ eingeschaltet und in der SV_BM_Flex_II_MPvar die bedarfsorientierte III) Strategie. Wobei die FEE weiter mit der variablen MP, die Biomasseanlagen in diesen beiden Läufen jedoch mit der fixen CP vergütet werden, denn erst eine kapazitative Vergütung setzt die flexibel einsetzbaren Biomasseanlagen auch unverzerrt dem Börsenpreissignal aus.

5.2.5.1 Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten

Betrachtet man zunächst wieder die Einflüsse der BMAB und deren Betriebsstrategie auf die sich entwickelnden Großhandelspreise, zeigt sich vor allem im Vergleich der II) und III) Betriebsstrategie ein überraschendes Ergebnis. Wie in Tabelle 5-17 zu erkennen ist, erhöht sich in der Variante mit der flexibelsten Betriebsstrategie die Anzahl *negativer* Preise leicht um 726 h und die der *sehr niedrigen* Preise um knapp 210 h, während die Anzahl der normalen Preise von 158.206 h auf 157.270 h zurück

Tabelle 5-17: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen in den Simulationsläufen mit variabler Markt- und Kapazitätsprämie im Vergleich der Läufe der SV_REF, SV_BM_Inflex und SV_BM_Flex I+II

Preiskategorien in € ₂₀₁₄ /MWh	SV_REF_MPvar		SV_BM_Inflex_MPvar		SV_BM_Flex_I_MPvar		SV_BM_Flex_II_MPvar	
	in h	in %	in h	in %	in h	in %	in h	in %
normale Preise > 20	139.995	76,1	137.028	74,5	158.206	86,0	157.270	85,5
niedrige Preise 20-0	20.158	11,0	21.513	11,7	15.328	8,3	15.538	8,4
negative Preise < 0	23.806	12,9	25.418	13,8	10.425	5,7	11.151	6,1
Knappheitspreise > 1.000	1.690	0,92	1.714	0,93	2.441	1,33	2.380	1,29

geht. Gleichzeitig nehmen aber auch die Knappheitspreise in der bedarfsorientierten Variante leicht ab.

Im Vergleich der SV_BM_Inflex_MPvar mit der SV_REF_MPvar überrascht hingegen die leichte Zunahme der *negativen* und *sehr niedrigen* Preise nicht, da in der Szenario-Variante mit inflexibler Fahrweise die installierte Leistung durch den Netto-ABK ebenfalls deutlich höher ist. Aber auch die Anzahl der Knappheitsstunden erhöht sich leicht um 1.714 h. Insgesamt jedoch fällt in der Summe das durchschnittliche Börsenpreinsniveau im Vergleich zur SV_REF_MPvar von 78,0 €/MWh auf 74,5 €/MWh.

Die höhere Biomasseleistung – die in der SV_BM_Inflex ggf. abgeregelt, aber nicht flexibel eingesetzt wird – hat für die WAB hinsichtlich der Entwicklung der absoluten und relativen Marktwerte ausschließlich negative Konsequenzen (siehe Abbildung 5-49). So verlaufen die MV_on bereits ab dem Jahr 2021 auf einem deutlich niedrigeren Niveau und können erst im Jahr 2034 die 50 €/MWh Grenze überschreiten, während dieser Wert in der SV_REF bereits 2030 erreicht wurde. Ähnliches gilt für die Offshore-Windkraft, deren relative Marktwerte ebenfalls deutlich einbrechen, bereits ab 2025 den Wert von 60 % unterschreiten und bis zum Ende der Simulation sogar auf unter 30 % fallen. Lediglich die relativen Marktwerte für PV-Strom können in den Jahren 2029 und 2030 leicht höhere Werte annehmen.

Diese Resultate bestätigen im Endeffekt das bereits vorhandene Ergebnis, dass im Dauerlastbetrieb eingesetzte Anlagen einer verbesserten Windstromintegration zuwiderlaufen. Zumindest solange die Anlagen bei hohen FEE-Stromangebot nur nach den Anreizen der variablen MP abgeregelt werden. Wie sich bereits in den Auswertung in Abschnitt 5.1.3 gezeigt hat, werden bei diesem Instrument die Anlagen mit dem höchsten anzulegenden Wert ($\hat{=}$ LCOE) als letztes abgeregelt. Im konkreten Fall bedeutet dies, dass die relativ günstigen Onshore-WKA i. d. R. vor den relativ teuren Biomasseanlagen aus dem Markt genommen werden.

Aus diesem Grund lohnt sich auch ein Blick auf das Systemverhalten, wenn die BMAB erstens die Anlage flexibel einsetzen und zweitens mit einer fixen CP vergütet, während die FEE weiterhin mit der MP_{var} initialisiert werden. Abbildung 5-48 zeigt den direkten Vergleich der jahresgemittelten Börsenpreise. Es

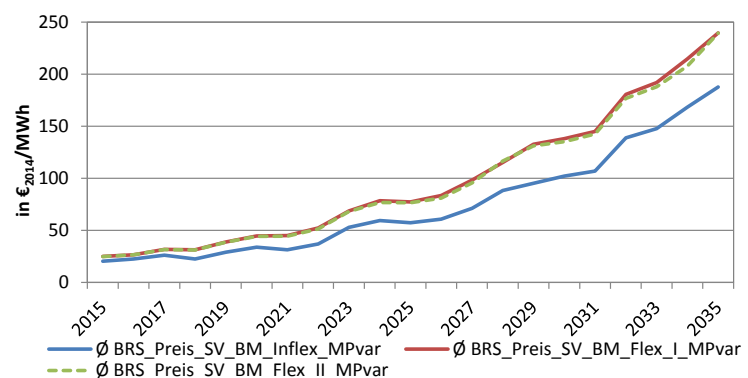


Abbildung 5-48: Börsenpreis-Jahresmittel in der SV_BM_Inflex_MPvar, SV_BM_Flex_I&II mit CPfix für BMAB von 2015-2035

fällt auf, dass sich die Großhandelspreise von Beginn an auf einem höheren Niveau bewegen als in der SV_BM_Inflex, in der die BMAB mit der MP_{var} vergütet werden. Bereits in den ersten Jahren liegt die Differenz bei 4 €/MWh und vergrößert sich zur Hälfte der Simulationszeit auf ca. 20 €/MWh bzw. knapp 40 €/MWh ab dem Jahr 2030.

Durch das höhere Börsenpreisniveau verbessern sich zwar nicht die relativen Marktwerte für On- und Offshore Windstrom. Dafür werden in beiden Varianten mit flexibler Biomasse die absoluten Marktwerte im Vergleich zur SV_REF jedoch auf ein deutlich höheres Niveau angehoben (siehe SV_Flex I & II in Abbildung 5-49). Das sollte sich eigentlich sowohl auf die Förderkosten, als auch die Refinanzierung von Windanlagen positiv auswirken. Auch die MV_{pv} schneiden wesentlich besser ab als in der SV_REF bzw. SV_BM_Inflex.

Dafür überrascht zunächst, dass die absoluten und relativen Marktwerte der PV im Lauf mit der „Tag-Nacht-Zyklus“ Betriebsstrategie der SV_BM_Flex_I wiederum besser abschneiden als beim Einsatz der bedarfsorientierten Betriebsstrategie der SV_BM_Flex_II. Erklärt werden kann das damit, dass die BMAB bei der III) Betriebsstrategie die zusätzlich installierte Leistung in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung optimieren, die sie unter den Rahmenbedingungen der Flexibilitätsprämie gefördert bekommen, und die teilweise höher als die anderthalbfache Leistung ausfallen kann (vgl. Abschnitt 4.5.1). Bei der II) Strategie wird hingegen tagsüber von 6–18 h immer mit anderthalbfacher und in den Nachstunden von 18-6 h mit halber effektiver Nennleistung eingespeist, während bei der III) Strategie die gesamte potenzielle Einspeiseleistung, die durch den Gasspeicher innerhalb eines Tages zur Verfügung steht, optimiert vermarktet wird. Dadurch

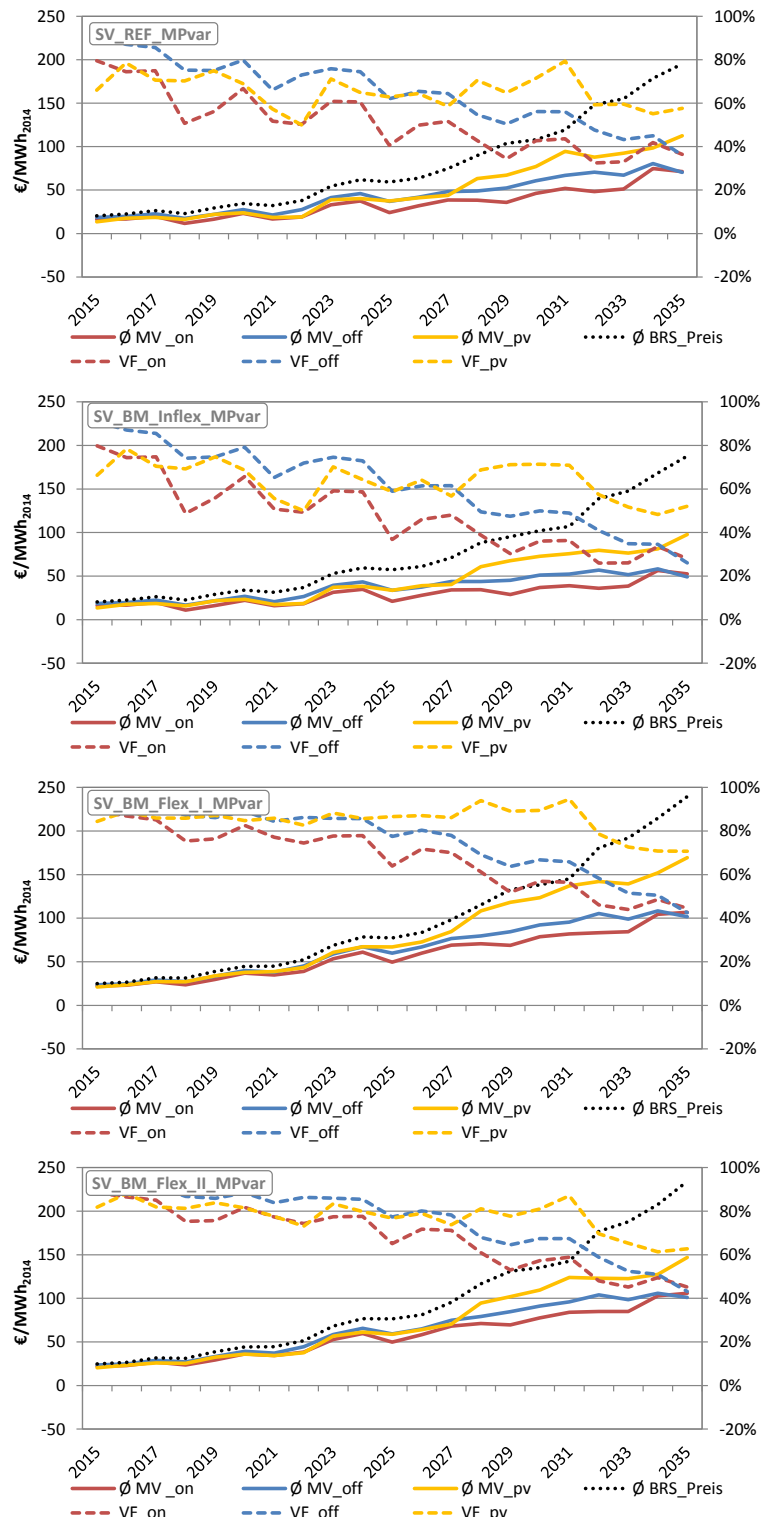


Abbildung 5-49: Vergleich der absoluten (MV) und relativen Marktwerte (VF) der FEE unter Anwendung der MP_{var} in der SV_REF und SV_BM_Inflex sowie in der SV_BM_Flex_I+II bei Anwendung der CP_{fix} für Biomasseanlagen von 2015-2035

wird in der *SV_BM_Flex_II_MPvar* teilweise mehr Biomassestrom eingespeist als in der Variante mit „Tag-Nacht-Zyklus“.

Verdeutlicht wird dies in Abbildung 5-50, in der beispielhaft die rechnerischen potenziell erzeugbaren, die direktvermarkteten sowie die abgeregelten Strommengen des BMAB 10 (Holz DHKW) und BMAB 30 (BGA < 350 kW) abgebildet sind. So zeigt sich, dass die potenzielle Stromerzeugung in der *SV_BM_Flex_II* bei BMAB 10 insgesamt steigt, während sie beim BMAB 30 fällt. Dafür kann beim BMAB 30 bei der bedarfsorientierten Fahrweise aber gleichzeitig auch die Anlagenauslastung deutlich erhöht werden.

Da sich bei der CP die Opportunitätskosten der Abregelung für die BMAB allein aus den $O\&M_{var}$ zusammensetzen, kommen die direktvermarkteten Anlagen des BMAB 30 erst ab 2020 und beim BMAB 10 sogar erst ab 2025 zunehmend zum Einsatz (siehe grüne Säulen). Vor allem bei den Anlagen mit einer Verbrennung von biogenen Festbrennstoffen (FBS) liegen die $O\&M_{var}$ vor allem durch die hohen Kosten der Brennstoffbereitstellung vom 80 - 90 €/MWh bis 2025 noch deutlich höher als die der konventionellen KW (vgl. Abschnitt 4.5.1. und 4.7.4).

Die Differenz in Abbildung 5-50 aus abgeregelten Strommengen (rote Säulen) und rechnerischer Erzeugung nach Bemessungsleistung im Dauerlastbetrieb (blaue Säulen), ergibt sich zu Beginn zu großen Teilen aus Strommengen der Anlagen, die sich noch in einer FIT Vergütung befinden und damit auch nicht marktgetrieben abgeregelt werden. Die nicht direktvermarkteten Anteile reduzieren sich jedoch kontinuierlich von 10 % auf 0 % bis 2030 bei den BMAB 10 und von 63 % auf 0 % bei den BMAB 30. Ab dem Jahr 2030 befindet sich mit Ausnahme der Holzvergaser-Anlagen die gesamte Biomasseleistung in der Direktvermarktung. Somit wird durch diese Leistungsklasse in der *SV_BM_Flex_II_CPfix* auch insgesamt deutlich mehr Strom eingespeist (Diagramm links $Flex_I = 46,7$ TWh und rechts $Flex_{II} = 67,5$ TWh, Summe der grünen Säulen in Abbildung 5-50).

Bei den BMAB 30 muss man beim Vergleich der vermarkteten Strommengen etwas genauer hinschauen. Doch trotz des insgesamt geringeren installierten Leistung, fallen die Strommengen im rechten Diagramm höher aus als im linken. Insgesamt belaufen sich die EP_{sold} des BMAB 30 in der $Flex_I$ auf 145,6 TWh und in der $Flex_{II}$ auf 152,0 TWh.

An diesem Beispiel wird erneut deutlich wie komplex die Zusammenhänge des modellierten Systems sind. Allein bei der Anwendung von zwei unterschiedlichen Instrumenten zur Marktintegration, der

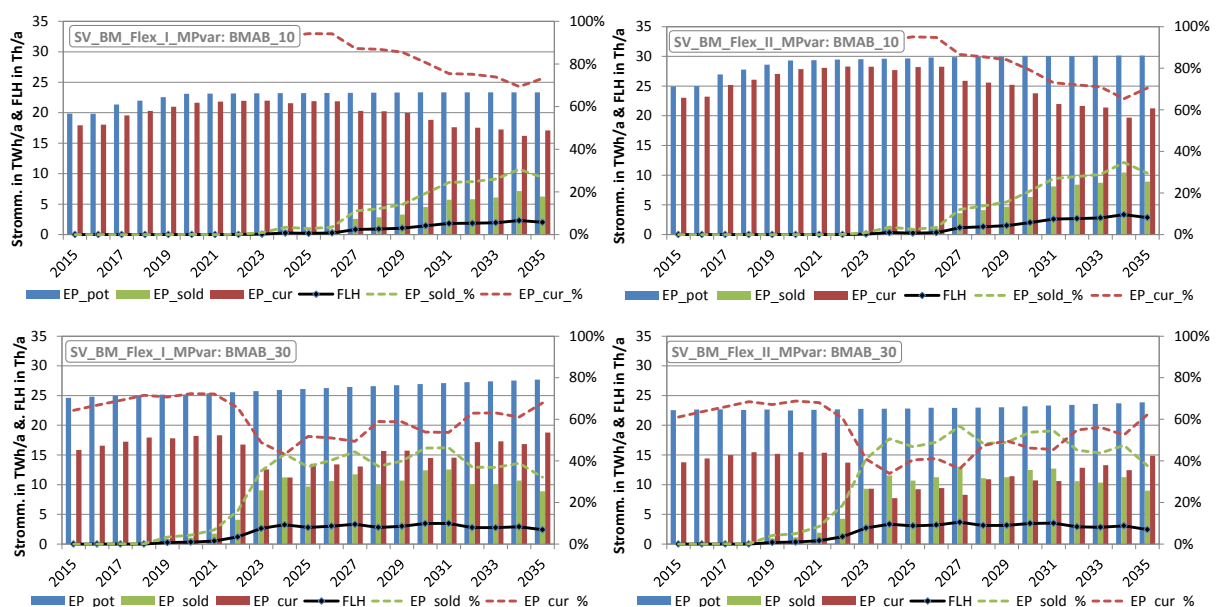


Abbildung 5-50: Absolute und relative Werte der potenziellen (pot), direktvermarkteten (sold) und abgeregelten (cur) Strommengen (EP) der BMAB 10 und 30 in der *SV_BM_Flex_I+II* bei Anwendung der CP_{fix}

MP_{var} für FEE und der CP_{fix} für regelbare EE sowie zwei unterschiedlichen Betriebsstrategien der BMAB sind die Ergebnisse nicht mehr intuitiv erklärbar. Im Normalfall hätte man erwarten können, dass die Anwendung einer an den stündlichen Börsenpreisen orientierten Betriebsstrategie der BMAB auch allen FEE und ihrer Marktwertentwicklung zu Gute kommt. Aber während sich mit einer fixen CP für die BMAB bei den Marktwerten für Wind-On- und Offshore in beiden Läufen kaum etwas ändert, verschlechtert sich die Situation für die PVAB sogar leicht. Für die Förderkosten hat dieses Systemverhalten konsequenterweise ebenfalls Folgen. Wie Abbildung 5-51 veranschaulicht, ist das zu leistende Fördervolumen in der *SV_BM_Inflex_MPvar* erwartungsgemäß am höchsten, da auch die eingespeiste Biomasseleistung im Vergleich zu den Läufen mit einer kapazitativen Vergütung entsprechend

höher ist. Insgesamt werden in der ersten Szenario-Variante *Inflex* 1.087 TWh, in der zweiten nur noch 338,5 TWh und in der letzten

Variante knapp 370 TWh Strom aus Biomasseanlagen eingespeist. Gut zu erkennen ist dies auch an den Verläufen der EE-Gesamtstrommengen (grün gestrichelt).

Und wie schon in einigen Szenario-Varianten zuvor, erreicht in der *SV_BM_Inflex_MPvar* die gesamte eingespeiste EE-Strommenge im Jahr 2021 ihren vorläufigen Höchststand bei gut 220 TWh/a, um im Anschluss bis 2035 leicht aber kontinuierlich wieder auf gut 170 TWh abzufallen. Aber selbst mit dieser höheren Biomasseinspeisung erreicht der Anteil am Brutto-Stromverbrauch inkl. EE-Rest Einspeisung zum Ende der Simulation auch nur 38 %, in der *SV_BM_Flex_I und II* mit insgesamt 186 bzw. 190 TWh sogar nur 33-34 %.

Ein ebenfalls interessantes Ergebnis bietet der abschließende Blick auf die Fördereffizienz. Wie in Tabelle 5-18 zu sehen, ist diese bei den Varianten mit fixer Kapazitätsprämie für die Biomasseanlagen (Flex I & II) deutlich höher als bei der MP_{var} . Auch im Vergleich mit der *SV_REF_MPvar* mit einer Fördereffizienz von 95,1 €/MWh schneiden

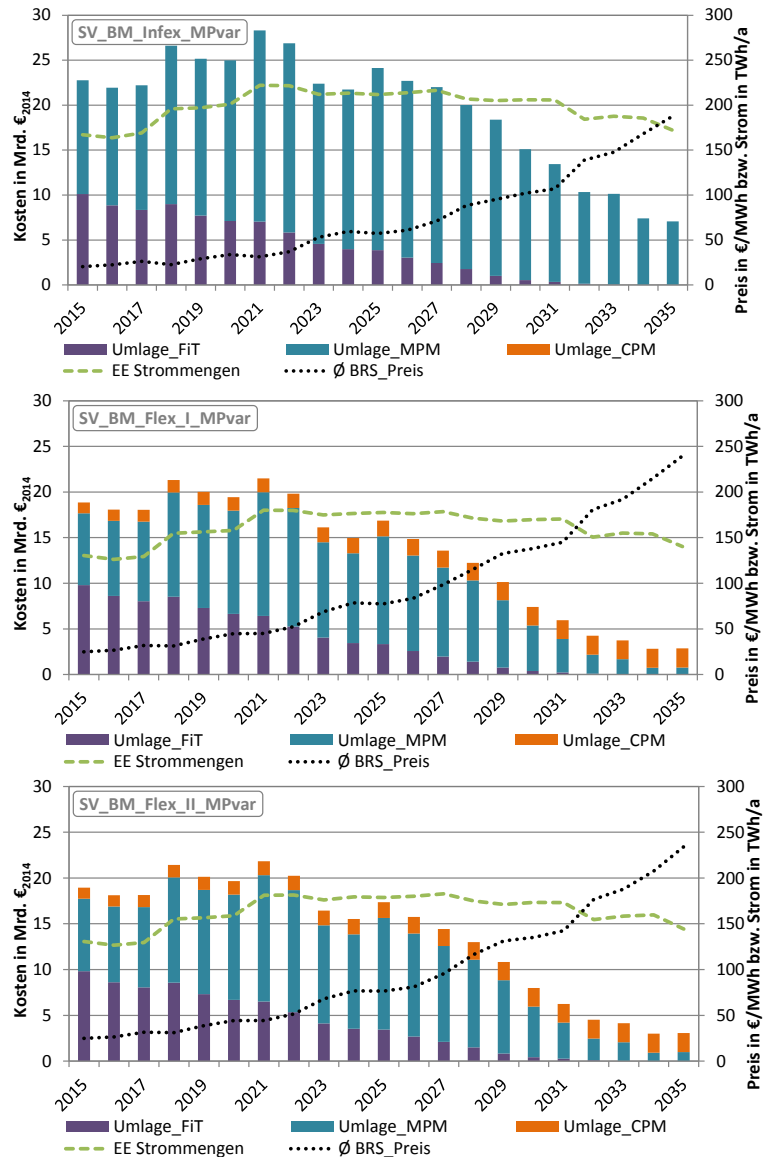


Abbildung 5-51: Förderumlagekosten und EE-Strommengen bei Anwendung der MP_{var} und CP_{fix} bei Biomasseanlagen im Vergleich der *SV_BM_Inflex* sowie *SV_BM_Flex_I & II* von 2015-2035

Tabelle 5-18: Vergleich der Fördereffizienz in der *SV_BM_Inflex* und *SV_BM_Flex_I & II*

Vergleich der Fördereffizienz	<i>SV_BM_Inflex</i> <i>x_MPvar</i>	<i>SV_BM_Flex</i> <i>x_I_MPvar</i>	<i>SV_BM_Flex</i> <i>x_II_MPvar</i>
in € ₂₀₁₄ /MWh	99,5	83,7	84,9

die Läufe mit der fixen CP für die BMAB deutlich besser ab. Eine kapazitative Vergütung der regelbaren EE lässt demnach deutlich Effizienzvorteile aus Sicht des Regulierers erwarten. Dennoch reicht der flexible Einsatz der Biomasse allein nicht aus, um ausreichend Flexibilität im Markt vorzuhalten und die anvisierten EE-Ausbauziele zu erreichen. Ob sich die EE-Investoren mit diesen Systemkonfigurationen zumindest besser refinanzieren können, wird im nächsten Abschnitt erörtert.

5.2.5.2 Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen

Wie bereits erörtert ist die Darstellung der Einnahmen und Ausgaben über die Zeit bei einer kapazitiven Vergütung ggf. sinnvoller als die Darstellung aggregierter Durchschnittswerte. Abbildung 5-52 zeigt die Entwicklung dieser Größen in Summe über alle BMAB Leistungsklassen für die *SV_REF_MPvar* sowie die drei in diesem Abschnitt diskutierten Varianten. Aggregiert betrachtet sind die Förderzahlungen in allen Varianten ausreichend, um das gebundene Kapital aller vier Leistungsklassen zu refinanzieren, da die hellblaue Kurve zu keiner Zeit die Nulllinie durchschreitet. Im Falle der CP_{fix} in der *SV_Flex_I & II* in den unteren beiden Diagrammen scheint in den Anfangsjahren allein schon die Kapazitätsprämie auszureichen, um die Fixkosten (violette Kurve) zu decken. Ab den Jahren des Markteintritts fallen dann zwar auch naturgemäß variable Kosten für die Brennstoffbereitstellung an, weshalb die kumulierten Ausgaben je nach Anlagenauslastung von Jahr zu Jahr variieren.

Durch die kontinuierlich steigenden Börsenpreise wird aber auch die Vermarktung des Biomassestroms über den ‚Day-ahead‘-Markt immer lukrativer, wie am deutlichen Anstieg der *INC_PEX* Kurvenverläufe gut zu erkennen ist. Die Einsparung

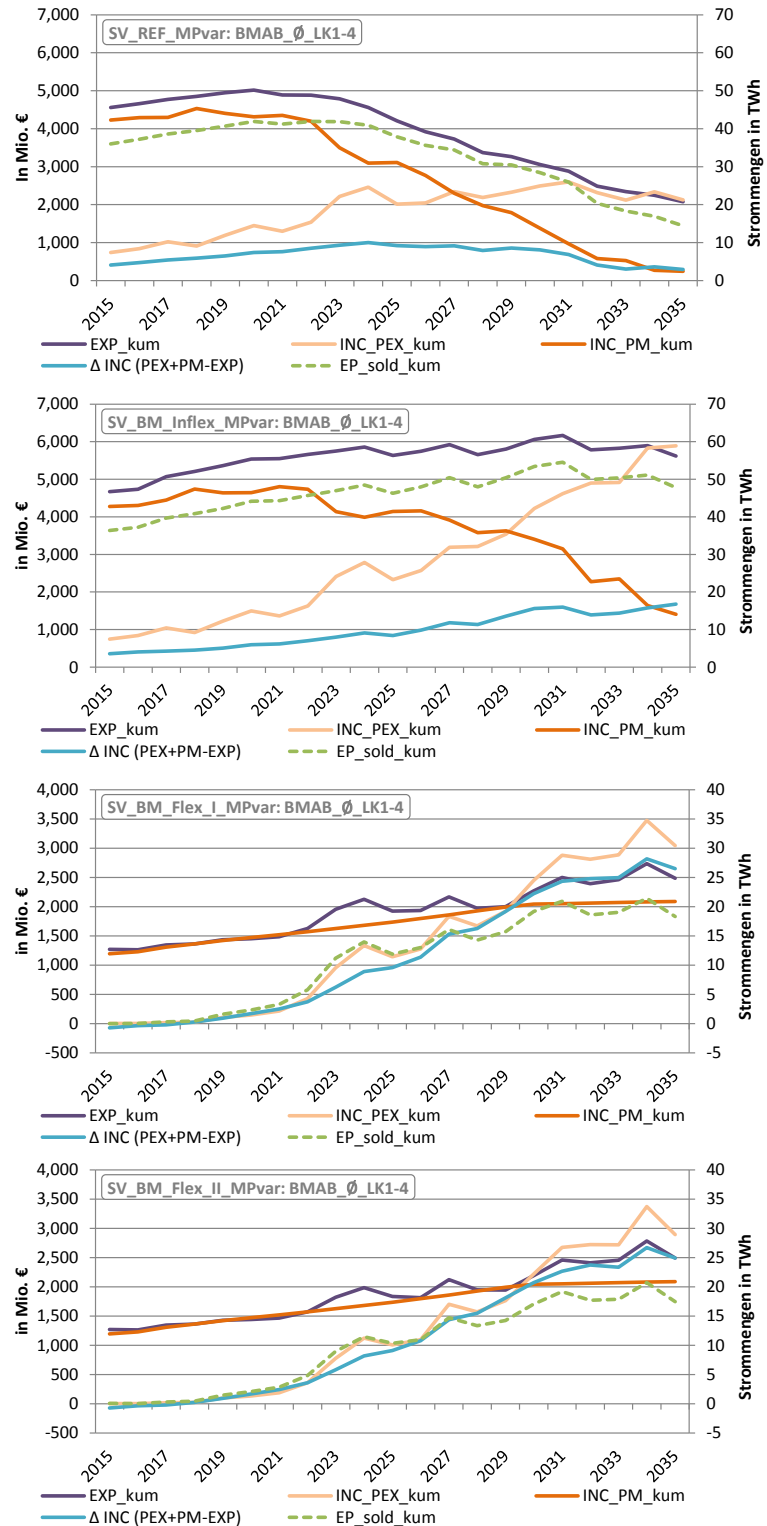


Abbildung 5-52: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP_sold) der BMAB der LK1-4 in der *SV_REF*, *SV_BM_Inflex* sowie *SV_BM_Flex_I & II* von 2015-2035

an O&M_{var} Kosten durch die hohe Stillstandzeit ist auch der primäre Grund, warum die kumulierten Ausgaben in der SV_{BM_Flex_I & II} sich auf einem deutlich niedrigen Niveau befinden als in der SV_{BM_Inflex_MPvar}, obwohl sich in allen drei Varianten ähnlich viel Biomassekapazität im System befindet. Auch aus der Perspektive der BMAB scheint sich die kapazitative Vergütung im Vergleich zu einer reinen ‚Energy-only‘-Vergütung in €/MWh zu rentieren. Ab dem Jahr 2029 lassen sich in etwa doppelt so hohe Einnahmen wie Ausgaben pro Jahr erwarten. In der Konsequenz bedeutet das, dass die Kapazitätsprämie i. H. v. 20.400 €/MW und Monat deutlich zu hoch ausgelegt wurde. Hier wäre aus Regulierersicht wiederum eine variable Kapazitätsprämie vorteilhaft, die sich an das allgemeine Börsenpreisniveau anpasst und somit das Risiko einer deutlichen Überförderung wie in diesem Fall abfedern kann.

Schaut man sich die Situation für die FEE an, wird deutlich, dass eine höhere Biomasseleistung im System die Abregelungsanteile sowohl für die Wind- als auch PV-Anlagen nochmals erhöht, solange sie selber nur marktgetrieben abgeregelt, aber nicht flexibel eingesetzt wird. Abbildung 5-53 zeigt beispielhaft für den WAB 11 und 31, sowie PVAB 21 und 47, dass sich die abgeregelten Strommengen im Vergleich zur SV_{REF_MPvar} je nach Technologie und Standort nochmals um 3-6 % erhöhen. Auch die allgemeinen Onshore-Marktwerte \emptyset MV_{on} verschlechtern sich in der Variante mit inflexiblen Biomasseinsatz deutlich von gut 34 auf 29 €/MWh und beim PV-Strom von knapp unter 50 auf 45 €/MWh. Ebenso schneiden alle Betreiber ebenfalls mit ihrem agentenspezifischen Marktwert \emptyset INC(PEX) deutlich schlechter ab. Damit wird auch aus der Akteursperspektive klar, dass ein weiterer Ausbau von Biomasseanlagen für die Marktintegration der FEE lukrativ ist, wenn die Neuanlage als flexibel betriebene Anlagen ausgelegt werden und die Förderung der

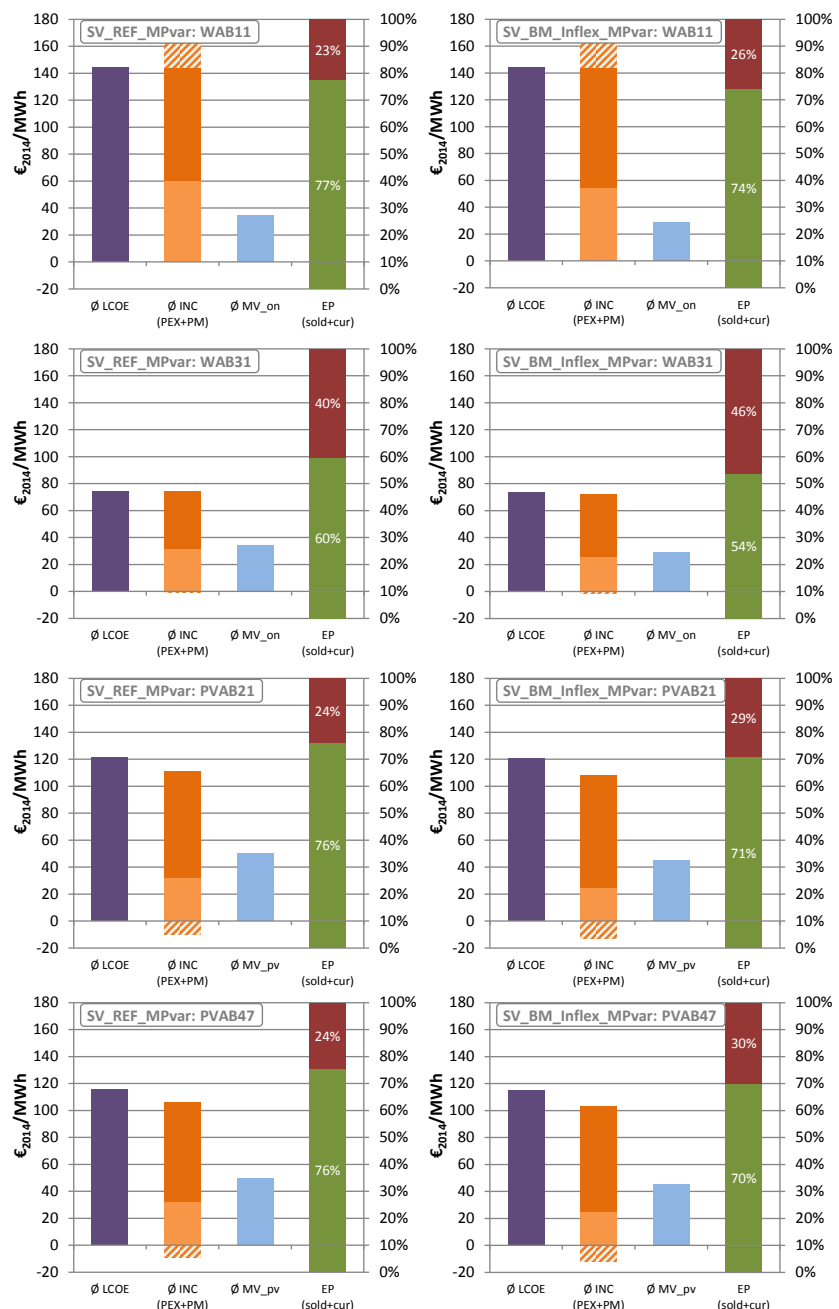


Abbildung 5-53: Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP_{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP_{cur}) ausgewählter WAB und PVAB im Vergleich der SV_{REF} und SV_{BM_Inflex} bei Anwendung der MP_{var} im Zeitraum 2015-2035

Biomasse auf eine Kapazitätsprämie umgestellt wird.

Wie Abbildung 5-54 veranschaulicht, kann nur eine flexible Betriebsstrategie der BMAB dabei helfen, einen positiven Beitrag zur FEE-Marktintegration zu leisten. Da sich die Ergebnisse für die FEE in beiden Varianten nicht groß unterscheiden, werden an dieser Stelle nur die Ergebnisse der *SV_BM_Flex_II_CPfix* dargestellt. Wie in den rechten Diagrammen der beispielhaft dargestellten WAB und PVAB ersichtlich wird, verringern sich zwar durch den flexiblen Einsatz der Biomasseanlagen nicht die abgeregelten Strommengen, hingegen erhöhen sich die durchschnittlichen Marktwerte für Wind- und PV-Strom deutlich und damit auch die spezifischen Einnahmen über den ‚Day-ahead‘-Markt der Agenten. So kann der WAB 11 z. B. ein \emptyset INC (PEX) i. H. v. 85 €/MWh erzielen und davon ausgehen, dass sich unter diesen Umständen auch die Vollkosten seiner Investition refinanzieren lassen.

Weiterhin Schwierigkeiten bei der Refinanzierung dürften jedoch die WAB 31 in Norddeutschland sowie die PVAB haben. Hier scheinen die besseren spezifischen Erlöse im Verhältnis zu den abgeregelten Strommengen weiterhin nicht auszureichen, um die Vollkosten auch zu refinanzieren, wie die orange-weiß gestrichelten Säulen im negativen Bereich der linken Diagramme hervorheben. Interessant ist vor allem die Situation des WAB 31. Bei den durchschnittlichen Einnahmen im rechten Diagramm scheint er noch eine leichte Überförderung pro abgesetzter MWh zu erhalten. Durch die hohen abgeregelten Strommengen fährt er absolut betrachtet jedoch hohe Verluste ein.

Durch die sich ergebenden FEE-Marktwerte wird an dieser Stelle eine Ursache deutlich, warum die Fördereffizienz in der *SV_BM_Flex_I & II* mit fixer CP für die BMAB so viel höher ausfällt als in der *SV_REF_MPvar*. Durch die CP_{fix} und den damit einhergehenden flexiblen Einsatz der Bio-

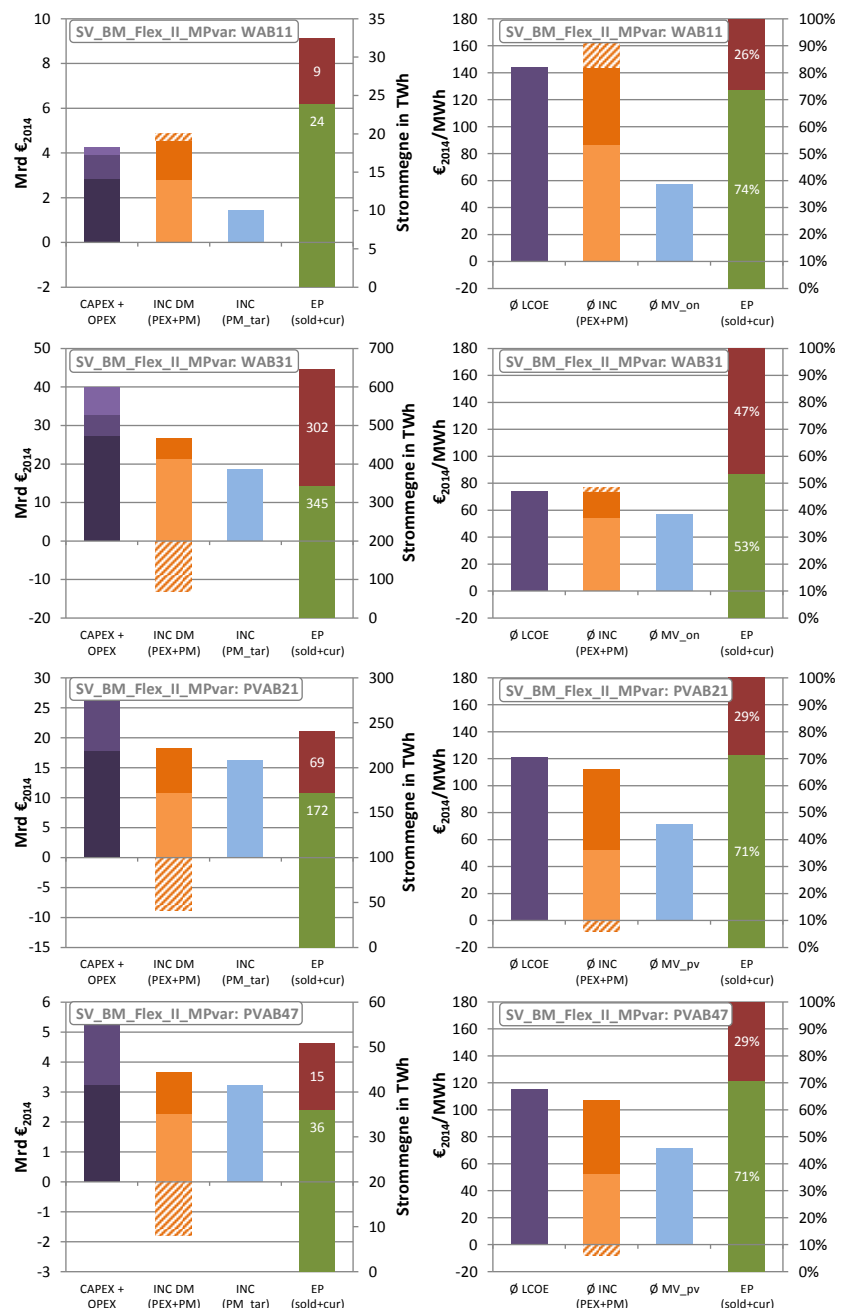


Abbildung 5-54: Kumulierte Kosten (CAPEX & OPEX) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (linke Diagramme), Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) (rechte Diagramme) sowie tatsächlich vermarktete (EP_{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP_{cur}) ausgewählter WAB und PVAB in der *SV_BM_Flex_II_MPvar*

masseanlagen sowie die frühere marktgetriebene Abregelung stehen die BMAB bei der Vermarktung ihres Stroms nicht mehr mit den FEE in direkter Konkurrenz. Durch das wesentlich seltenere Auftreten von *sehr niedrigen* und *negativen* Preisen wird auch das Großhandelspreisniveau deutlich angehoben. Davon profitieren durch deutlich höhere agentenspezifische Marktwerte nicht nur die FEE-Investoren selber, sondern auch die Endverbraucher, da sich das notwendige Fördervolumen für die FEE durch die verringerte Differenz zum anzulegenden Wert bei der Auszahlung der MP_{var} deutlich reduziert.

Es kann also festgehalten werden, dass sich die Marktintegration der FEE nur verbessern lässt, wenn die regelbaren EE auch entsprechend ihrer potenziell vorhandenen Flexibilität ausgelegt und eingesetzt werden. Die entsprechenden förderinstrumentalischen Anreize können den Simulationsergebnissen zufolge dafür nur mit einer kapazitiven Vergütung der BMAB erschlossen werden.

5.2.6 Einfluss der charakteristischen aktorspezifischen Parameter¹¹¹

Ergebnisdarstellung der *SV_RoE_low*, *SV_RoE_high*, *SV_RP-FK*, *SV_RFR*:

In den folgenden Untersuchungen werden Szenario-Varianten analysiert, bei denen es vor allem um den Einfluss verschiedener Finanzierungsparameter auf die Finanzierungs- und damit Förderkosten geht. Hierfür werden Szenario-Varianten simuliert und mit dem Referenzszenario verglichen, bei denen einmal die Renditeerwartung (RoE) aller Investoren auf sehr hoch („high“ = 12,5 %) und sehr niedrig („low“ = 2,5 %) gesetzt wird. In der *SV_REF* ergibt die Renditeerwartung als gemittelter Durchschnitt aller Akteure 8 %, mit einem minimalen RoE von 2,5 % und einem maximalen RoE von 12,5 %. Die Tabelle 5-19 macht Angaben zur Risikotoleranz, dem durchschnittlichen Investitionsvolumen, der Renditeerwartung und Kapitalbindung verschiedener Investor-Typen (Gerhard 2011). Die Werte liegen zwar allesamt im Schnitt 3-5 % über den Angaben der Experten aus dem Akteursworkshop bei Reeg et al.(2013), sowie der eigenen Erhebung im Rahmen der durchgeführten Experteninterviews, zeigen aber dennoch sehr gut die Bandbreite der Erwartungen verschiedener Investor-Typen.

Der RoE wird dabei vor allem von den gegebenen Rahmenbedingungen bestimmt. Kleine Investoren wie bspw. Privatpersonen oder Energiegenossenschaften haben i. d. R. eher niedrigere Renditeer-

Tabelle 5-19: Übersicht über potenzielle Kapitalgeber und ihre Renditeerwartung
[eigene Darstellung mit Daten aus: Gerhard et al. 2011]

Investor-Typen	Risikotoleranz	Investitionsvolumen	Renditeerwartung	Kapitalbindung
Private Equity/Hedgefonds	hoch	hoch häufig > 100 Mio. €	häufig > 20 %	mittelfristig (ca. 5 Jahre)
Staatsfonds	hoch	hoch häufig > 100 Mio. €	hoch, ca. 15-20 %	langfristig
Energieversorger	mittel	mittel bis hoch	ca. 6-8 %	langfristig (ca. 15-20 Jahre)
Bauunternehmer, Anlagenhersteller	mittel	gering	ca. 10-20 %	unterschiedlich
Infrastrukturfonds	mittel	mittel bis hoch (50-100 Mio. €)	ca. 10-20 %	langfristig (ca. 15-20 Jahre)
Pensionsfonds und Versicherer	mittel	gering bis hoch (10-100 Mio. €)	ca. 7-12 %	langfristig (ca. 15-20 Jahre)
Family Offices	mittel	gering bis mittel (10-25 Mio. €)	ca. 6-10 %	unterschiedlich
Geschlossene Fonds	mittel	je nach Investorenkreis	ca. 6-10 %	unterschiedlich
(Bürger-) Genossenschaften	mittel	eher gering	ca. 6-8 %	langfristig

¹¹¹ Hierzu zählen die Renditeerwartung, Risikoprämien für Fremdkapital sowie der risikofreien Referenz-Marktzins.

wartungen auf das eingesetzte Kapital. Wie die Interviews gezeigt haben, ist diese Klasse von Investoren i. d. R. nicht in der Lage, die neuen Risiken, die bspw. mit neuen Instrumenten wie fixen Prämien oder Ausschreibungsmodellen einhergehen, angemessen zu diversifizieren. Sie betreiben die FEE-Anlagen i. d. R. als ‚Single-Technology‘-Investitionen und verfügen über keine weiteren Assets im Portfolio, mit denen möglicherweise auftretende Projektrisiken abgedeckt werden können.

So steht hinter ihnen auch kein größeres Unternehmen, das seine Bilanz für eine Unternehmensfinanzierung als Sicherheit beim Fremdkapitalgeber hinterlegen könnte. Sie können nur das geplante FEE-Projekt als projektfinanzierte Sicherheit dem FK-Geber andienen. In der Folge steigt auch die RoE-Erwartung bei diesen kleinen Investoren und treibt damit das durchschnittliche Renditeniveau im System insgesamt nach oben. Dieses Szenario soll die SV_RoE_high widerspiegeln. Wie sich die Förder- und Finanzierungskosten im Gegenzug in einem Szenario mit relativ sicheren Investitionsbedingungen und einer Vielzahl von kleinen und marktfernen Akteuren verhalten, soll die Simulation der SV_RoE_low zeigen. Da Risiken nicht nur vom Investor, sondern auch vom Fremdkapitalgeber bewertet werden, soll in der SV_RP-FK untersucht werden, welchen isolierten Einfluss eine Variation der Risikoprämie des Fremdkapitalgebers (RP-FK) hat. Hierfür wird der Fremdkapitalzins r_d aus den Referenzszenarien von 4,5 % auf 6,5 % erhöht.

In der letzten Szenarioanalyse wird eine Variante simuliert, um einen Einflussfaktor in den Mittelpunkt zu rücken, der bei der Kostenbewertung des EE-Ausbau bisher häufig vernachlässigt wird: der *risikofreie Kapitalmarktzins* (RFR – ‚risk-free rate‘). In der SV_REF ist die RFR auf 1,5 % eingestellt und entspricht damit in etwa dem Kapitalmarktzins der seit ein paar Jahren anhaltenden Niedrigzinsphase als Folge der Finanz- und Schuldenkrise. Das Problem, das sich beim aktuellen Zinsniveau in Zukunft ergeben könnte, beschreibt Hartmund Kluge von der Bremer Landesbank als Mitglied im Finanzierungsbeirat des Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) in einem Interview für das Magazin *neue energie*: „Wenn wir über die Absenkung der Vergütungshöhe sprechen, müssen wir bedenken, dass wir bei den aktuellen Zinssätzen noch immer rund zwei Prozentpunkte unter dem langjährigen Mittel liegen. Ein Anstieg der Zinskosten um zwei Prozentpunkte würde aber in etwa einem Minus von zehn Prozent beim Umsatzerlös entsprechen [...] Wann der Kapitalmarktzins angehoben wird und die Fremdkapitalzinsen automatisch steigen, ist Spekulation. Dass dies kommen wird, ist sicher“ (neue energie 2014). Dieses Szenario wird durch die Anhebung der RFR auf 3,5 % simuliert.

Um die verzerrenden Effekte bei Anwendung unterschiedlicher Förderinstrumente im Modell auszuschließen, werden alle vier Szenariosimulationen einheitlich mit der MP_{var} initialisiert und die Ergebnisse bei sonst gleichen Parametern und Inputdaten im Vergleich zu den Förderkosten der SV_REF_MPvar erörtert. Die Analyse auf Akteursebene beschränkt sich in diesem Abschnitt auf den Einfluss der RoE-Erwartungen auf die Gesamtkapital- und damit die Stromgestehungskosten.

5.2.6.1 Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten

Bei der Simulation der Auswirkungen der genannten Einflussfaktoren könnte intuitiv erwartet werden, dass entsprechend der Wirkrichtung der Finanzparameter über die LCOE und damit den anzulegenden Wert die Förder- und Finanzierungskosten direkt beeinflusst werden. Dem ist einerseits auch so, aber andererseits werden durch die Erhöhung der RoE-Erwartungen noch weitere Systemparameter beeinflusst, deren Wirkungsketten anfänglich

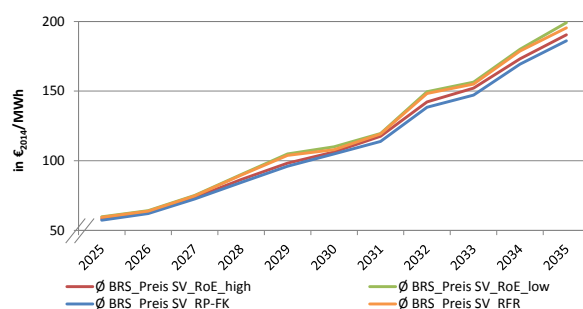


Abbildung 5-55: Vergleich der Börsenpreis-Jahresmittel in der SV_RoE_high & low, SV_RP-FK und SV_RFR von 2025-2035

Tabelle 5-20: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen in den Simulationsläufen mit variabler Markt- und Kapazitätsprämie im Vergleich der Läufe der SV_RoE_high+low, SV_RP-FK und SV_RFR

Preis-kategorien in € ₂₀₁₄ /MWh	SV_REF_MPvar		SV_RoE_high_MPvar		SV_RoE_low_MPvar		SV_RP_FK_MPvar		SV_RFR_MPvar	
	in h	in %	in h	in %	in h	in %	in h	in %	in h	in %
normale Preise > 20	139.995	76,1	139.450	75,8	140.194	76,2	139.039	75,6	140.008	76,1
niedrige Preise 20-0	20.158	11,0	20.176	11,0	20.051	10,9	20.311	11,0	20.148	11,0
negative Preise < 0	23.806	12,9	24.333	13,2	23.714	12,9	24.609	13,4	23.803	12,9
Knappheits- preise >1.000	1.690	0,92	1.599	0,87	1.740	0,95	1.470	0,80	1.692	0,92

nicht direkt ersichtlich sind.

So zeigt sich bspw. bei der Analyse der Börsenpreise, dass sich über den gesamten Simulationszeitraum das durchschnittliche Niveau von 78,0 €/MWh in der SV_REF_MPvar auf 76,3 €/MWh verringert. Doch wie kommt diese Veränderung zu Stande? Wie in Abschnitt 5.1.3.2 bereits gezeigt wurde, richten sich die Opportunitätskosten der Abregelung der Agenten bei der MP_{var} u. a. nach dem anzulegenden Wert, da sich die Prämie aus der Differenz zwischen dem durchschnittlichen Börsenerlös der jeweiligen Technologieklasse und dem agentenspezifischen anzulegenden Wert berechnet.

Durch eine Erhöhung des RoE auf 12 % bei allen Agenten, erhöhen sich auch die WACC vieler Investoren. Dies betrifft alle Agenten, die zuvor eine Renditeerwartung kleiner 12,5 % aufgewiesen haben. Da Agenten wie *Privatpersonen* und *Landwirte, Projektierer, Fonds/Versicherungen* und *Stadtwerke* in der SV_REF eine Eigenkapitalrendite von weit unter 12,5 % erwarten und gleichzeitig den Großteil der installierten EE-Kapazitäten entsprechend des Status quo 2015 in Deutschland auf sich vereinen, erhöhen sich in der SV_RoE_high_MPvar mit den WACCs auch die LCOE eines Großteils der Neuanlagen. Für diese Agenten verringert sich bei der MP_{var} damit auch der Anreiz zur marktgetriebenen Abregelung etwas. In der Folge wird erst bei noch niedrigeren negativen Börsenpreisen der Schwellwert erreicht, der das Signal des Direktvermarkters zur Abregelung auslöst. Der Gesamteffekt dieser Änderung ist letztendlich dafür verantwortlich, dass bei erhöhter Renditeerwartung in etwa 500 h nun *negative* statt *normale* Preise auftreten, die in der Summe eine Preisdifferenz von 1,7 €/MWh ausmachen.

Wie Tabelle 5-20 zeigt, ergeben sich aber auch in den anderen Szenario-Varianten Veränderungen bei den Börsenpreisen, da alle erörterten Einflussfaktoren letztendlich den anzulegenden Wert der Agenten direkt oder indirekt beeinflussen. Auch wenn sich die Unterschiede zwischen der Anzahl der Ausprägungen der vier Preiskategorien nur im dreistelligen Bereich abspielen, so ist die Wirkung auf das durchschnittliche Börsenpreisniveau doch beträchtlich, wie Abbildung 5-55 verdeutlicht.

So können sich ab 2029 durchaus jährliche Preisunterschiede von 10-15 €/MWh zwischen den verschiedenen Szenario-Varianten bilden. Dadurch wird deutlich, dass die Förder- und Finanzierungskosten nicht nur durch die Kapitalkosten der Investoren und damit direkt über die LCOE bzw. den anzulegenden Wert beeinflusst werden, sondern bei veränderten Opportunitätskosten der Abregelung auch indirekt über die Auswirkungen auf die Börsenpreise. So überrascht im Endeffekt auch nicht, dass sich bei den Förder- und Finanzierungskosten teils erhebliche Unterschiede ergeben (siehe Abbildung 5-56).

Eine Anhebung der durchschnittlichen Renditeerwartung um 4 %-Punkte – von 8 % in der SV_REF_MPvar auf 12 % in der SV_RoE_high – hat dabei offensichtlich einen sehr ähnlichen Effekt auf die Förderkosten wie eine Anhebung des Fremdkapitalzinses um 2 %. So erhöht sich im Vergleich zur

SV_REF_MPvar das gesamte Fördervolumen in der SV_RoE_high um 18,3 Mrd. € bzw. in der SV_RP-FK um 31 Mrd. € auf 402,1 bzw. 414,8 Mrd. €. Dies entspricht einem Anstieg um 5 % bzw. 8 % und zeigt, dass sich durch das kapitalkostengetriebene System bei hohen Anteilen von FEE eine Änderung der Investitionsparameter auf Agentenebene überproportionale Veränderungen der Kosten auf der Systemebene bewirken kann.

In einem hypothetischen System, in dem die FEE-Investoren im Schnitt nur eine Eigenkapitalrendite von 4 % (RoE_low) erwarten, würden sich im Vergleich zur SV_REF_MPvar die Kosten auf Systemebene immerhin um 5,3 Mrd. € oder 1,4 % verringern. Bei einer 2%igen Anhebung des risikofreien Kapitalmarktzins (RFR) würde sich aus Reguliererperspektive hingegen so gut wie nichts verändern. Das Fördervolumen beläuft sich hier auf insgesamt 383,5 Mrd. € im Vergleich zu 383,8 Mrd. € im Referenzszenario. Interessanterweise wird durch die Finanzierungsparameter sogar die Fördereffizienz des Instruments beeinflusst. Wie Tabelle 5-21 veranschaulicht, kann im Falle niedriger Renditeerwartungen die Effizienz des EE-Ausbaus im Vergleich zur SV_REF_MPvar tatsächlich um 1,1 €/MWh gesteigert werden. Die 2%ige Erhöhung des FK-Zins hingegen bewirkt eine Verschlechterung der Effizienz von über 6 €/MWh.

Zusammenfassend kann zur Wirkungsweise der Finanzierungsparameter folgendes Ergebnis festge-

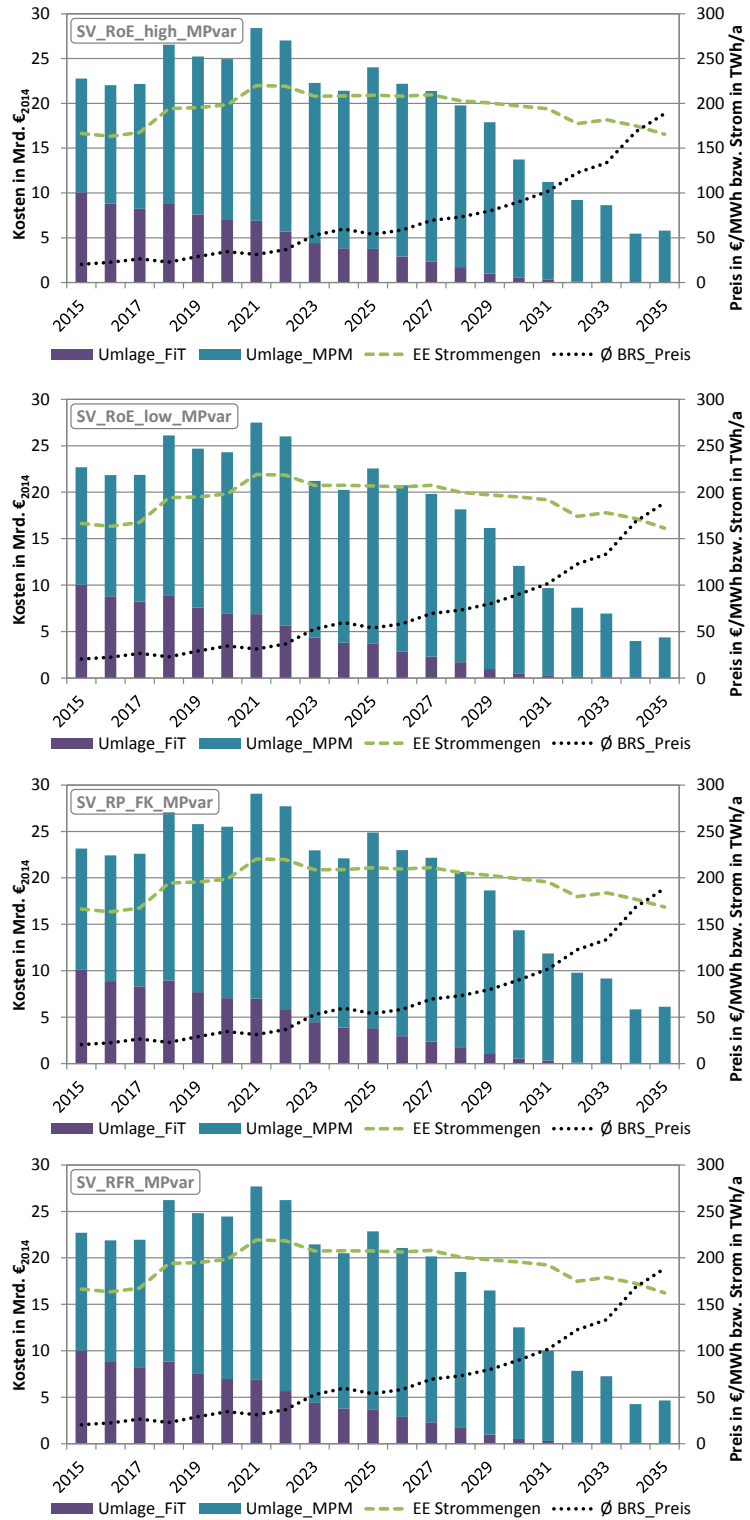


Abbildung 5-56: Förderumlagekosten und EE-Strommengen bei Anwendung der MPvar in der SV_RoE_high & low, SV_RP-FK und SV_RFR von 2015-2035

Tabelle 5-21: Vergleich der Fördereffizienz der diskutierten Szenario-Varianten

Vergleich der Fördereffizienz	SV_REF_MPvar	SV_RoE_high_MPvar	SV_RoE_low_MPvar	SV_RP_FK_MPvar	SV_RFR_MPvar
in € ₂₀₁₄ /MWh	95,1	99,0	94,0	101,5	95,1

halten werden: Ein Anstieg der Parameter, die einen direkten Anstieg der WACC verursachen, wirkt sich überproportional auf die Förder- und Finanzierungskosten aus, während eine Reduktion derselbigen sich unterproportional zu den Systemkosten verhält. Eine Reduktion der RoE-Erwartung kann sogar zu einer Steigerung der Fördereffizienz führen, wobei eine Erhöhung des Fremdkapitalzinses eine deutlich ineffizientere Förderung bewirkt.

5.2.6.2 Akteursebene: Entwicklung der Kapital- und Stromgestehungskosten

Tabelle 5-22: Akteurspezifische Renditeerwartung in Abhängigkeit des Investor-Typs im Referenzszenario

RoE der Investor-Typen	Privatperson/ Landwirt (ID = 1)	Fonds/ Versicherung (ID = 3)	Projektierer (ID = 4)	Stadtwerke (ID = 5)	Große EVU (ID = 6)	GHD/ Industrie (ID = 7)
in %	2,5	5,0	7,5	10	12,5	12,5

Bei der Untersuchung der akteursseitigen Auswirkungen auf die Refinanzierungsbedingungen geht es in diesem Abschnitt um die kostenseitigen Risiken und nicht wie bisher um die einnahmeseitigen. Dies liegt daran, dass die akteurspezifische Renditeerwartung, Risikoprämien bei Ausschreibungen und bei der Beschaffung von Fremdkapital sowie der risikofreie Kapitelmktzins über die Berechnungsformel des WACC direkt die Höhe der agentenspezifischen Stromgestehungskosten bestimmen.

Um die Auswirkung unterschiedlicher RoE-Erwartungen aufzuzeigen, ist in Abbildung 5-57 die dynamische Entwicklung der LCOE aller initialisierten Wind- und PV-Agenten über den Simulationszeitraum aus der SV_REF_MPvar abgebildet, in der die Agenten mit den Renditeerwartungen des Referenzszenarios aus Tabelle 5-22 initialisiert wurden.

Bei den WAB ist der Anteil der Kapitalkosten an den Vollkosten u. a. von der Standortgüte abhängig. Für die Simulationen wurde angenommen, dass die WAB an den norddeutschen Standorten mit hoher Ressourcenverfügbarkeit zwar die geringsten spezifischen Investitionskosten haben, durch die hohe Beanspruchung der Anlagen aber auch die höchsten O&M_{var}. Bei den Anlagen in Süddeutschland verhält es sich genau umgekehrt und

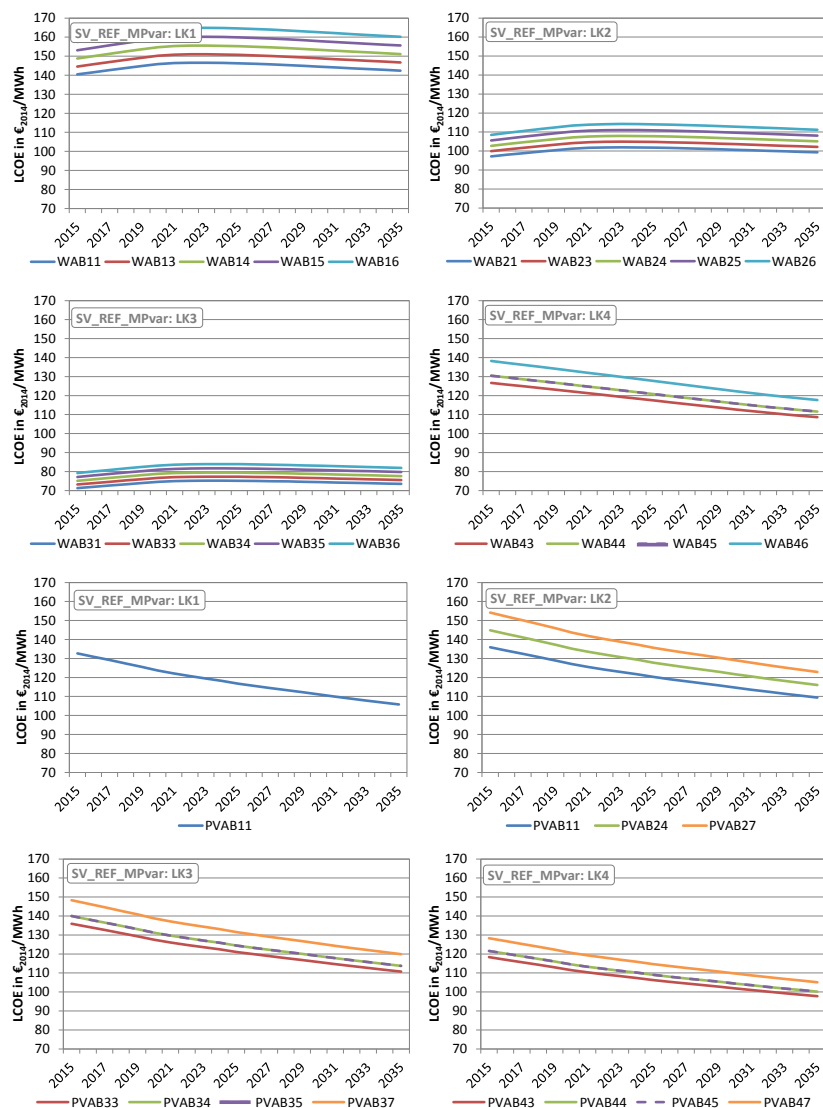


Abbildung 5-57: Einfluss der agentenspezifischen Renditeerwartung auf die Stromgestehungskosten in der SV_REF_MPvar

bei den PVAB unterscheiden sich die LCOE vor allem in Bezug auf die Größe der installierten Anlage (vgl. Abschnitt 4.5.1). Es ist in Abbildung 5-57 gut erkennbar, dass sich die RoE-Erwartung umso stärker auf die Höhe der LCOE auswirkt, je höher der Anteil der Kapitalkosten ist. So z. B. bei den WKA in Süddeutschland, bei denen ein Unterschied beim RoE i. H. v. 10 % (WAB 11: 2,5 % und WAB 16: 12,5 %) einen Unterschied bei den LCOE i. H. v. 18,5 €/MWh ausmacht. Bei den PVAB finden sich die größten Unterschiede beim RoE in der LK2 zwischen PVAB 21 und 27 mit ebenfalls 10 % bzw. 18 €/MWh.

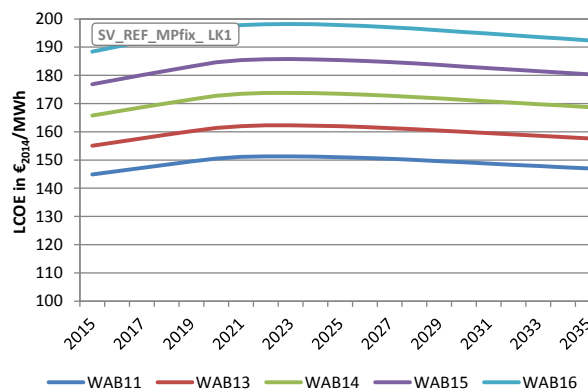


Abbildung 5-58: Stromgestehungskosten der WAB der LK1 bei der MP_{fix}

Durch den Vergleich dieser Zahlen wird deutlich, welchen großen Einfluss allein die RoE-Erwartungen der Akteure auf die Refinanzierungskosten haben. Und je höher die Anforderung des Fremdkapitalgebers bzgl. der Eigenkapitalquote ist, desto stärker beeinflusst der RoE durch den umgekehrten ‚Leverage‘-Effekt die WACC und damit die LCOE. Wie die Aussagen der Experten aus den Interviews erkennen ließen, könnte sich die Anforderung des EK-Anteils bei Wind-Onshore Projekten von den in der Vergangenheit üblichen 20 % in Abhängigkeit der Risikobewertung neuer Förderinstrumente auf bis zu 40 % erhöhen. Wie Abbildung 5-58 für eine beispielhafte Simulation mit der MP_{fix} zeigt, würde sich eine 10 %ige Differenz beim RoE zwischen WAB 11 und 16 in einer Differenz bei den LCOE i. H. v. 47 €/MWh auswirken. Dies entspräche einer Kostensteigerung von knapp 25 %, die letztendlich von den Endverbrauchern getragen werden müsste.

5.2.7 Einfluss einer zentralen vs. dezentralen FEE-Vermarktung

Ergebnisdarstellung der SV_{DVSdz_MPvar} , SV_{DVSz_MPvar} und SV_{DVSz_MPvar} :

Die folgenden Analysen betreffen das Vermarktungssystem bei der FEE-Marktintegration. Dieser Punkt greift die Problematik des Abschnitts 2.2 auf, bei der die FEE-Anlagenbetreiber durch die Funktionslogik der bisherigen Direktvermarktung darauf angewiesen sind, dass sie kurzfristig bei der ‚Day-ahead‘-Auktion Stromabnehmer auf den Spotmarkt finden. Wenn die thermischen KW mit speicherbaren Energieträgern und die Stromlieferanten zur Risikoabsicherung bereits den Großteil ihrer Kaufs- und Verkaufspositionen über Termin vertraglich abgesichert haben, könnte jedoch bei steigenden fluktuierenden Anteilen die kurzfristige Nachfrage nach FEE-Strom über die Spotmärkte abnehmen, sowie die Abregelungsquote entsprechend steigen.

Zu den Überlegungen, wie der FEE-Strom in den Markt und letztendlich zu den Endkunden gelangen kann, gibt es zwei unterschiedlich diskutierte Systemvorstellungen. Erstens das bisher in der Praxis angewendete und durch die variable Marktprämie im EEG 2012 zusätzlich geförderte dezentral organisierte Vermarktungssystem (DVSdz). Dezentral heißt in diesem Zusammenhang, dass die EE-Strommengen über im Wettbewerb stehende Direktvermarkter – also dezentrale Akteure im System – ihren Strom veräußern und diese sich um die weitere FEE-Vermarktung kümmern. Entweder über die zentral organisierten Großhandelsmärkte oder direkt an die Stromendkunden. Für die durchgeführten Analysen werden hierfür im Modell der Einfachheit halber nicht alle zehn in der Akteursanalyse identifizierten Direktvermarkter-Agenten (DVAs) initialisiert, sondern zu den fünf Oberklassen *großes/internationales EVU* (ID 1), *große Stadtwerke* (ID 3), *kleine Stadtwerke* (ID 5), *Grünstromhändler* (ID 7) und *Börsenhändler mit Erfahrung* (ID 9) zusammengefasst.

Beim zentralen Direktvermarktungsansatz (DVSz) hingegen wird der FEE-Strom aller vier deutschen Netzregelzonen über einen zentralen Käufer („Single-Buyer“) eingesammelt und anschließend auf ¼-h Basis in die Portfolien der Lieferanten bzw. EVU gewälzt. Hier wird also die Veräußerung über die Großhandelsmärkte bewusst umgangen und der direkte Weg in die Portfolien der Lieferanten gewählt. Durch das Zusammenfassen aller FEE-Anlagen soll der größtmögliche Portfolioeffekt zur Verringerung der Prognoseunsicherheit ausgenutzt werden. Die Vertriebe wären dann dafür zuständig, durch das Bereithalten entsprechender Flexibilitäten die viertelstündlich fluktuierenden Strommengen anteilig ihres Stromabsatzes in ihrem Portfolio abzuwickeln. Hierfür wird das Modell mit nur einem DVA initialisiert, der alle FEE-Agenten unter Vertrag hat.

5.2.7.1 Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten

Wie die Modellanalysen zeigen, ergibt sich beim dezentralen Direktvermarktungssystem (DVSdz) mit steigenden Anteilen an FEE-Strom ein neues, bisher kaum beachtetes Problem. Nach bisheriger Regelung sind die ÜNB für die Gesamtprognose der „Day-ahead“ FEE-Einspeiseleistung zuständig, die sie alle 6 h bis zum Zeitpunkt der physikalischen Einspeisung erneuern und an die Transparenzplattform der EEX Strombörse in Leipzig melden. Die Prognose basiert dabei auf einer Hochrechnung ausgewählter Referenzanlagen in Deutschland. Damit sollen die restlichen Marktteilnehmer in die Lage versetzt werden, sich auf die kurzfristig ändernde Strombereitstellung aus FEE-Anlagen bis zum Zeitpunkt der physikalischen Erfüllung einzustellen.

Bei ihrer Hochrechnung können die ÜNB, wie es auf der eigens dafür gemeinsam betriebenen Onlineplattform heißt, jedoch nicht das Entscheidungsverhalten zur marktgetriebenen Abregelung der dezentralen Direktvermarkter berücksichtigen, da sie nicht über die erforderlichen Informationen verfügen. Mit steigenden Anteilen der FEE kommt es in der Folge in diesem System somit zu steigenden Informationsasymmetrien über die abgeregelten Strommengen im Spothandel. Aus dieser Informationsasymmetrie könnte sodann aufgrund falscher Erwartungen vieler Marktteilnehmer über die letztendlich tatsächlich eingespeisten FEE-Strommengen eine immer ineffizientere Preisbildung entstehen. Trotz weiter wachsenden FEE-Anteilen müssten – wie die Analysen im Abschnitt 5.1.2 und 5.1.3 gezeigt haben – aus Effizienzgründen bei kurzfristig nicht vorhandener Nachfrage immer wieder potenziell erzeugbare FEE-Strommengen abgeregelt werden. Wenn diese Entscheidung jedoch dezentral bei den Direktvermarktern erfolgt und deshalb nicht in der FEE-Prognose für die restlichen Marktteilnehmer berücksichtigt werden kann, würden viele Marktteilnehmer von höheren FEE-Strommengen ausgehen, als letztendlich tatsächlich im Markt abgesetzt werden.

Die Kosten dieser Informationsasymmetrie wurden mit dem AMIRIS-Modell durch die Einstellung eines Extrem-Szenarios (*SV_DVSdz_MPvar*) analysiert, indem für die Berechnung des „Market-Clearing“-Preises (MCP) einmal die Summe aller 24 h-FEE-Leistungsprognosen als Wert für die Berechnung des „Day-ahead“-Börsenpreises herangezogen wurde und einmal die prognostizierten abzüglich der abgeregelten Mengen. Abbildung 5-59 zeigt das Ergebnis zur Ausprägung der drei defi-

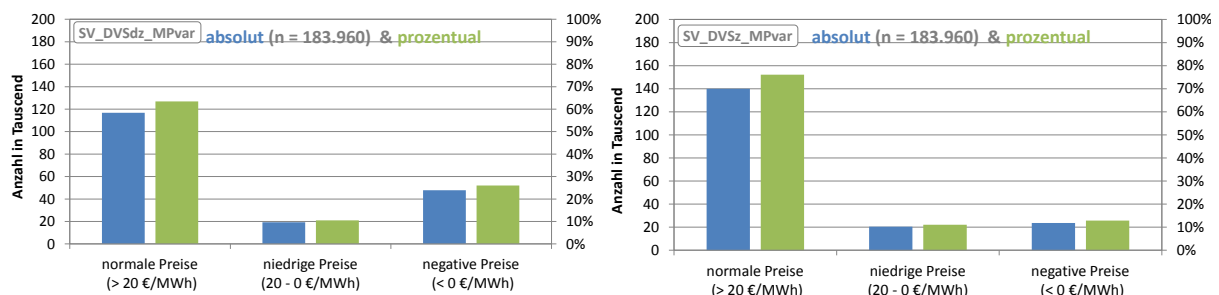


Abbildung 5-59: Anzahl und Relation normaler, niedriger und negativer „Day-ahead“-Strompreise in SV_DVSdz und SV_DVSdz bei Anwendung der MPvar

nierten Preiskategorien im Vergleich zum Ergebnis der zentralen Variante mit einem ‚Single-Buyer‘ Ansatz (*SV_DVSz_MPvar*).

Die Anzahl der *negativen* Börsenpreise würde den Simulationsergebnissen zufolge in der dezentralen Variante um über 24.000 h zunehmen, wobei gleichzeitig die Knappheitspreise von knapp 1.500 h auf unter 50 h zurückgehen. Bei der Betrachtung der dynamischen Entwicklung der Börsenpreise in Abbildung 5-60 wird deutlich, dass die Differenz zwischen den jahresgemittelten Preisen schon ab 2020 beträchtliche Ausmaße annehmen kann. Die Preise in der *SV_DVSdz_MPvar* steigen ab 2024 nicht mehr wirklich an, da für die Preisberechnung im Modell in diesem Fall die gesamte prognostizierte EE-Einspeisung herangezogen wird, ohne die ggf. abgeregelten Mengen zu berücksichtigen. Die rote Kurve folgt somit im Prinzip dem Verlauf aus der *SV_REF_woC* (vgl. Abschnitt 5.1.2).

Da die Opportunitätskosten der Abregelung bei den FEE-Anlagen aus den kurzfristigen variablen Kosten $O\&M_{var}$ bestehen, könnte bei der dezentralen FEE-Vermarktung eine weitere Herausforderung durch den fehlerhaften Umgang mit unsicheren Informationen auftreten. Diese sind jedoch bei allen simulierten PV-Anlagen Null. Und bei den Windanlagen, die einer ähnlichen Beanspruchung ausgesetzt sind, also mit tendenziell gleichem Ressourcenpotenzial in räumlicher Nähe zueinander stehen, ebenfalls auf einem vergleichbaren Niveau. Bei einer hohen potenziellen Wind- oder PV-Einspeisung würden die Anlagenbetreiber in der Folge bei einem relativ ähnlichen Börsenpreisniveau abregeln¹¹². Somit kann es zukünftig vermehrt zu Situationen kommen, in denen die Direktvermarkter zu gleichen Zeitpunkten große FEE-Mengen aus dem Markt nehmen, sollte der prognostizierte Börsenpreis die Opportunitätskosten der Abregelung für viele Anlagen gleichzeitig unterschreiten. Bei hohen Anteilen an FEE im System könnte es somit für den einzelnen Direktvermarkter ex post unwirtschaftlich gewesen sein, die Abregelung angewiesen zu haben, da sich letztendlich durch die abgeregelten Mengen der anderen Direktvermarkter ein höherer Preis einstellt als ursprünglich erwartet. Die Folge wäre ein ineffizienter MCP, da Anlagen abgeregelt werden würden, die eigentlich mit ihren Grenzkosten unterhalb des aktuell gültigen Börsenpreises liegen.

Eine weitere interessante Analyse ergibt sich bei den Kosten der Prognoseunsicherheit. Unabhängig vom zuvor beschriebenen Problem der Informationsasymmetrien ergeben sich steigende Ineffizienzen bei der Preisbildung auf dem ‚Day-ahead‘-Markt durch den Leistungsprognosefehler der FEE an sich. Um die Kosten der Prognoseunsicherheit zu beziffern, wurde als zusätzliche Variante die *DVSz_pf_MPvar* simuliert, bei dem die fehlerhafte Leistungsprognose durch eine perfekte Voraussicht (pf – ‚perfect-foresight‘) über die FEE-Einspeisung ersetzt wird. Die sich in diesem Lauf entwickelnden Börsenpreise können ebenfalls der Abbildung 5-60 entnommen werden (grüne Kurve). Die Differenzen in den jährlichen Preisen sind teilweise beträchtlich und schwanken zwischen 2 €/MWh im Jahr 2015 und 20 €/MWh im letzten Simulationsjahr; im Schnitt liegen sie bei 7 €/MWh. Logischerweise steigt die Ineffizienz bei der Preisbildung ebenfalls parallel zum FEE-Anteil im System.

Diese Ergebnisse wirken sich entsprechend auch auf die Förderkos-

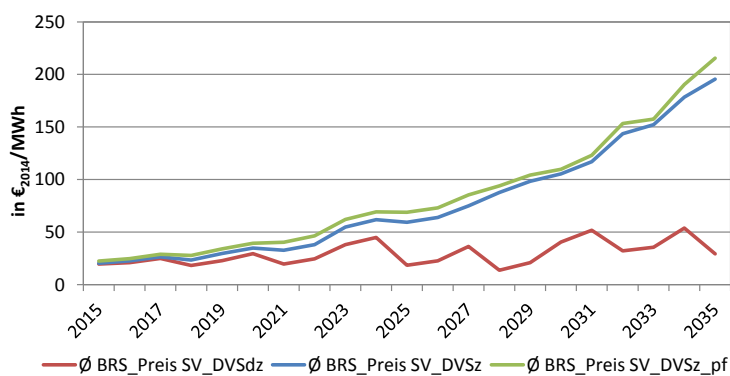


Abbildung 5-60: Vergleich der Börsenpreis-Jahresmittel in der *SV_DVSdz* und *SV_DVSz* ohne und mit ‚perfect foresight‘ (pf)

¹¹² An dieser Stelle sei angemerkt, dass die gewählte Implementierung diesen Effekt verstärkt, da im Modell allen Anlagen derselben Leistungsklasse auch gleich hohe $O\&M_{var}$ aufweisen.

ten aus. Die Differenz der Förderkosten aus der *SV_DVSdz_MPvar* und *SV_DVSz_MPvar* entspricht dem Potenzial einer ineffizienten Förderung, die aufgrund der fehlerhaften Preisbildung durch die dezentrale Direktvermarktung eintreten könnte (siehe oberes und mittleres Diagramm in Abbildung 5-61). Sie beläuft sich summiert über den gesamten Simulations- und Förderzeitraum auf 171 Mrd. €. Natürlich entspricht dieser Wert dem Maximalwert einer hypothetischen Betrachtung. In der Realität wird der Wert wahrscheinlich deutlich niedriger ausfallen. Die Differenz der Förderkosten zwischen der *SV_DVSz_MPvar* und

SV_DVSz_pf_MPvar im mittleren und unteren Diagramm in Abbildung 5-61 beziffert die Ineffizienz der Förderung durch die immanente Prognoseunsicherheit. Sie beläuft sich auf insgesamt 46 Mrd. €. Auch diese Ineffizienz in der Preisbildung steigt mit den FEE-Anteilen im System, auch wenn davon ausgegangen werden kann, dass es in den kommenden Jahren noch Verbesserungen bei der Prognoseerstellung gibt.

Trotz allem gilt: je größer die fehlprognostizierte Strommenge, desto größer auch die Summe der fehlerhaften FEE-Gebotsmengen, die ‚Day-ahead‘ auf den Spotmärkten eingestellt werden.

Die Fördereffizienz fällt im Extremfall des simulierten dezentralen Ansatzes aus den genannten Gründen logischerweise sehr niedrig aus und liegt mit 136,0 €/MWh deutlich über den Werten der *SV_DVSz_MPvar* mit 86,2 €/MWh, der damit nochmals eine deutliche Verbesserung zur *SV_REF_MPvar* mit 95,1 €/MWh darstellt. Im hypothetischen Fall mit perfekter Voraussicht würde die Effizienz nochmals auf 83,5 €/MWh steigen. Die immanente Fluktuation der Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen bewirkt also allein einen Effizienzverlust von knapp 3 €/MWh (siehe Tabelle 5-23).

Neben der spezifischen Abbildung der Geschäftskosten für Personal, Raummiete, IT und Prognoseerstellung bei den DVAs können mit dem entwickelten Modell zusätzlich die Kosten für den Ausgleich der Prognosefehler berechnet werden – die sog. *Profilservicekosten*. Da beim Stromhandel im Allgemeinen und bei der FEE-Direktvermarktung im Speziellen enorme Skaleneffekte auftreten, ergeben sich auch bei diesem Vergleich Kostenvorteile

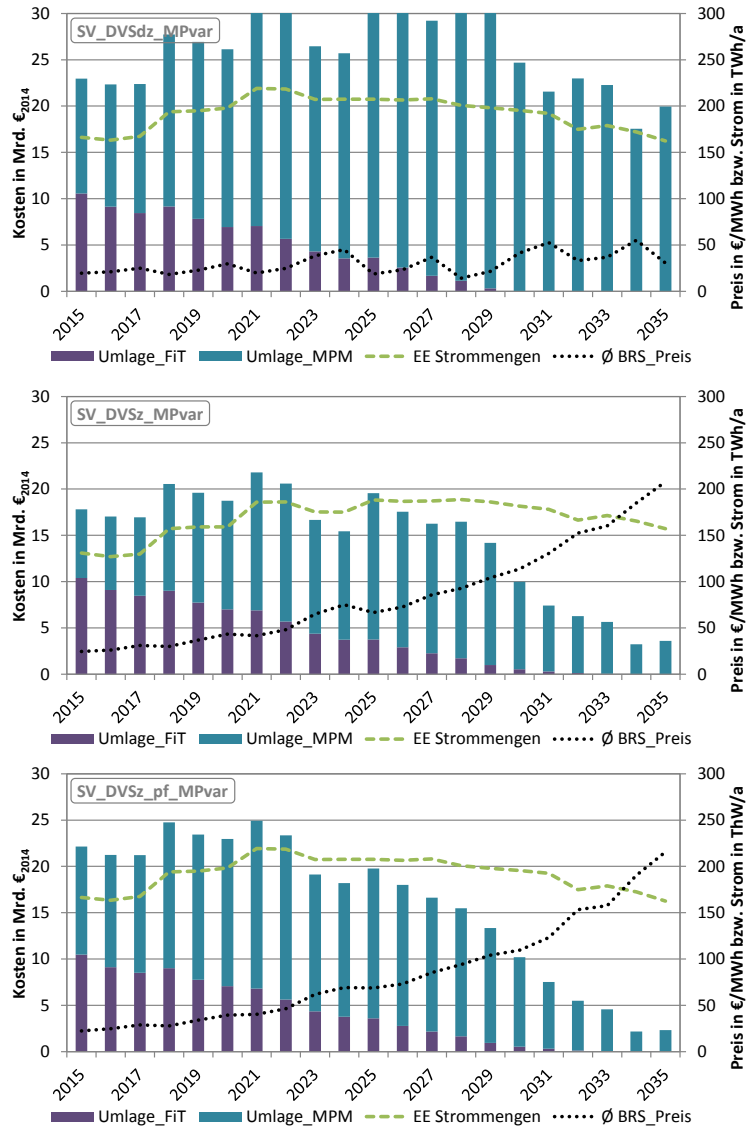


Abbildung 5-61: Förderumlagekosten und EE-Strommengen bei Anwendung der *MP_{var}* in der *SV_DVSdz*, *SV_DVSz* und *SV_DVSz_pf* von 2015-2035

Tabelle 5-23: Vergleich der Fördereffizienz in der *SV_DVSdz*, *SV_DVSz* und *SV_DVSz_pf*

Vergleich der Fördereffizienz	<i>SV_DVSdz</i> _MPvar	<i>SV_DVSz</i> _MPvar	<i>SV_DVSz</i> _pf_MPvar
in € ₂₀₁₄ /MWh	136,0	86,2	83,5

für den zentralen 'Single-Buyer' Ansatz. In den beiden simulierten Szenario-Varianten machen die Skaleneffekte sowie der Portfolioeffekt zusammen einen Unterschied von über 1,5 Mrd. € aus, wobei sich die Profilservicekosten in der Aggregation aller fünf simulierten DVAs auf insgesamt 6,6 Mrd. € und beim 'Single-Buyer' auf 5,1 Mrd. € belaufen. Die laufenden Geschäftskosten spielen im Verhältnis zu den Profilservicekosten nur eine untergeordnete Rolle und belaufen sich im dezentralen Fall auf 450 Mio. € bzw. 310 Mio. € beim zentralen Ansatz.

Die Gesamtkosten der Direktvermarktung (Geschäfts- und Profilservicekosten) müssen letztendlich vom anzulegenden Wert ($\hat{=}$ LCOE) der Anlagenbetreiber bezahlt werden. Somit hat die Wahl über das Direktvermarktungssystem ebenfalls Auswirkungen auf der Betreiberseite, die im folgenden Abschnitt genauer erörtert wird.

5.2.7.2 Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen

Da das Extremszenario einen rein hypothetischen Fall darstellt, sind die Ergebnisse zu den Refinanzierungsbedingungen auf der Akteursebene nur bedingt auf die Situation in der Realität übertragbar. Die Auswertung der Ergebnisse wird dementsprechend kurz gehalten. Wenn auch nur hypothetisch, wirkt sich die ineffizientere Preisbildung im Stromgroßhandel dennoch auf eine sehr interessante Weise bei den Anlagenbetreibern aus.

Beispielhaft sind in Abbildung 5-62 die Ergebnisse der spezifischen Einnahmen und Ausgaben sowie vermarkteten und abgeregelten Strommengen für den WAB 11 und 31 sowie den PVAB 21 und 47, einmal für das dezentrale (links) und einmal für das zentrale (rechts) Vermarktungssystem dargestellt. Die Ergebnisse im Fall mit 'Single-Buyer'-Ansatz in den rechten Diagrammen entsprechen dabei in etwa den Ergebnissen der *SV_REF_MPvar* (vgl. Abschnitt 5.1.3.2). Am besten

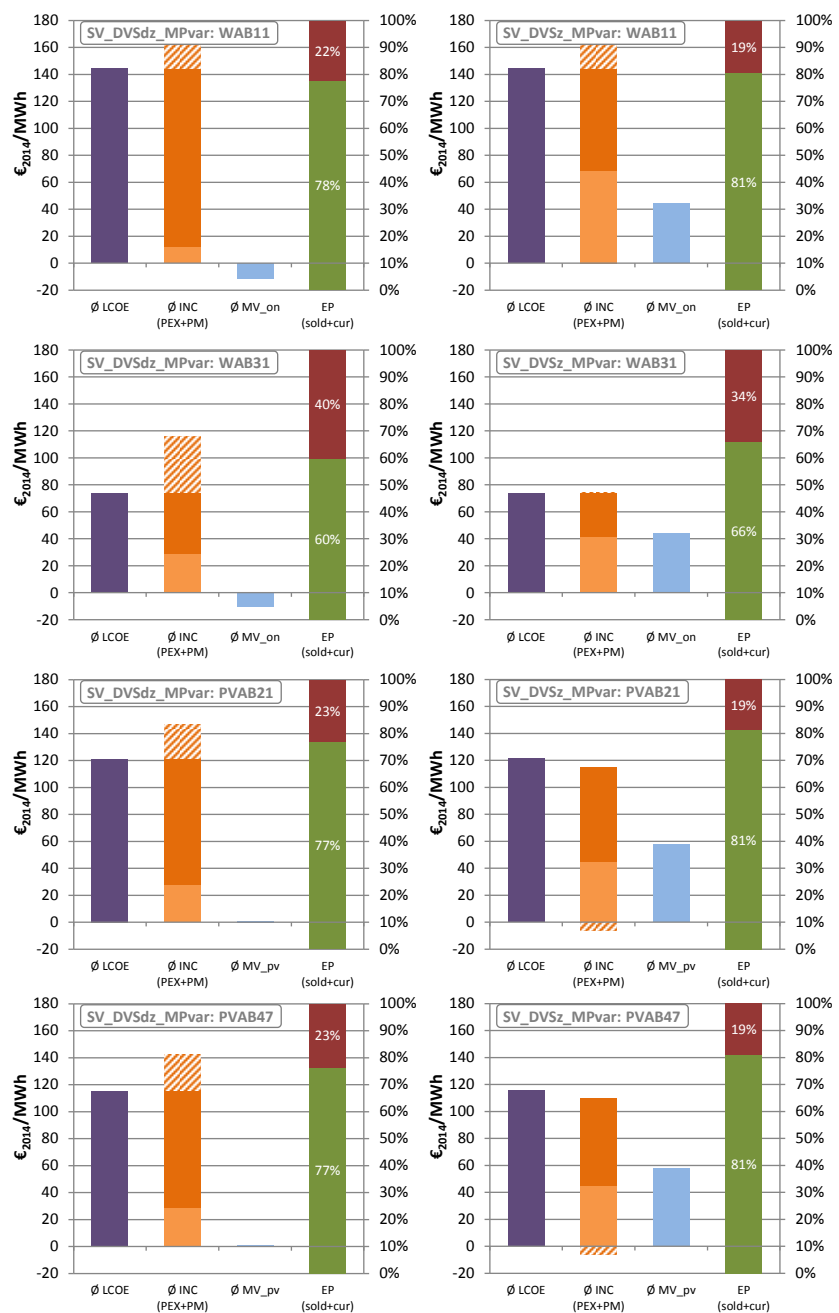


Abbildung 5-62: Durchschnittskosten ($\hat{\varnothing}$ LCOE), -einnahmen ($\hat{\varnothing}$ INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB und PVAB im Vergleich der *SV_DVSdz_MPvar* (links) und *SV_DVSz_MPvar* (rechts)

er einen deutlich besseren agentenspezifischen Marktwert erzielt als der Durchschnitt aller Onshore-Anlagen (hellorange > hellblaue Säule). Der WAB 31 ist dem Gleichzeitigkeitseffekt hingegen deutlich stärker ausgesetzt und markiert mit 41,1 €/MWh einen leicht schlechteren als den \emptyset MV_on mit 44,4 €/MWh. Deutlich schlechter schneiden der PVAB 21 und 47 ab, die mit 44,8 €/MWh beide deutlich unter dem \emptyset MP_pv von 57,8 €/MWh liegen.

Im Vergleich erzielen die Agenten im dezentralen Fall der linken Diagrammreihe insgesamt deutlich höhere Einnahmen als Summe aus den \emptyset INC(PEX) und den \emptyset INC(PM) als in der SV_DVSz_MPvar, aber nur aufgrund ineffizient hoher Förderzahlungen (dunkel-orange). Gleichzeitig sind die abgeregelten Strommengen in der dezentralen Variante um 3-6 % höher und die Einnahmen über die Börse \emptyset INC(PEX) deutlich niedriger als in der zentralen Variante. Wie die weiß-orange gestreiften Säulen über den dunkel-orangen Säulen indizieren, werden die Anlagen aller dargestellten Agenten im dezentralen Fall sogar deutlich überfördert.

Es fällt außerdem auf, dass sowohl bei den WAB als auch den PVAB nicht nur die agentenspezifischen Marktwerte \emptyset INC(PEX) sondern auch die durchschnittlichen Marktwerte in hell-blau deutlich niedriger ausfallen als bei einer zentralen Vermarktung. Für die individuellen Erlösmöglichkeiten ist bei der MP_var nicht der erzielte Marktwert selbst, sondern die Differenz zum Durchschnitt aller Anlagen entscheidend. Und hier wird deutlich, dass diese in der SV_DVDdz_MPvar bei den Onshore-Windanlagen gemittelt über den gesamten Simulationszeitraum mit -10 €/MWh deutlich im negativen Bereich und beim PV-Strom bei 0 €/MWh liegen. Dieses Ergebnis hatte sich schon bei der Analyse der Börsenpreise im vorherigen Abschnitt angedeutet, als die Preise im Jahresdurchschnitt nie über den Wert von 50 €/MWh hinaus angestiegen sind. Doch wie kommen diese völlig neuen Ergebnisse beim agentenspezifischen und durchschnittlichen Marktwert zustande? Denn in der Simulation selber werden die FEE-Anlagen fast genauso oft abgeregelt wie in der SV_REF_DVSz_MPvar. D. h. sie haben gar nicht zu negativen Preisen vermarktet, wie es sich durch den MCP angedeutet hätte.

Erklären lässt sich das damit, dass der Regulierer mit steigenden FEE-Anteilen durch die ineffiziente Preisbildung von falschen Prämissen über die tatsächlichen Börsenerlöse der FEE-Anlagenbetreiber ausgeht und in der Folge einen Prämie kalkuliert, die weit über dem eigentlich notwendigen Förderniveau liegt. Gut zu erkennen ist dieser Effekt, wenn man die Einnahmen und Ausgaben aller WAB der LK3 als Durchschnittswerte dynamisch über die Zeit darstellt, wie in Abbildung 5-63 geschehen. Die INC_PEX sind in beiden Läufen in etwa auf gleichem Niveau, wenn auch im Verlauf natürlich etwas unterschiedlich. Auch die produzierten und vermarkteten Strommengen EP_sold sind ungefähr gleich. Doch bei den INC_PM zeigt sich ein deutlich anderer Ver-

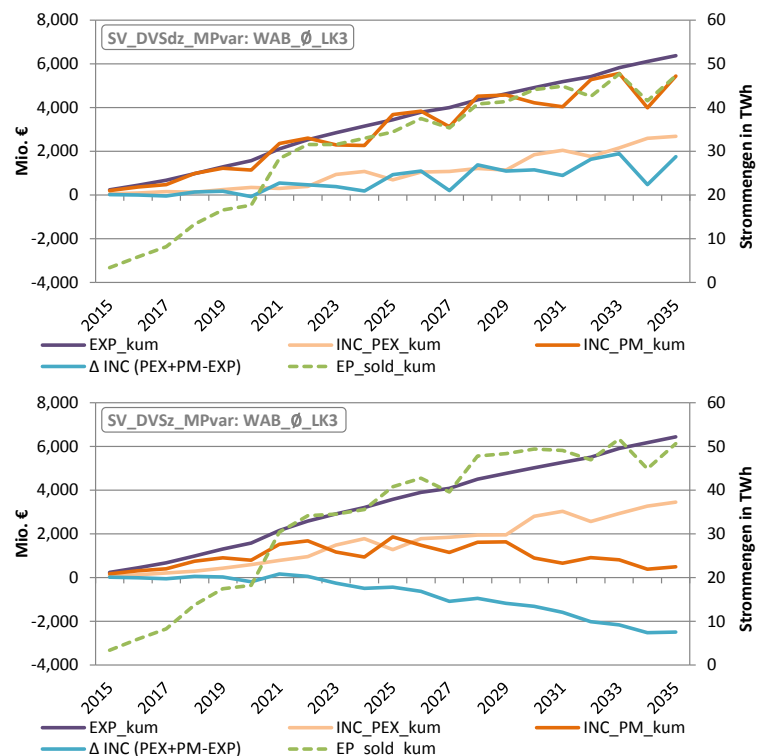


Abbildung 5-63: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP_sold) der WAB der LK3 in der SV_DVSdz und SV_DVSz_MPvar von 2015-2035

lauf, der die Gesamtbilanz der WAB der LK3 (hellblaue Kurve) in der dezentralen Variante deutlich über die Nulllinie drückt. Trotz der relativ hohen abgeregelten Strommengen sowie des insgesamt sehr niedrigen Preisniveaus können die Agenten in der dezentralen Variante deshalb dennoch ihre Investitionen problemlos refinanzieren, denn das Integral der Gesamtbilanz ΔINC ist positiv. Anders würde es sich natürlich im Fall der fixen Markt- oder Kapazitätsprämie verhalten, wenn die Förderhöhe des Instruments nicht dynamisch an das Börsenpreinsniveau angepasst wird.

Es kann also festgehalten werden, dass bei einer dezentralen Vermarktung bei höheren Anteilen an FEE im System falsche Erwartungen bei den Akteuren über die tatsächlich eingespeiste und an der Börse vermarktete FEE-Strommenge entstehen können, da die Informationen über die prognostizierten und abgeregelten Strommengen asymmetrisch bei den Akteuren verteilt sind. Die ineffiziente Preisbildung am ‚Day-ahead‘-Strommarkt kann aus Regulierer- und Verbrauchersicht auf eine ineffiziente Förderung hinauslaufen, von der die FEE-Anlagenbetreiber aber letztendlich profitieren, da sie eine höhere Prämien erhalten, als es ihre spezifischen Kosten rechtfertigen würden.

5.3 Ergebnisse und Sensitivitäten weiterer indirekter Einflussfaktoren

In den folgenden Analysen werden verschiedene Szenario-Varianten durchgespielt, auf die das EE-Förderregime zwar keinen direkten Einfluss hat, die jedoch durch eine höhere Systemflexibilität deutliche Veränderungen bei der FEE-Marktintegration erwarten lassen.

5.3.1 Szenario-Varianten und Parametrisierung des Modells

Wie eingangs erwähnt zeichnet sich bereits heute in verschiedenen Langfristszenarien die zunehmende Bedeutung sog. Flexibilitätsoptionen in Form von P2X- und Speichertechnologien ab, die zur Erreichung hoher EE-Anteile im System unabdingbar zu sein scheinen. Über den Zeitpunkt ihrer Systemintegration bzw. Marktdiffusion kann zum heutigen Zeitpunkt jedoch nur spekuliert werden. Dabei können sie zum kontinuierlichen Ausgleich zwischen dem volatilen Stromangebot und der Nachfrage beitragen und haben höchstwahrscheinlich sowohl einen positiven Einfluss auf die Versorgungssicherheit sowie die Refinanzierungsbedingungen der FEE als auch konventioneller Kraftwerke. Tabelle 5-24 gibt einen kurzen Überblick über die Parametrisierung und veränderten Inputdaten der simulierten Varianten im Vergleich zur *SV_REF*.

Tabelle 5-24: Parametrisierung und Inputdaten der simulierten Szenario-Varianten im Vergleich zur *SV_REF*.

Abschnitt	Bezeichnung der Szenario-Variante	Parameter & Inputdaten	
		I) Zeitunabhängig	II) Zeitabhängig
5.3.2	<i>SV_P2X_MPvar</i>	B-i)+iv) wie bei der MP_{var}	A-v) RL-Intervalle Flex, d. h. mit P2X-Zubau
	<i>SV_P2X_MPfix</i>	B-i)+iv) wie bei der MP_{fix}	A-v) RL-Intervalle Flex, d. h. mit P2X-Zubau
	<i>SV_P2X_CPvar</i>	B-i)+iv) wie bei der CP_{var}	A-v) RL-Intervalle Flex, d. h. mit P2X-Zubau
	<i>SV_P2X_CPfix</i>	B-i)+iv) wie bei der CP_{fix}	A-v) RL-Intervalle Flex, d. h. mit P2X-Zubau
5.3.3	<i>SV_SPR-Opt_MPvar</i>	B-i)+iv) wie bei der MP_{var}	A-v) 6 GW -Speicher mit optimierter Arbitrage-Strategie
5.3.4	<i>SV_BestCase_MPvar</i>	‚Best-Case‘-Parametrisierung wird in Abs. 5.3.4 genauer beschrieben	‚Best-Case‘-Parametrisierung wird in Abs. 5.3.4 genauer beschrieben

5.3.2 Einfluss der Entwicklung der Systemflexibilität durch neue Verbraucher

Ergebnisdarstellung der *SV_P2X_MPvar*, *SV_P2X_MPfix*, *SV_P2X_CPvar* und *SV_P2X_CPfix*:

Wie die bisherigen Szenariosimulationen gezeigt haben, vermag es keine der untersuchten Szenario-Varianten, für Bedingungen zu sorgen, in denen die EE-Ziele des EEG bis 2035 erreicht werden. Ebenfalls kann die Refinanzierung der Vollkosten der Investoren – abgesehen von vereinzelt Ausnahmen – in kaum einem Szenario garantiert werden. Das liegt primär daran, dass ab dem Jahr 2020 die abgeregelten FEE-Strommengen deutlich zugenommen haben und ab 2030 ein gewisser Sättigungseffekt bei der Aufnahme von FEE-Strom im Markt festgestellt werden kann. Bei Berücksichtigung der ‚Must-Run‘-Kapazitäten mit Status quo 2015 und nur einer leichten Zunahme des Flexibilitätsniveaus im System durch ausscheidende Grundlast-KW haben fast alle Agenten spätestens ab Mitte der 2020er Jahre Refinanzierungsprobleme, da die Vergütungsausfälle durch die marktgetriebene Abregelung nicht im Kalkül der Investoren berücksichtigt werden bzw. werden können und auch gesetzlich keine entsprechende Kompensationszahlung vorgesehen ist. Eine Kompensation gibt es nach geltendem Recht nur bei einer netztechnisch bedingten Abregelung der Anlagen nach Einspeisemanagement (EEG 2014; BNetzA 2014).

Aus diesem Grund soll im folgenden Abschnitt eine Szenario-Variante analysiert werden, bei der zu Beginn der Simulation neue flexible Verbraucher in das System integriert werden, die dafür sorgen können, den abgeregelten FEE-Strom in andere Energiesektoren zu überführen und damit die Anlagenauslastung sowie die Erlösaussicht der Investoren im System zu erhöhen. In Abbildung 5-64 wird der Unterschied bei der Entwicklung der Residuallast(RL)-Intervalle in der SV_REF und der neuen SV_P2X dargestellt. Die abgebildeten Kurven stellen jeweils die Intervall-Ober- bzw. -Untergrenzen dar, bei dessen Unterschreiten der normale ‚Merit-Order‘-Berechnungsmechanismus zur Bestimmung des Börsenpreises (MCP) im Modell außer Kraft gesetzt und stattdessen der entsprechende farblich markierte Preis zugeordnet wird. Je dynamischer die Kurven über die Zeit abfallen, desto mehr Flexibilität durch neue Verbraucher befindet sich zu Zeiten potenziell hoher FEE-Einspeisung im System und desto seltener sollten die Anlagen in der Folge abgeregelt werden.

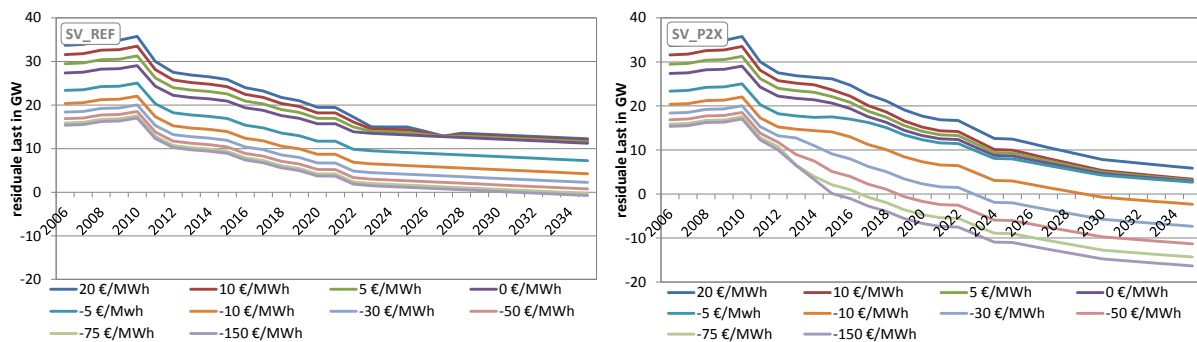


Abbildung 5-64: Entwicklung der RL-Intervalle in der SV_REF und SV_P2X mit Zubau von P2X-Anlagen
Tabellenwerte können in Anhang G) I) d) eingesehen werden

In der SV_REF kommt zusätzliche Flexibilität nur durch das Ausscheiden thermischer Grundlastkraftwerke ins System, die durch die Rahmenbedingungen des Szenario A der BMU-Leitstudie 2012 gegeben sind. Bei der Entwicklung in der SV_P2X kommt es nicht darauf an, eine möglichst plausible Entwicklung über den Eintritt von P2X-Anlagen abzubilden, da in den im Folgenden durchgeführten Analysen primär die grundlegenden Wechselwirkungen einer erhöhten Systemflexibilität durch neue Verbraucher untersucht werden soll. Gut zu erkennen ist bspw., dass bereits im Jahr 2015 im System deutlich mehr Flexibilität durch niedrigere Residuallast-Intervall-Untergrenzen vorhanden ist.

5.3.2.1 Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten

Durch die Einführung neuer Verbraucher in Form von P2X-Anlagen ergibt sich bei allen untersuchten Instrumenten ein deutlicher Effekt auf die Börsenpreisentwicklung, jedoch nicht unbedingt so, wie intuitiv zu vermuten gewesen wäre. Im Vergleich zu den Ergebnissen in den Referenzläufen sinkt das

durchschnittliche Börsenpreisniveau (siehe Abbildung 5-65). Und das, obwohl durch die neuen Verbraucher eigentlich weniger häufig *sehr niedrige* und *negative* Preise zu erwarten wären.

Wie ein Blick in die Tabelle 5-25 verrät, verhält es sich teilweise sogar genau umgekehrt, und es treten in SV_P2X im Vergleich zur SV_REF bei allen vier Instrumenten zwar seltener *sehr niedrige*, dafür aber häufiger *negative* Preise auf. Das ist

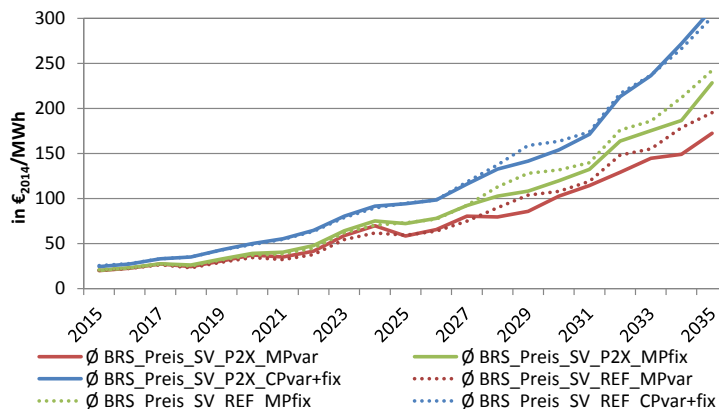


Abbildung 5-65: Vergleich der Börsenpreis-Jahresmittel mit und ohne P2X bei der MP_{var}, MP_{fix} und CP_{var&fix}

damit zu erklären, dass sich *sehr niedrige* und *negative* Preise durch die höhere, nachfrageseitige Flexibilität folgerichtig zwar erst später – also bei höherer FEE-Einspeisung – einstellen, dafür aber insgesamt häufiger, da die Anlagen auch erst entsprechend später komplett abgeregelt werden, um das Auftreten *negativer* Preise zu vermeiden. Dabei ist allein der zufällig gewählten Entwicklung der RL-Intervalle in diesem Preissegment geschuldet, dass weniger *sehr niedrige* Preise im Vergleich zu den Referenzläufen auftreten. Dass ab dem Jahr 2027 zumindest in den Varianten mit variabler und fixer MP deutlich niedrigere jahresgemittelte Preise bis zum Ende der Simulation erscheinen (vgl. Abbildung 5-65), ist durch die deutlich seltener auftretenden Knappheitspreise zu erklären (vgl. Tabelle 5-25). Dieser Effekt ist bei der Variante mit variabler und fixer CP jedoch nicht zu beobachten.

Als Folge dieser Ergebnisse könnte man davon ausgehen, dass die Entwicklung der absoluten und relativen FEE-Marktwerte entsprechend niedriger ausfällt. Aber auch hier sind die Zusammenhänge vielschichtiger. Wie Abbildung 5-66 beim Vergleich der Marktwerte verdeutlicht, profitieren von der zusätzlichen Nachfrage in den Varianten mit MP_{var} und MP_{fix} alle drei Technologien zumindest etwas. Obwohl die Börsenpreise zum Ende der Simulation auf niedrigerem Niveau verlaufen, können die absoluten Marktwerte auf ähnlichem Niveau gehalten werden, was zu einem leichten Anstieg der relativen Marktwerte führt.

Bei der Darstellung der Variante mit variabler bzw. fixer CP zeigt sich hingegen kaum ein Unterschied zum Referenzlauf. Der oben beschriebene Effekt auf die sich einstellenden *sehr niedrigen* und *negativen* Preise kommt bei Anwendung einer CP kaum zum Tragen, da eine kapazitative Vergütung bereits zur Abregelung der FEE-Anlagen anreizt, bevor die Börsenpreise überhaupt in diese beiden Segmente abfallen könnten. Dieser Effekt hat sich schon bei den Referenzszenarien gezeigt. Dass die Onshore-Windanlagen bei den Marktwerten schlechter abschneiden, kann damit erklärt werden, dass diese Anlagenklassen in den SV_P2X offensichtlich häufiger einspeisen, wenn *sehr niedrige* und

Tabelle 5-25: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen in den Läufen mit variabler Markt- und Kapazitätsprämie im Vergleich der Läufe der SV_RoE_high+low, SV_RP-FK und SV_RFR.

Preis-kategorien in € ₂₀₁₄ /MWh	SV_REF_MPvar		SV_P2X_MPvar		SV_REF_MPfix		SV_P2X_MPfix		SV_REF_CPvar & fix		SV_P2X_CPvar & fix	
	in h	in %	in h	in %	in h	in %	in h	in %	in h	in %	in h	in %
normale Preise: > 20	139.995	76,1	138.285	75,2	149.256	81,1	149.651	81,4	174.652	94,9	173.948	94,6
niedrige Preise 20-0	20.158	11,0	14.585	7,9	21.050	11,4	16.297	8,9	7.540	4,1	6.662	3,6
negative Preise < 0	23.806	12,9	31.089	16,9	13.653	7,4	18.011	9,8	1.767	1,0	3.349	1,8
Knappheitspreise >1.000	1.690	0,9	899	0,5	2.104	1,1	1.197	0,7	2.929	1,6	2.840	1,5

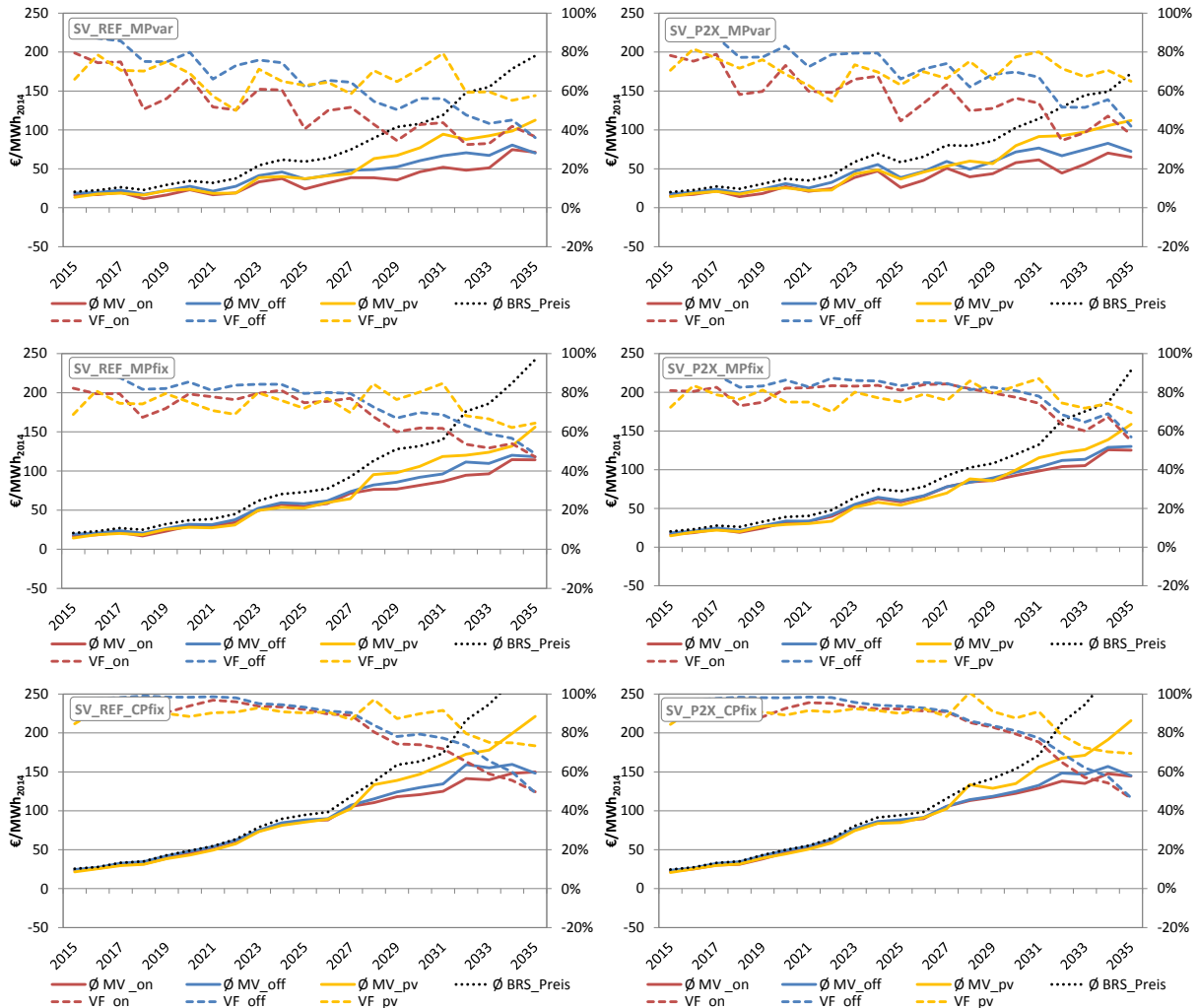


Abbildung 5-66: Vergleich der absoluten (MV) und relativen Marktwerte (VF) der FEE in der SV_REF und SV_P2X bei Anwendung der MPvar, MPfix und CPfix von 2015-2035

negative Preise auftreten.

Ein deutlich positiver Effekt hinsichtlich der Erreichung der EE-Ausbauziele ist bei den P2X-Varianten bei allen untersuchten Instrumenten nicht von der Hand zu weisen. Wie in Abbildung 5-67 dargestellt, werden in allen simulierten Varianten deutlich mehr EE-Strommengen in den Markt integriert. Können in der SV_REF_MPvar die EE-Strommengen im letzten Simulationsjahr 2035 nur ca. 160 TWh zur Deckung der Last beitragen, sind es nun 250 TWh (Diagramm oben). Interessant ist aber die Beobachtung, dass dieser Wert ab 2030 hier auch nicht mehr gesteigert werden kann. Der schon zuvor des Öfteren beobachtete Sättigungseffekt bei der Aufnahme von EE-Strom scheint demnach auch bei der Integration von P2X-Anlagen nicht vollständig zu verschwinden.

Auch in der Varianten mit fixer MP tragen die EE nun mit 200 TWh zur Befriedigung der Stromnachfrage im Jahr 2035 bei, während dieser Wert in der SV_REF_MPfix nur 136 TWh beträgt. Und in den Simulationen mit variabler und fixer CP kann nun mit ziemlich genau 150 TWh in etwa 55 TWh mehr EE-Strom im Markt abgesetzt werden als zuvor. Letztendlich werden aber auch mit einer alleinigen Flexibilisierung der Nachfrageseite die EE-Ziele des Jahres 2035 nicht erreicht, auch wenn sich die

Tabelle 5-26: Fördereffizienz der diskutierten Instrumente in der SV_P2X im Vergleich zur SV_REF

Fördereffizienz in € ₂₀₁₄ /MWh	mit MPvar	mit MPfix	mit CPvar	mit CPfix
SV_REF	95,1	103,2	132,1	137,3
SV_P2X	84,8	95,9	115,4	119,5

Situation im Vergleich zu allen anderen bisher untersuchten Szenario-Varianten noch am besten darstellt. So belaufen sich die Anteile bei der Variante mit der MP_{var} inkl. der EE-Rest Anteile bei einer Brutto-Stromnachfrage von nun 601 TWh durch die neuen Nachfrager auf gut 49 % und verfehlen das Ziel von 55-60 % damit deutlich knapper, während die Anteile bei der MP_{fix} mit 40 % und bei der CP_{fix} bzw. CP_{var} mit 30 % das Ziel weiterhin deutlich verfehlen.

Durch die höheren EE-Anteile im Markt erhöht sich im Vergleich zu den Referenzläufen konsequenterweise auch das Gesamtförderolumen. Es beläuft sich bei der SV_{P2X}_{MPvar} nun auf insgesamt 409 Mrd. € (zuvor 384 Mrd. €) und bei der MP_{fix} auf 423 Mrd. € (zuvor 387 Mrd. €). Bei Anwendung der kapazitiven Prämien entstehen letztendlich Förderumlagekosten i. H. v. ebenfalls 387 Mrd. € bei der CP_{var} (zuvor 368 Mrd. €) bzw. 401 Mrd. € bei der CP_{fix} (zuvor: 382 Mrd. €).

Der Anstieg der Kosten verhält sich durch die flexibilisierte Nachfrage jedoch nicht proportional zum Anstieg der mehr integrierten EE-Strommengen, sodass die Fördereffizienz in allen simulierten Szenario-Varianten deutlich zunimmt, wie Tabelle 5-26 veranschaulicht. So kann allein durch die Flexibilisierung der Nachfrageseite die Effizienz bei der MP_{var} um über 10 €/MWh gesteigert werden, bei der MP_{fix} um über 7 €/MWh, bei der CP_{var} um knapp 17 €/MWh und bei der CP_{fix} um knapp 18 €/MWh. Bei den Varianten mit kapazitiver Prämie ergibt sich jedoch ein Widerspruch zwischen der Annahme zur Entwicklung der RL-Intervalle in der SV_{P2X} und dem Anreizmechanismus zur Abregelung. Das liegt daran, dass die deutlich seltener auftretenden *sehr niedrigen* und *negativen* Preise als Folge der deutlich früheren Abregelung der FEE-Anlagen ebenfalls die Anreize für andere Marktteilnehmer reduzieren, in P2X-Anlagen zu investieren.

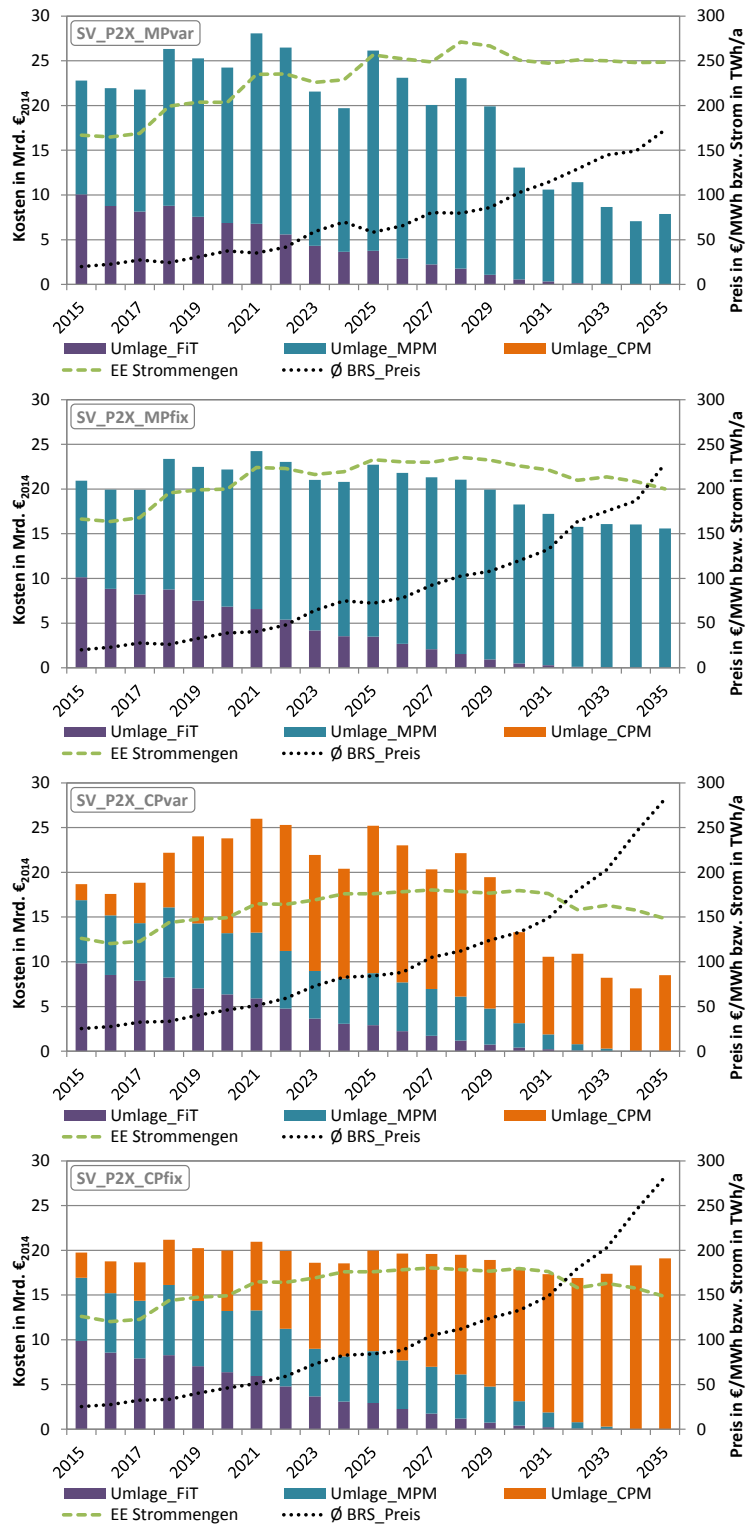


Abbildung 5-67: Förderrumlagekosten und EE-Strommengen bei Anwendung der MP_{var} , MP_{fix} , CP_{var} und CP_{fix} in der SV_{P2X} von 2015-2035

Die hinterlegte Entwicklung der RL-Intervalle simulierte P2X-Szenario ist deshalb im Endeffekt nicht konsistent, da die Anreize der CP_{var} und CP_{fix} eigentlich kontraproduktiv zur Flexibilisierung wirken.

5.3.2.2 Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen

Die Flexibilisierung der Nachfrage durch neue Verbraucher hat nicht nur einen positiven Effekt auf die Fördereffizienz, sondern auch auf die Refinanzierungsbedingungen der FEE-Investoren. Um die Unterschiede in den analysierten Szenario-Varianten im Vergleich zu den Läufen in den Referenzszenarien zu verdeutlichen, werden in den folgenden Diagrammen die Einnahmen und Ausgaben beispielhaft ausgewählter Leistungsklassen über den Zeitverlauf dargestellt. So wird nicht nur deutlich, ob die Refinanzierung wahrscheinlich ist, sondern auch in welchen Jahren Überschüsse bzw. Verluste eingefahren werden. Bei den WAB werden die beiden Standortgütern in Süd-(LK1) und Norddeutschland (LK3) dargestellt. Für die PV-Anlagen ist nur der Durchschnitt aller Agenten der LK2 abgebildet, da diese die höchsten LCOE aufweisen. Diese Klassen subsumieren die Anlagenbetreiber, die den Einflussfaktoren am Stärksten ausgesetzt sind. Die Ergebnisse der nicht explizit dargestellten Agenten bzw. Leistungsklassen liegen i. d. R. zwischen den ausgewählten Ergebnissen der dargestellten Leistungsklassen.

Bei den Läufen mit variabler MP in Abbildung 5-68 fällt zunächst direkt auf, dass in den SV_P2X deutlich mehr Strom aus beiden Leistungsklassen ins System eingespeist wird als in der SV_REF. Vor allem die WAB der LK3 können jetzt deutlich mehr Strom im Markt absetzen. Der leicht höhere Verlauf der jährlich kumulierten Ausgaben EXP_{kum} kommt durch die höhere Auslastung zustande, die zu höheren variablen O&M-Kosten führen.

Während in der LK1 schon im Referenzszenario gute Refinanzierungsbedingungen bestehen, verbessert sich die Situation in der SV_P2X nochmals. Mit Ausnahme der Jahre 2023 bis 2026 verläuft das Netto-Ergebnis $\Delta INC(PEX+PM-EXP)$ deutlich über der Nulllinie. In beiden Varianten werden die WAB der LK1 sogar deutlich „überfördert“. Nur wenn die Gesamtbilanz über den Simulationszeitraum genau auf der Nulllinie verlaufen würde, würden in jedem Jahr genau die Kosten der Erzeugung gedeckt und die Anlagen somit weder über- noch unterfördert. Bei der MP_{var} ist die Besserstellung von anti-

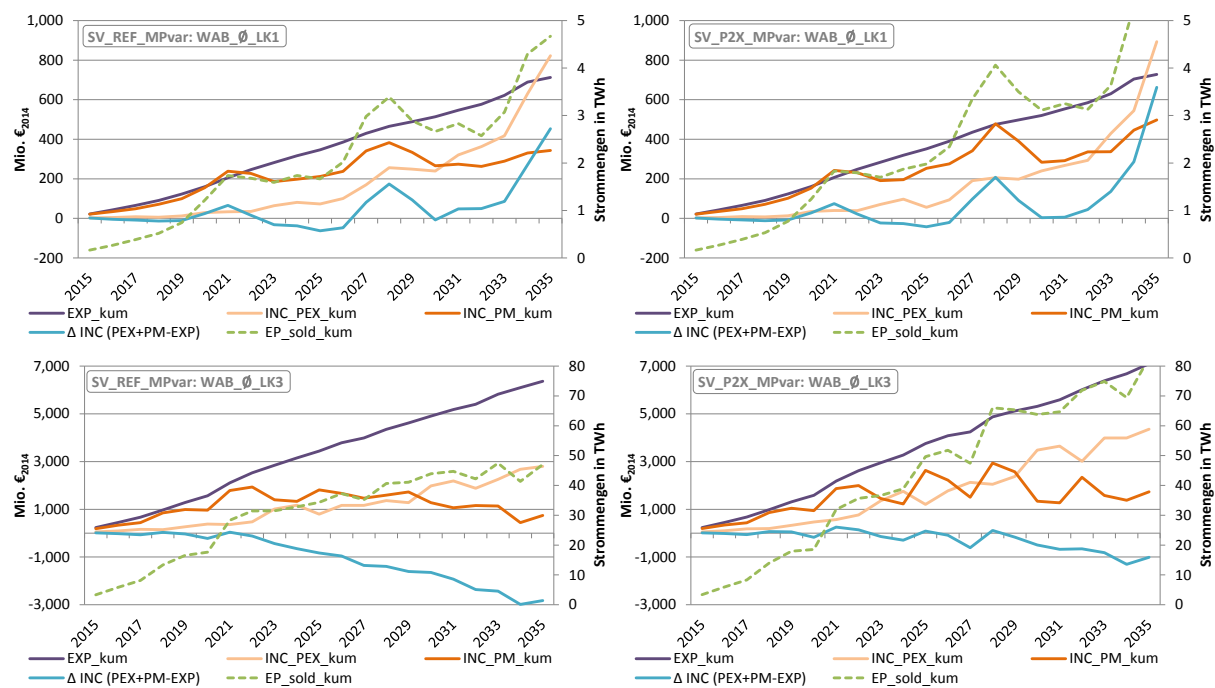


Abbildung 5-68: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP_sold) der WAB der LK1 und 3 in der SV_REF und SV_P2X bei Anwendung der MP_{var} von 2015-2035

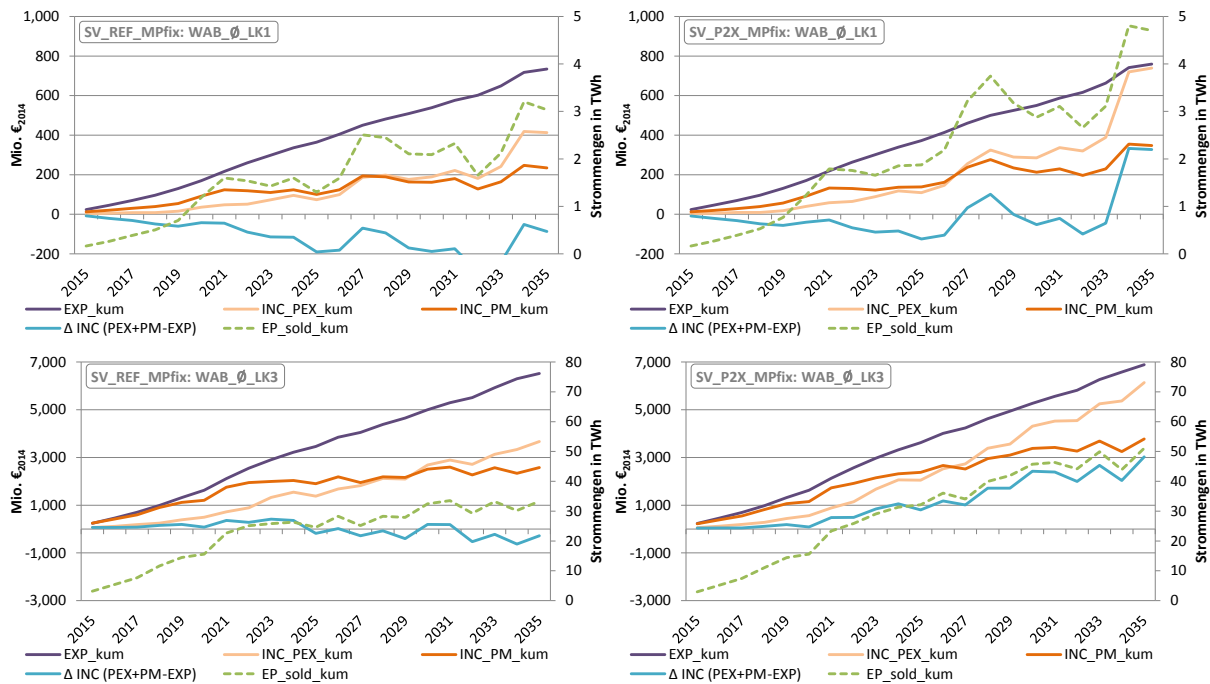


Abbildung 5-69: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP_sold) der WAB der LK1 und 3 in der SV_REF und SV_P2X bei Anwendung der MP_{fix} von 2015-2035

zyklisch einspeisenden Anlagen jedoch wie bereits erwähnt gewollt.

Das Verhältnis der Erlöse aus dem Markt INC_PEX und dem Prämienmodell INC_PM unterscheiden sich in beiden Varianten der LK1 hingegen kaum. Ganz anders sieht jedoch die Situation für die WAB der LK3 in Norddeutschland aus. Während der Durchschnitt aller Agenten der LK3 in der SV_REF_MPvar ab 2021 kontinuierlich Verluste einführt und die sich im Jahr 2034 und 2035 auf jeweils ca. 3 Mrd. € belaufen, entsteht in der P2X-Variante in den letzten beiden Jahren nur noch ein Verlust i. H. v. ca. 1 Mrd. €. Die Investoren können in diesem Fall sogar noch bis 2028 von relativ guten Refinanzierungsbedingungen ausgehen. Erst ab diesem Jahr erhalten die Ausgaben im Vergleich zu den Einnahmen ein deutliches Übergewicht.

Etwas anders sieht die Situation für die Investoren dieser beiden Leistungsklassen bei Anwendung einer fixen Marktprämie in Abbildung 5-69 aus. Hier werden im Referenzszenario in der LK1 von Beginn der Simulation an kontinuierlich Verluste eingefahren und die Δ INC im oberen linken Diagramm übersteigt zu keinem Zeitpunkt die Nulllinie. In der P2X-Variante kann der Durchschnitt aller WAB der LK1 nach anfänglichen Verlusten ab dem Jahr 2027 hingegen auch wieder mit überdurchschnittlichen Gewinnen rechnen. Über den gesamten Zeitraum betrachtet, fallen die kumulierten Verluste mit gut 134 Mio. € noch relativ moderat aus.

Im Referenzlauf mit fixer MP ergeben sich für die Anlagenbetreiber der LK3 hingegen fast optimale Bedingungen. Durch die im Vergleich zu den LCOE deutlich überproportional ausgezahlte fixe Prämie für Anlagen an Standort mit hoher Ressourcenverfügbarkeit entsteht ein nur minimal schwankender ‚Cashflow‘, der in einem Netto-Ergebnis mündet, das sich in manchen Jahre leicht über- und in anderen leicht unterhalb der Nulllinie bewegt. Durch die deutlich verbesserte Erlössituation über die Börse bei vorhandener Nachfrageflexibilisierung zeichnet sich jedoch bei den Anlagenbetreibern der LK3 eine deutliche Überförderung ab, die sich letztendlich über den gesamten Zeitraum auf einen zusätzlichen Reingewinn von über 24 Mrd. € beläuft.

An dieser Stelle zeigt sich wieder der kontraproduktive Effekt der fixen MP. Anlagen an Standorten mit hohen meteorologischen FLH werden deutlich überfördert und verstärken damit noch das Prob-

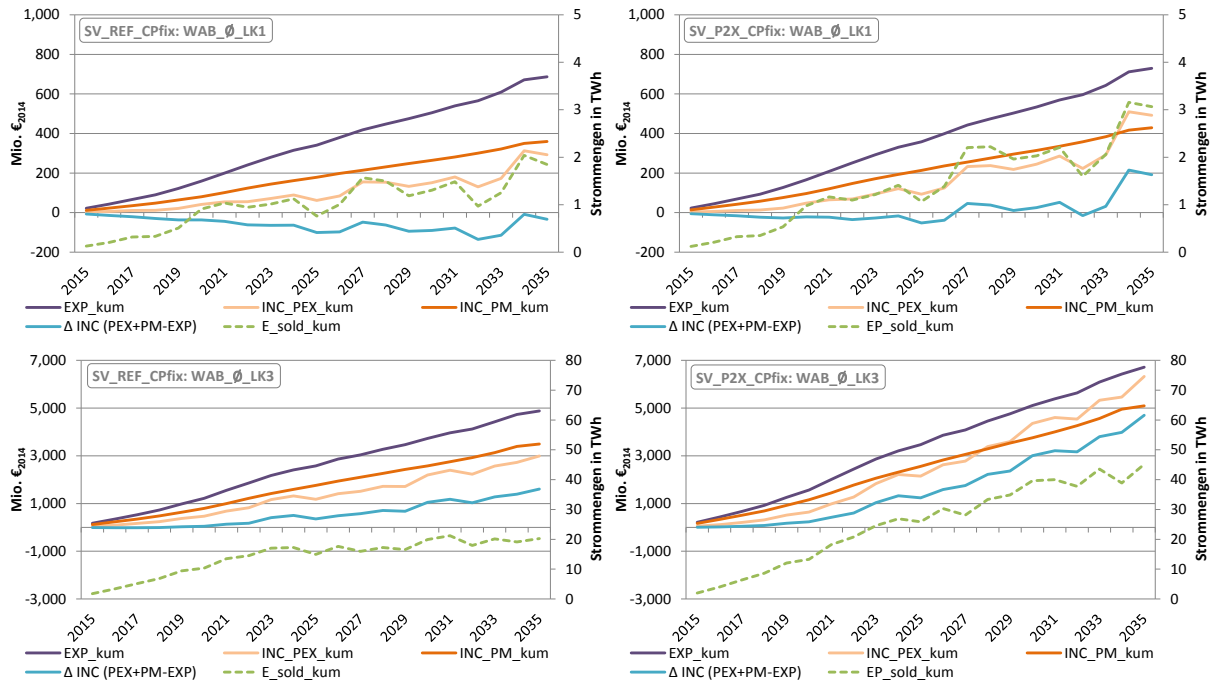


Abbildung 5-70: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP_sold) der WAB der LK1 und 3 in der SV_REF und SV_P2X bei Anwendung der CP_{fix} von 2015-2035

dem fallender Marktwerte durch den Gleichzeitigkeitseffekt, während Standorte mit schlechterem Ressourcenpotenzial, die eigentlich für ein ausgeglicheneres Gesamterzeugungsprofil sorgen könnten, deutlich unterfördert werden.

Es wird darüber hinaus deutlich, dass selbst bei einer deutlichen Zunahme neuer Verbraucher allenfalls die Agenten der LK1 im Jahr 2034 und 2035 allein durch die Vermarktung über die Börse in etwa so viel Geld verdienen würden, dass zur Vollkostendeckung eigentlich keine weitere Förderung mehr nötig wäre. In der großen Mehrzahl der Fälle lassen die bisherigen Simulationsergebnisse jedoch nicht erkennen, dass die FEE selbst bei weiterhin fallenden Anlagenpreisen zukünftig in der Lage wä

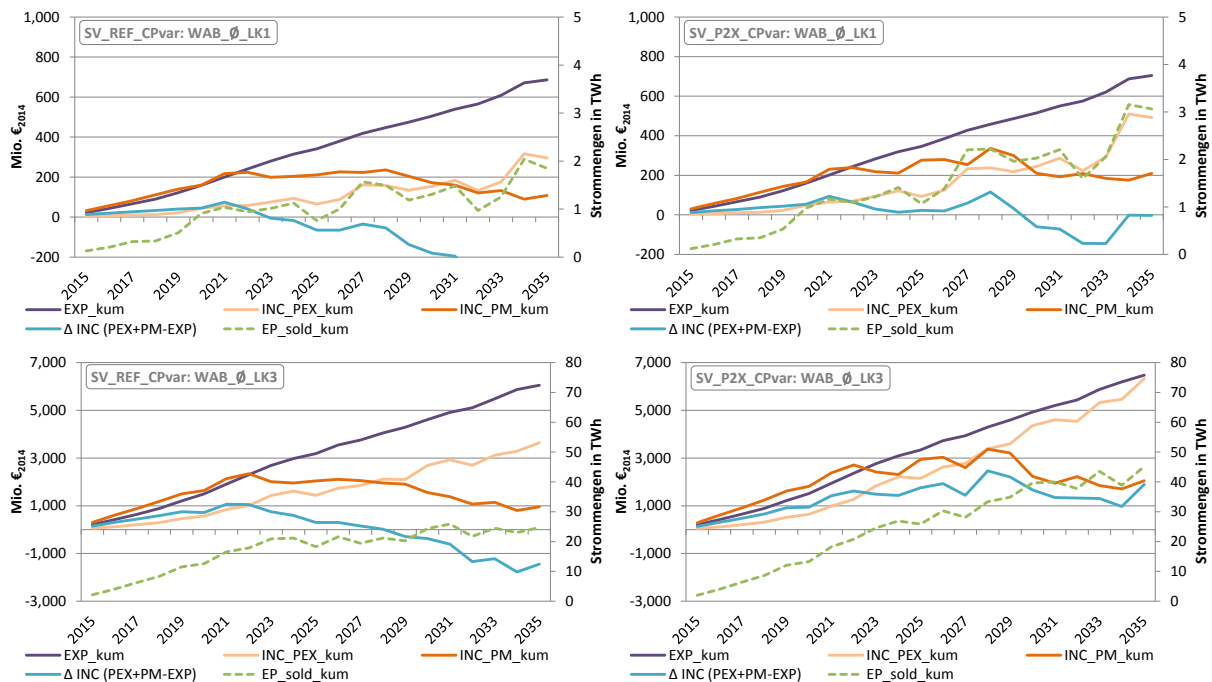


Abbildung 5-71: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP_sold) der WAB der LK1 und 3 in der SV_REF und SV_P2X bei Anwendung der CP_{var} von 2015-2035

Tabelle 5-27: Durchschnittliche Stromgestehungskosten der WAB und PVAB der LK1—4¹¹³

Ø LCOE von 2015-2035 in € ₂₀₁₄ /MWh	LK1	LK2	LK3	LK4
WAB	160,5	111,2	89,0	124,6
PVAB	118,0	135,1	132,4	115,4

ren, ihre Investitionen langfristig ohne zusätzliche Förderungen zu refinanzieren.

Diese Beobachtung kann bei der Auswertung der Refinanzierungsbedingungen bei Anwendung einer variablen oder fixen CP mit Ausnahme der Agenten der LK3 ebenfalls festgestellt werden (siehe Abbildung 5-71 und Abbildung 5-70). Und das, obwohl sich das durchschnittliche Börsenpreisniveau und damit auch die INC_PEX in beiden Szenario-Varianten noch mal deutlich über dem Niveau der Varianten mit variabler und fixer MP bewegen. Wie Tabelle 5-27 veranschaulicht, liegt der Mittelwert des Börsenpreises über den gesamten Simulationszeitraum mit ca. 116 €/MWh teilweise sogar über den durchschnittlichen LCOE vieler Leistungsklassen oder zumindest in deren näherer Umgebung.

Die meisten FEE-Anlagenbetreiber können davon jedoch nicht profitieren, da das steigende Preisniveau die Marktwertverluste durch den zunehmenden Gleichzeitigkeitsseffekt nicht ausreichend kompensieren kann. Eine rein wettbewerbliche Refinanzierung über die Strommärkte, die für die Agenten der LK3 bei der CP_{var} und CP_{fix} zumindest in der Langfrist im Bereich des Möglichen liegt, wenn die Kurven der Ø INC_PEX in etwa dem Verlauf der EXP_kum folgen (vgl. Diagramme rechts unten in Abbildung 5-71 und Abbildung 5-70), ist eben nur in Ausnahmefällen und bei sehr hoher Standortgüte zu erwarten. Und selbst bei der LK3 liegt die Differenz zwischen Börseneinnahmen und Vollkosten im Schnitt immer noch bei ca. 1 Mrd. € pro Jahr (Differenz zwischen violetterm und hellorangefarbenen Kurven). Mit zusätzlicher Förderung über die variable oder fixe CP sehen die Refinanzierungsbedingungen in der SV_P2X im Vergleich zu den Referenzläufen insgesamt jedoch deutlich besser aus. So gut

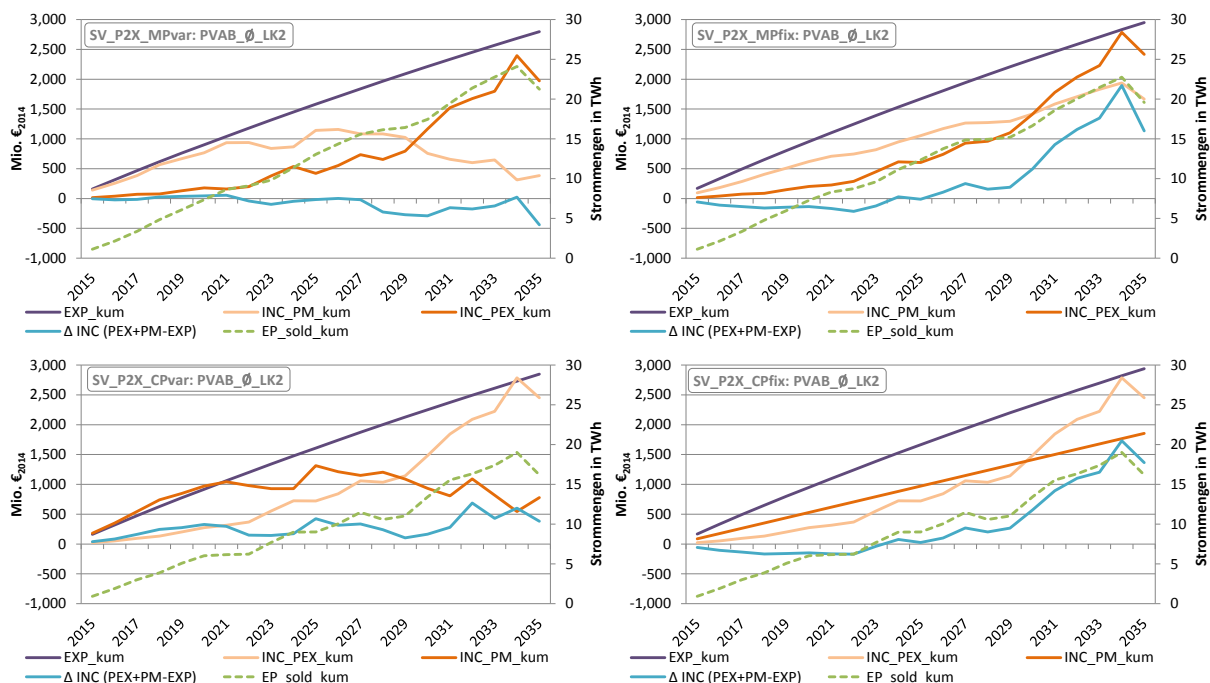


Abbildung 5-72: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP_sold) der PVAB der LK2 in der SV_P2X bei Anwendung der MP_{var}, MP_{fix}, CP_{var} und CP_{fix} von 2015-2035

¹¹³ An dieser Stelle sei noch einmal darauf hingewiesen, dass bei der Kalkulation der LCOE die Risikobewertung des Förderinstruments der Agenten mit berücksichtigt wird, sodass sich je nach Investor-Typ und angewendetem Instrument unter sonst gleichen Bedingungen unterschiedlich hohe LCOE ergeben.

wie alle Agenten der dargestellten Leistungsklassen können, wie die Verläufe der Δ INC zeigen, davon ausgehen, ihre Investitionen zu refinanzieren.

Und auch bei den PVAB der LK2 sehen die Bedingungen relativ gut aus. Eher scheinen die PVAB noch stärker von der nachfrageseitigen Flexibilisierung zu profitieren als die WAB. Wie Abbildung 5-72 beispielhaft verdeutlicht, werden die Investoren bei Anwendung der MP_{fix} und CP_{fix} sogar deutlich überfördert. Spätestens ab Mitte des nächsten Jahrzehnts müsste der Regulierer bei diesen Agenten eine sehr ineffiziente Förderung in Kauf nehmen. Wesentlich besser schneiden aus der Perspektive des Regulierers bzw. der Endverbraucher bei den gegebenen Rahmenbedingungen die variablen Markt- und Kapazitätsprämie ab. Wobei bei der MP_{var} mit einer leichten Unter- und bei der CP_{var} mit einer leichten Überförderung zu rechnen ist.

Aber auch bei den PVAB können die Agenten nur im Falle einer kapazitiven Vergütung erstmals im Jahr 2034 allein durch die Einnahmen über die Börse ihre in diesem Jahr anfallenden Vollkosten erwirtschaften. Das Gleiche gilt logischerweise somit auch für die nicht explizit dargestellten Agenten der LK3 und LK4, da diese geringere LCOEs aufweisen.

Es lässt sich festhalten, dass eine Flexibilisierung der Nachfrage mit gleichzeitiger Reduktion der ‚Must-Run‘-Kapazitäten im System von allen bisher untersuchten Einflussfaktoren die stärksten positiven Einflüsse auf die Refinanzierungsbedingungen der FEE-Anlagenbetreiber haben. Aus Sicht des Regulierers schneiden dabei die variable MP und CP am besten ab, da sie es durch die automatische Anpassung an das allgemeine Börsenpreisniveau am ehesten vermögen, eine deutliche Unter- oder Überförderung zu vermeiden. Letztendlich würde aber die Einführung einer variablen oder fixen CP der in der SV_P2X hinterlegten Annahme einer deutlichen Zunahme der Flexibilität entgegenstehen, da die CPs das Auftreten *sehr niedriger* und *negativer* Preise unterbinden und damit die für solche Investitionen förderlichen Preis-, ‚Spreads‘ reduzieren.

5.3.3 Einfluss durch Ausbau und Einsatz von Strom-zu-Strom Speichern

Ergebnisdarstellung der SV_SPR-Opt_MPvar:

Als letzter Einflussfaktor soll der Einsatz von konventionellen Strom-zu-Strom-Speichern (P2P) untersucht werden. Im Unterschied zum vorherigen Abschnitt wird bei den P2P-Speichern der zuvor eingespeicherte Strom wieder ins Stromsystem zurückgespeist. Die angewendete Strategie des Speicherbetreiber-Agenten in der SV_SPR-Opt ist die *Arbitrage-Strategie* auf dem ‚Day-ahead‘-Markt mit einem Zeithorizont von 24 h¹¹⁴.

Im Prinzip müssten größere Speicherkapazitäten dem Marktwertverlust der FEE entgegenwirken, indem sie den überschüssigen Strom zwischenspeichern. Genau so helfen Speicher der Aufrechterhaltung charakteristischer Lastbereiche der Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke, sodass diese mit höherer Auslastung betrieben werden können. Die mengenmäßig große Speicherung der fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen würde außerdem deren Auswirkung auf

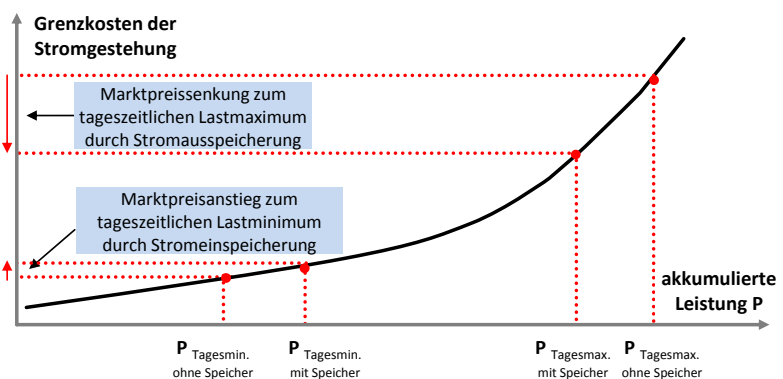


Abbildung 5-73: Einfluss von Speicherkapazitäten auf den Spotmarktpreis durch den Zubau von Speichern [Darstellung aus (Kober 2013)]

¹¹⁴ Für den interessierten Leser ist die Bestimmung der Speicherstrategie ausführlich in Anhang E) dargestellt, ansonsten wird an dieser Stelle auf Abschnitt 4.5.3 verwiesen.

eine steigende Marktpreisvolatilität dämpfen. Andererseits dürften die FEE durch den konvexen Verlauf der ‚Merit-Order‘ nur von einem relativ geringen Marktpreisanstieg bei niedriger Residuallast am Spotmarkt profitieren, während hohe Peak-Preise durch die Speicherung wegfallen (dena 2010). Dieser Effekt ist schematisch in Abbildung 5-73 veranschaulicht und sollte in der Folge zu sinkenden Durchschnittspreisen führen (ebd.).

Ob und in welcher Größenordnung sich der Speichereinsatz auf die Börsenpreise und die FEE-Marktwerte im AMIRIS-Modell auswirkt, wird im folgenden Abschnitt untersucht. Ob die Betriebsstrategie des Speicher-Agenten ebenfalls einen substantziellen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der FEE-Anlagenbetreiber ausübt, selbst wenn diese Anlagen kein Kombikraftwerk mit der Speichereinheit bilden, soll die Analyse auf der Akteursebene zeigen.

Da eine Vorauswertung eines Laufs mit 10 GW Leistung und einer Kapazität von 50 GWh keine wesentlichen Unterschiede ergeben hat, wird im Folgenden nur die Szenario-Variante unter Anwendung der variablen MP erörtert, bei der sich im Vergleich zur SV_REF_MPvar über den gesamten Zeitraum zusätzlich 6,5 GW P2P-Speicherleistung mit einer Speicherkapazität von 32,5 GWh im System befindet.

5.3.3.1 Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten

Die Auswertung des Einflusses des P2P-Speichers zeigt bei der durchgeführten Simulation zunächst ein völlig unerwartetes Ergebnis, denn der Speicher lässt das durchschnittliche Preisniveau im Vergleich zur SV_REF_MPvar höher statt niedriger ausfallen. Wie in Abbildung 5-74 zu sehen, zeigt sich ab dem Jahr 2028 ein merklich preistreibender Effekt auf die Großhandelspreise, ab dem sich die jahresgemittelten Wert um

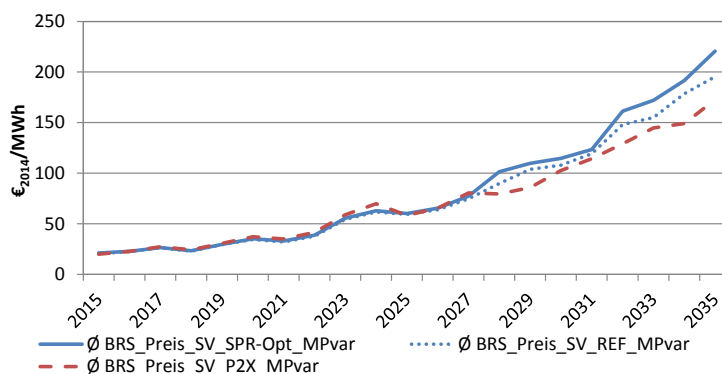


Abbildung 5-74: Vergleich der Börsenpreis-Jahresmittel in der SV_REF, SV_SPR-Opt und SV_P2X_MPvar

knapp 12 €/MWh unterscheiden. Die maximale Differenz fällt auf das letzte Simulationsjahr mit 25,4 €/MWh. Doch wie ist dieses völlig kontraintuitive Ergebnis zu erklären? Denn wie in der Abbildung ebenfalls zu erkennen ist, liegt das Börsenpreisniveau in der P2X-Variante im Vergleich zum Referenzszenario niedriger.

Die Erklärung hierfür hängt mit der veränderten Häufigkeitsverteilung der sich einstellenden Preise zusammen. Wie in Tabelle 5-28 zu sehen, treten mit arbitrage-optimiertem Speichereinsatz in über 2.000 h häufiger normale Preise als in der SV_REF_MPvar auf; in ca. 500 h weniger sehr niedrige und in 1.500 h weniger negative Preise. Der Speicher vermindert somit – wie zu erwarten – das Auftreten negativer Preise etwas. Zum Vergleich sind in Tabelle 5-28 ebenfalls

Tabelle 5-28: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen im Vergleich der Läufe der SV_REF, SV_SPR-Opt und SV_P2X_MPvar

Preis-kategorien in €/MWh	SV_REF_MPvar		SV_SPR-Opt_MPvar		SV_P2X_MPvar	
	in h	in %	in h	in %	in h	in %
normale Preise > 20	139.995	76,1	142.020	77,2	138.285	75,2
niedrige Preise 20-0	20.158	11,0	19.626	10,7	14.585	7,9
negative Preise < 0	23.806	12,9	22.313	12,1	31.089	16,9
Knappheitspreise >1.000	1.690	0,92	2.103	1,1	899	0,5

die Ergebnisse der *SV_P2X_MPvar* dargestellt, bei dem sich genau gegensätzliche Effekte in den Preiskategorien ergeben haben. Die entscheidende Ursache für das höhere Börsenpreisniveau ab dem Jahr 2028 liegt jedoch in der Häufigkeit des Auftretens der Knappheitspreise, die in der *SV_SPR-Opt_MPvar* im Vergleich zum Referenzlauf um ca. 500 h und im Vergleich zum P2X-Variante sogar um 1.200 h zunehmen.

Das Ergebnis überrascht insofern, als dass – wie einleitend beschrieben – bisher davon ausgegangen wurde, dass Speicher zur Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen sowie das allgemeine Preisniveau senken würden. Wie die

Simulationsergebnisse zeigen, ist dies jedoch unter Bedingungen großer Unsicherheit über die ‚Day-ahead‘ FEE-Einspeisung und sehr volatiler Großhandelspreise nicht zwangsläufig zu erwarten. Der eigenständig handelnde Speicher-Agent muss sich bei der Bestimmung seiner optimalen Speicherstrategie mit dem Problem asymmetrisch verteilter Informationen auseinandersetzen – so wie es sich schon für die anderen Marktteilnehmer bei den Analysen eines

Tabelle 5-29: Deskriptive Statistik der stündlichen Börsenpreise des Jahres 2030 und 2035 in den Läufen *SV_REF*, *SV_SPR-Opt* und *SV_MPvar*

statistische Eigenschaften 2030 und 2035	<i>SV_REF_MPvar</i>	<i>SV_SPR-Opt_MPvar</i>	<i>SV_P2X_MPvar</i>
\bar{x} 2030 €/MWh	107,92	114,74	102,72
\bar{x} 2030 €/MWh	117,02	116,55	113,75
Var 2030	68.458	145.971	35.319
SD 2030	261,65	382,6	187,93
\bar{x} 2035 €/MWh	195,32	220,73	172,58
\bar{x} 2035 €/MWh	168,66	168,10	157,16
Var 2035	75.908	383.013	216.526
SD 2035	275,52	618,88	465,32

zentralen vs. dezentralen FEE-Vermarktungssystems in Abschnitt 5.2.7 gezeigt hat. Da der Agent als zentraler Großspeicher seine Optimierung nach den erwarteten Großhandelspreisen und nicht nach der tatsächlich eingespeisten FEE-Strommengen ausrichtet, ist er ebenfalls von den ineffizienten Preissignalen betroffen, da er keine Information über die Entscheidung zur Abregelung der FEE bei den Direktvermarkter-Agenten hat.

Anders würde die Situation hingegen aussehen, wenn der Speicher als integrierte Einheit eines virtuellen Kraftwerks von den Direktvermarktern selbst betrieben würde. Nur dann kann das virtuelle Kraftwerk als zentrale Informationseinheit bei der Bestimmung der optimalen Speicherstrategie auch die Entscheidung bzgl. des Einspeiseverhaltens der FEE-Anlagen berücksichtigen. An dieser Stelle zeigt sich am deutlichsten, welchen Unterschied die Annahme über vollständige Informationen bei einem system-optimierenden und einem agentenbasierten Modellierungsansatz unter Unsicherheit in den Ergebnissen ausmachen kann.

Wie die statistischen Werte in Tabelle 5-29 verdeutlichen, vermag es der Speicher durch die „falsche“ Strategie ebenfalls nicht, die Preisvolatilität im Vergleich zum Referenzszenario zu reduzieren. Durch die somit nicht mehr optimalen Ein- und Ausspeisezeitpunkte steigt z. B. im Jahr 2030 die Standardabweichung von 261,5 im der *SV_REF* auf 382,1 in der *SV_SPR-Opt* und im Jahr 2035 sogar von 275,5 auf 618,9.

Die Effekte auf die sich einstellenden absoluten und relativen Marktwerte der FEE-Anlagen fallen trotz dieser Erkenntnisse überraschend aus. Wie in Abbildung 5-75 erkennbar ist, liegen die absoluten Marktwerte für Onshore Windstrom sogar unter dem Niveau der *SV_REF*. Und das, obwohl das Börsenpreisniveau ab dem Jahr 2028 insgesamt höher ausfällt. Weshalb auch die relativen Marktwerte deutlich früher einbrechen als zuvor und ab dem Jahr 2025 deutlich unterhalb des Verlaufs im Referenzszenario liegen. Bei der Offshore Windkraft verläuft der relative Marktwert hingegen noch bis zum Jahr 2025 auf recht ähnlichen Niveau, fällt aber ab diesem Jahr ebenfalls deutlich unter das

Niveau der SV_REF. Dafür scheinen sich ab dem Jahr 2028 die absoluten Marktwerte für Offshore Strom zumindest leicht zu verbessern.

Beim PV-Strom hingegen können sowohl die absoluten als auch relativen Marktwerte durch den Speichereinsatz deutlich verbessert werden. So hält sich der VF_pv zwischen den Jahr 2015 bis 2031 – mit Ausreißern im Jahr 2022 bzw. 2028 – auf einem Wert von ca. 80 % und fällt erst innerhalb der letzten vier Simulationsjahre auf einen Wert von 60 %. Diese unterschiedlichen Einflüsse des Speichereinsatzes könnte damit erklärt werden, dass der verzerrende Preiseffekt durch die falsche FEE-Leistungsprognose am ‚Day-ahead‘-Markt mit höher potenzieller FEE-Einspeisung steigt.

Die PV-Anlagen werden bei Anwendung der MP_{var} jedoch i. d. R. deutlich später aus dem Markt genommen als der weitaus größte Teil der Onshore-Windanlagen, da die Opportunitätskosten der Abregelung niedriger sind (vgl. Abschnitt 5.1.3). Dadurch können die PVAB auch höhere Marktpreise durch den Speichereinsatz erzielen.

Auf die Förderkosten haben diese Effekte ebenfalls einen Einfluss. Durch das leicht gestiegene Börsenpreisniveau fallen bei Anwendung der MP_{var} auch die Förderkosten etwas niedriger aus. Da sich aber – wie in Abbildung 5-76 zu sehen – zwischen den beiden Szenario-Varianten bei den vermarkteten und eingespeisten FEE-Strommengen kaum etwas ändert, verbessert sich in der SV_SPR-Opt_MPvar die Förderereffizienz nur leicht von 95,1 auf 92,8 €/MWh.

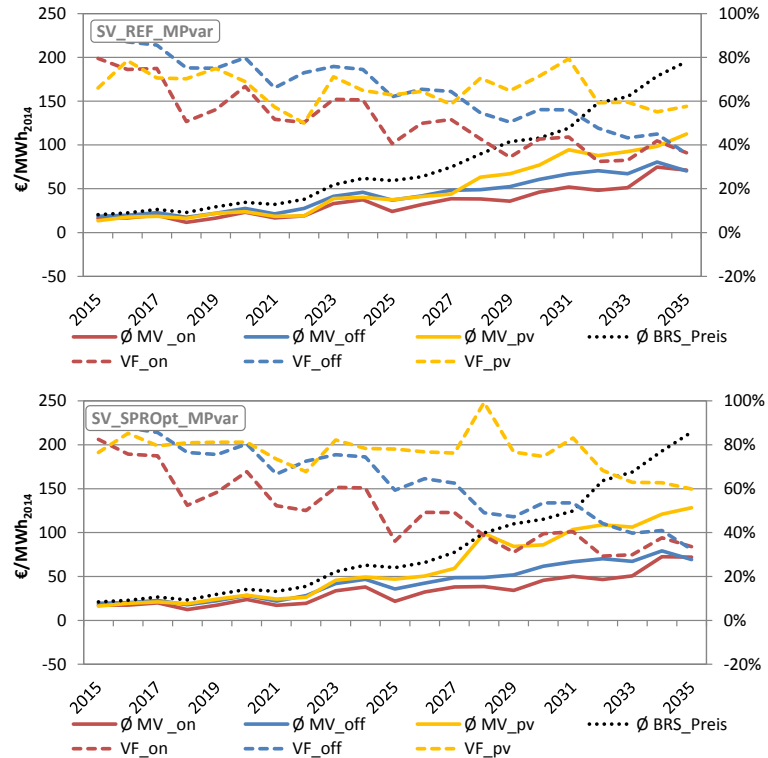


Abbildung 5-75: Vergleich der absoluten (MV) und relativen Marktwerte (VF) der FEE in der SV_REF und SV_SPR-Opt_MPvar von 2015-2035

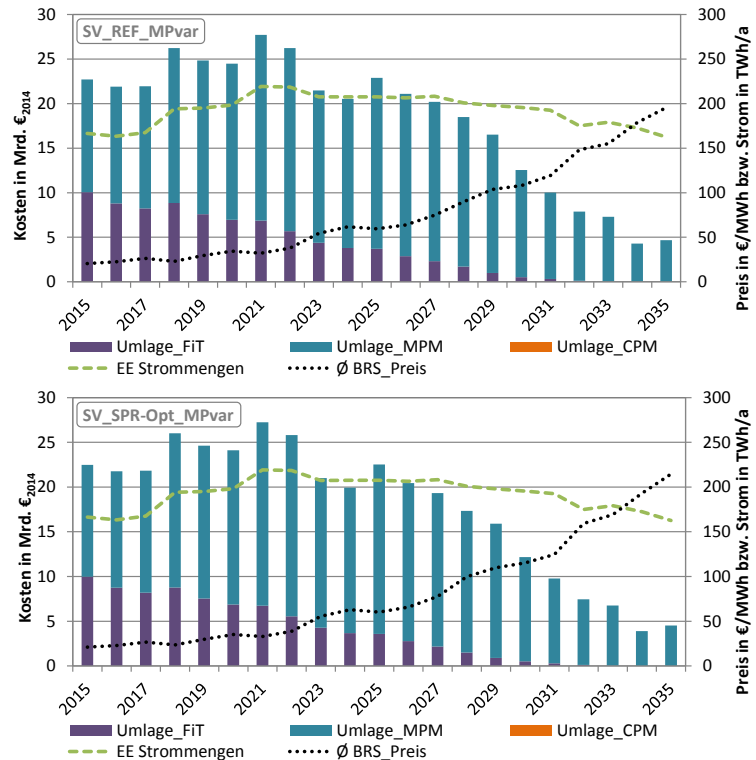


Abbildung 5-76: Förderumlagekosten und EE-Strommengen bei Anwendung der MP_{var} in der SV_REF und SV_SPR-Opt von 2015-2035

5.3.3.2 Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen

Entsprechend der Erkenntnisse der Ergebnisse aus der Analyse auf der Systemebene ergeben sich auf der Akteursebene keine deutlichen Verbesserungen bei den Refinanzierungsbedingungen. Zur Beurteilung sind in Abbildung 5-77 die relativen Erlöse und Kosten sowie eingespeisten und abgeregelten Strommengen der ausgewählten WAB 11 und 31 sowie PVAB 21 und 47 im Vergleich zu den Ergebnissen im Referenzlauf dargestellt. Durch die nicht auf die FEE-Einspeisung abgestimmte Speicherstrategie werden weder bei den WAB noch den PVAB die abgeregelten Strommengen reduziert.

Der wenn auch geringe, aber deutlichste Unterschied ergibt sich bei den durchschnittlichen und agentenspezifischen Marktwerten. So fällt bspw. der agentenspezifische Marktwert \emptyset INC(PEX) (hellorange) beim WAB 11 mit 63,1 €/MWh leicht höher aus als in der SV_REF mit 60,3 €/MWh, während dieser Kennwert beim WAB 31 von zuvor 31,4 €/MWh auf 30,9 €/MWh sogar leicht abfällt. Die Investoren an den windschwächeren Standorten in Süddeutschland scheinen im Vergleich zu den Anlagen in Norddeutschland also zumindest etwas vom Speichereinsatz zu profitieren, sodass diese Anlagen nochmals etwas besser gestellt werden als im Referenzszenario.

Bei den PVAB bestätigt sich die bereits bei der Darstellung der sich entwickelnden Marktwerte festgestellte Verbesserung aus Abbildung 5-75 im vorherigen Abschnitt. Die agentenspezifischen Marktwerte des PVAB 21 und 47 steigen entsprechend der ebenfalls deutlich höher ausfallenden \emptyset MP_pv und liegen nun mit gut 42 €/MWh deutlich über den Werten des Referenzlaufs mit gut 32 €/MWh. Dieser doch deutliche Unterschied macht auch die im vorherigen Abschnitt festgestellte höhere Fördereffizienz greifbarer, da sich die Höhe der ausgezahlten Marktprämie mit steigenden Marktwerten entsprechend verringert. Auf die Darstellung der absoluten Werte zur Beurteilung der Refinanzie-

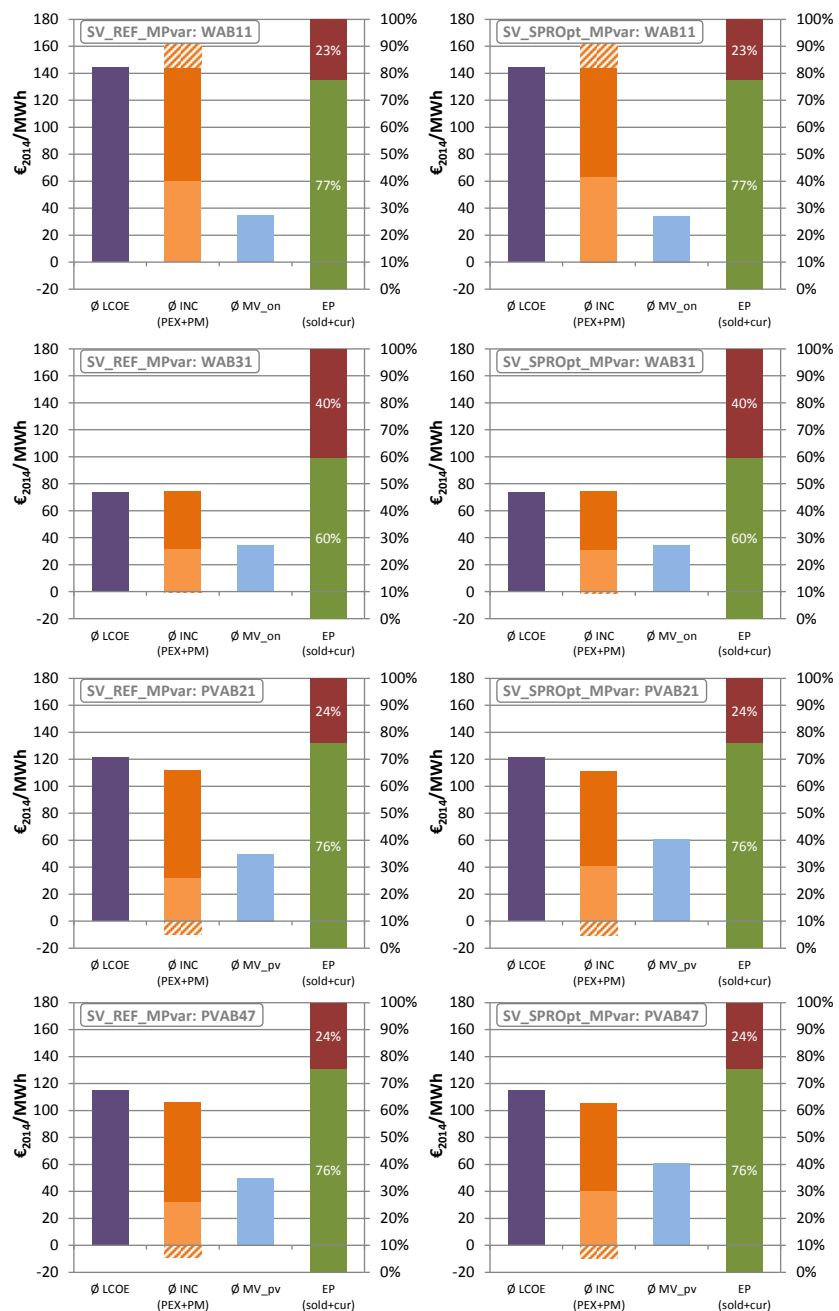


Abbildung 5-77: Durchschnittskosten (\emptyset LCOE), -einnahmen (\emptyset INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter WAB und PVAB im Vergleich der SV_REF und SV_SPR-Opt_MPvar.

rungsbedingungen wird aufgrund der geringen Änderungen im Vergleich zur *SV_REF* an dieser Stelle verzichtet.

5.3.4 Ergebnisse der ‚Best-Case‘ Szenario-Variante

Ergebnisdarstellung der *SV_BestCast_MPvar*:

Als abschließende Analyse wird eine kombinierte Szenario-Variante gerechnet, in der alle zuvor identifizierten Einflussfaktoren mit positiver Wirkung auf die Fördereffizienz und Refinanzierungsbedingungen zusammen aktiviert werden. Mit dieser kombinierten Variante wird somit im Prinzip ein hypothetisches ‚Best-Case‘ Szenario simuliert.

Die *SV_BestCase_MPvar* wird wie die Bezeichnung indiziert für die FEE unter Anwendung der variablen MP_{var} initialisiert, da die MP_{var} in der kombinierten Bewertung aus Fördereffizienz, Refinanzierungsbedingungen und ortsspezifischen Investitionsanreizen im Vergleich zu den drei anderen Instrumenten in der Summe am besten abschneidet (vgl. Abschnitt 5.1.3). Außerdem wird die Simulation aufgrund der höheren Fördereffizienz und Versorgungssicherheit sowie einer niedrigeren Preisvolatilität nicht mit dem im EEG 2014 definierten Ausbaukorridoren (ABKs) gestartet, sondern mit einem Brutto-ABK für Wind-Onshore sowie jeweils eine Netto-ABK für PV- und Biomasseanlagen (vgl. Abschnitt 5.2.2). An den im EEG 2014 definierten Ausbauzielen für Wind-Offshore im Jahr 2035 wird hingegen festgehalten.

Die räumliche Verteilung der Onshore Windkraft erfolgt wegen der positiven Effekte hinsichtlich der Preisvolatilität und Aufnahmekapazität des Marktes der Einteilung nach der *SV_WindOpt* (vgl. Abschnitt 5.2.3). Die neu installierten WKAs der LK1 an den ressourcenschwachen Standorten in Süddeutschland werden hingegen als einzige als Schwachwindanlagen ausgelegt, während die Anlagen in Mittel- und Norddeutschland wie bisher auch als herkömmliche WKA installiert werden (vgl. Abschnitt 5.2.4).

Die Biomasseleistung kann, wie die Analysen in Abschnitt 5.2.5 gezeigt haben, ihr volles Potenzial zur Unterstützung der Marktintegration nur entfalten, wenn sie flexibel betrieben und kapazitativer vergütet wird. Alle Biomasse Leistungsklassen werden deshalb unter Anwendung der CP_{var} initialisiert, sind in der ‚Best-Case‘-Variante zu 100 % flexibilisiert und verwenden die III. Betriebsstrategie „Bedarfsorientiert“.

Die Leistung und Anteile der Biomasse- als auch der FEE-Bestandsanlagen, die sich zum Beginn der Simulation bereits im System und teilweise auch in der Direktvermarktung befinden, entsprechen den empirischen Anteilen des Jahres 2015. Bis zum Jahr 2030 befinden sich wie in der *SV_REF* sämtliche regelbaren als auch fluktuierenden Erzeugungsanlagen in der Direktvermarktung. Außer den PV-

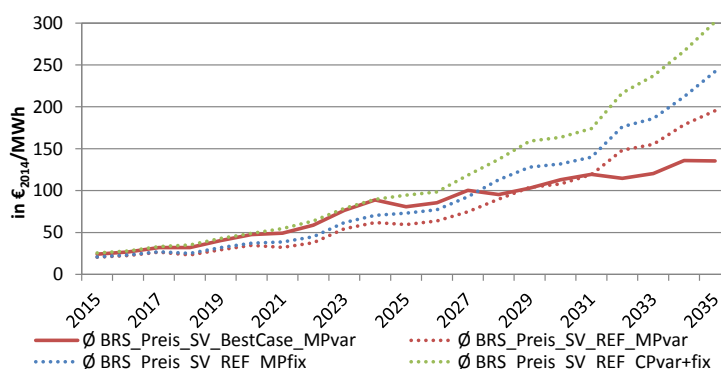


Abbildung 5-78: Vergleich der Börsenpreis-Jahresmittel in der *SV_BestCast_MPvar* und der *SV_REF* mit $MP_{var&fix}$ und $CP_{var&fix}$

Außer den PV-Aufdachanlagen < 10 kWp der LK1 können auch alle Agenten marktgetrieben abgeregelt werden, sobald der Börsenpreis die Opportunitätskosten der Abregelung unterschreitet.

Aufgrund der in Abschnitt 5.2.7 festgestellten Vorteilhaftigkeit hinsichtlich der Fördereffizienz bei einem zentralen Direktvermarktungssystem (DVSz) findet die Konfiguration als ‚Single-Buyer‘ in der *SV_BestCase_MPvar* ebenfalls Anwendung. Genauso wie durch das Szenario mit einer deutlichen Zu-

nahme neuer P2X-Verbraucher die Fördereffizienz, die Refinanzierungsbedingungen und die Versorgungssicherheit deutlich verbessern konnten, werden zusätzlich 5 GW Speicherleistung mit einer Kapazität von 25 TWh in der ‚Best-Case‘-Variante berücksichtigt (vgl. Abschnitt 5.3.2 und 5.3.3).

5.3.4.1 Systemebene: Entwicklung der Marktwerte sowie der Förder- und Finanzierungskosten

Durch die Kombination positiv wirkender Einflussfaktoren ergibt sich im Vergleich zu den Referenzläufen ein relativ gleichmäßig ansteigendes Börsenpreisniveau. Wie in Abbildung 5-78 zu sehen, folgt die Entwicklung der jahresgemittelten Börsenpreise bis zum Jahr 2023 in etwa dem Verlauf der Preise der *SV_REF_CPvar&fix*. Sie steigen dann aber wesentlich schwächer an, sodass die Preise ab dem Jahr 2031 auch unter dem Niveau der Preise der *SV_REF_MPvar* bleiben und zum Ende der Simulation bei ca. 135 €/MWh liegen. Das relativ hohe Niveau bis zum Jahr 2021 kommt dadurch zustande, dass die Biomasseanlagen in der ‚Best-Case‘-Variante mit der CP_{var} vergütet werden und somit erst ab diesem Jahr aufgrund der relativ hohen Grenzkosten in den Markt kommen.

Dass die Preise anschließend nicht mehr so stark steigen, hängt mit der höheren Flexibilität und den deutlich seltener auftretenden Knappheitspreisen zusammen. Wie in Tabelle 5-30 zu erkennen, treten Knappheitspreise nur noch in 235 h auf, während dieser Indikator für die Versorgungssicherheit

Tabelle 5-30: Auftreten von normalen, sehr niedrigen, negativen und Knappheitspreisen in der *SV_BestCase_MPvar* und *SV_REF* mit $MP_{var&fix}$ und $CP_{var&fix}$

Vergleich der Börsenpreiskategorien	<i>SV_REF_MPvar</i>		<i>SV_REF_MPfix</i>		<i>SV_REF_CPvar&fix</i>		<i>SV_BestCase_MPvar</i>	
	in h	in %	in h	in %	in h	in %	in h	in %
normale Preise > 20 €/MWh	139.995	76,1	149.256	81,1	174.652	94,9	159.093	86,5
niedrige Preise 20-0 €/MWh	20.158	11,0	21.050	11,4	7.540	4,1	9.868	5,4
negative Preise < 0 €/MWh	23.806	12,9	13.653	7,4	1.767	1,0	14.998	8,2
Knappheitspreise > 1.000 €/MWh	1.690	0,92	2.104	1,14	2.929	1,60	235	0,13

in den Referenzläufen noch bei 1.690 h, 2.104 h bzw. in 2.229 h lag. Die Reduktion der Knappheitspreise auf 0,13 % aller Stunden ist der niedrigste aller analysierten Szenario-Varianten. Und obwohl die FEE in der *SV_BestCase* ebenso wie im entsprechenden Referenzlauf mit der variablen MP vergütet werden, treten mit 159.093 h deutlich häufiger normale Preise und gleichzeitig mit 9.868 h bzw. 14.998 h deutlich seltener *sehr niedrige* oder *negative* Preise auf. Auch in der *SV_P2X_MPvar* sind mit 899 h wesentlich häufiger Knappheitssituationen und mit 31.089 h über doppelt so häufig *negative* Preise aufgetreten. Welcher der Einflussfaktoren mit welchem Beitrag zu den kombinierten Ergebnissen beiträgt, kann durch die Komplexität der Interdependenzen an dieser Stelle nicht mehr beantwortet werden.

Die Kombination der positiv wirkenden Faktoren hat in der untersuchten Szenario-Variante auch einen sehr positiven Einfluss auf die sich entwickelnden FEE-Marktwerte. Die Abbildung 5-80 stellt die Ergebnisse im Vergleich zu *SV_REF_MPvar* dar und zeigt, dass die Marktwerte trotz identischen instrumentalen Anreizen zur Abregelung der Anlagen nochmals deutlich stabilisiert werden können. Bemerkenswert ist vor allem, wie lange sich die relativen Marktwerte der FEE-Technologien auf einem Niveau von um die 80 % halten können. Zwar fallen die Marktwerte auch hier kontinuierlich ab, brechen aber ab dem Jahr 2030 nicht mehr so stark ein und können sich selbst in den letzten Jahren der Simulationen immer noch auf einem Niveau von 70-75 % halten.

Die absoluten Marktwerte verlaufen für alle FEE-Technologien von Beginn an auf einem deutlich höheren Niveau. Nur der MV_pv büßt ab 2028 im Vergleich zu SV_REF etwas ein und übersteigt die 100 €/MWh Grenze nicht mehr. Dieses Ergebnis ist dennoch bemerkenswert, wenn man bedenkt, dass sich im Jahre 2035 in der SV_BestCase_MPvar ca. 40 GW mehr PV-Leistung im System befindet.

Diese Entwicklung hat konsequenterweise ebenfalls einen sehr positiven Effekt auf die Förderkosten. Durch die gleichmäßigere Verteilung der Onshore-Windanlagen auf die drei verschiedenen Standortgüten sowie die erhöhte Flexibilität im System durch P2X-Anlagen und P2P-Speicher können gleichzeitig deutlich mehr EE-Strommengen in den Markt integriert werden.

In der Abbildung 5-79 wird die Entwicklung der Förderkosten mit denen der SV_P2X_MPvar verglichen, da diese Szenario-Variante bisher das beste Ergebnisse hinsichtlich der Fördereffizienz und integrierbaren EE-Anteile aufweisen konnte. Trotz deutlich moderaterem Anstieg der Börsenpreise zum Ende der Simulation vermag es die Kombination der positiv wirkenden Einflussfaktoren, die Effizienz der Förderung nochmals von 84,8 €/MWh auf 82,7 €/MWh zu steigern. Auch der in den vorherigen Analysen stets beobachtbare Sättigungseffekt tritt in dieser Form jetzt nicht mehr auf, sodass die EE-Strommengen im System auch über das Jahr 2030 hinweg bis zum Ende der Simulation auf 263 TWh/a ansteigen. Dies entspricht inkl. der EE-Rest Einspeisung mit knapp 52 % erstmals einem EE-Anteil, der den gesetzlich definierten unteren Zielwert für den EE-Ausbau i. H. v. 55 % zumindest nahe kommt.

Schaut man sich jetzt noch die Ergebnisse der konventionellen KW im Vergleich zur SV_REF_MPvar auf Systemebene an, fällt die Gesamtbewertung der ‚Best-Case‘-Variante aus Reguliererperspektive ebenfalls

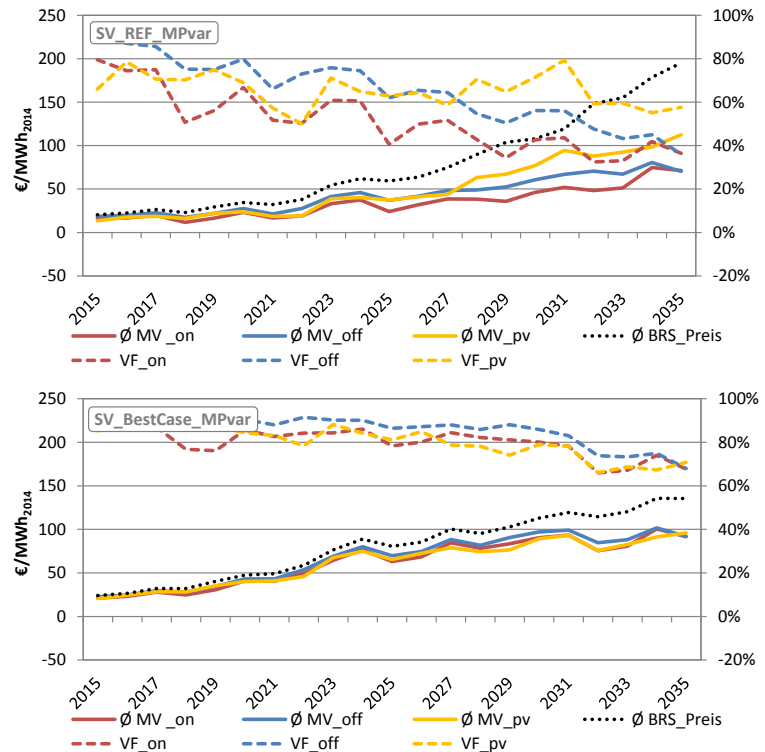


Abbildung 5-80: Vergleich der absoluten (MV) und relativen Marktwerte (VF) der FEE in der SV_REF und SV_BestCase_MPvar von 2015-2035

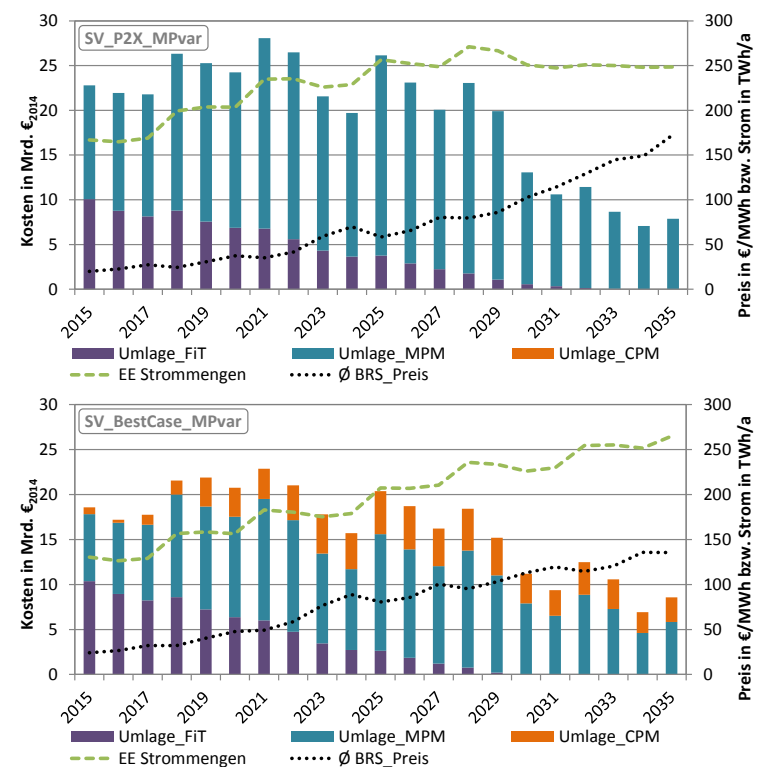


Abbildung 5-79: Förderumlagekosten und EE-Strommengen in der SV_REF_MPvar und SV_BestCase_MPvar von 2015-2035

positiv aus. In Abbildung 5-81 sind die konventionell erzeugten Strommengen sowie ihre assoziierten CO₂-Emissionen im Vergleich zur *SV_REF_MPvar* abgetragen. Bei den Analysen in Abschnitt 5.1.3 hatte sich gezeigt, dass durch den Einsatz der Instrumente und der damit verbundenen verstärkten marktgetriebenen Abregelung der EE-Anlagen die konventionelle Stromerzeugung und ihre CO₂-Emissionen im Vergleich zur Variante ohne Abregelung teilweise deutlich gestiegen sind.

In der *SV_BestCase_MPvar* wird zwar ebenfalls von Beginn der Simulation bis zum Jahr 2028 teilweise deutlich mehr Strom aus SKW erzeugt als in der *SV_REF_MPvar* – verbunden mit einer entsprechenden Erhöhung der CO₂-Emissionen zu Beginn der zweiten Dekade. Ebenso steigen auch die Anteile der KKW bis zu ihrem Ausscheiden aus dem System im Jahr 2022 etwas. Dafür wird jedoch ab 2025 deutlich weniger Strom aus Gaskraftwerken und ab 2028 auch aus SKW erzeugt, da nun auch deutlich mehr EE-Strom bis zum Jahr 2035 in den Markt integriert werden kann. Mit einer Gesamterzeugung i. H. v. 6.105 TWh (*SV_REF_MPvar*: 6.120 TWh) aus konventionellen KW fallen über den Simulationszeitraum mit 1.827 Mt in etwa gleich viele CO₂-Emissionen an wie in der *SV_REF_MP* mit 1.820 Mt. Mit 64 Mt/a im Zieljahr 2035 ist die Dekarbonisierung jedoch deutlich stärker ausgeprägt als in der *SV_REF_MPvar* mit 74 Mt/a.

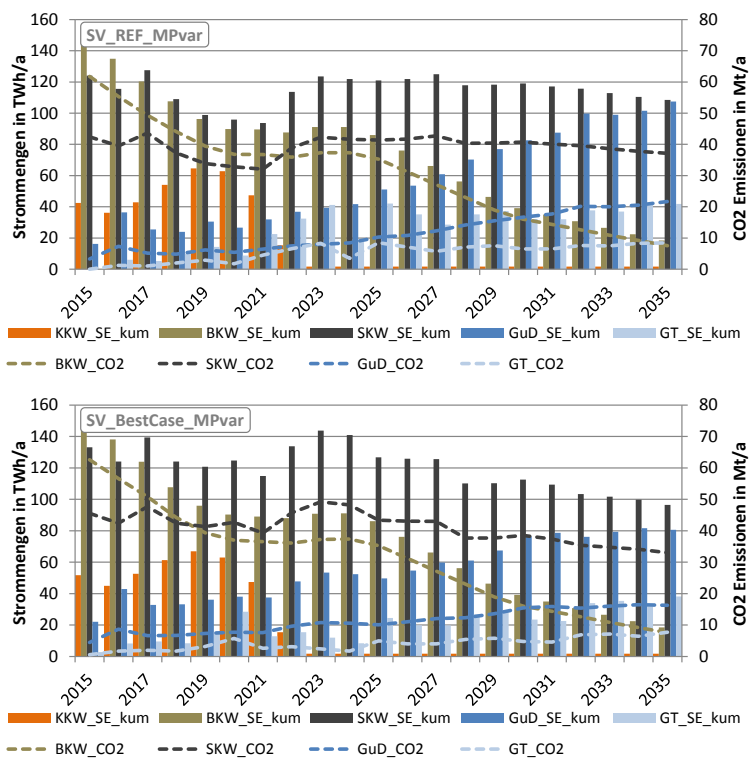


Abbildung 5-81: Konventionelle Stromerzeugung (SE) sowie die entsprechenden CO₂-Emissionen bei Anwendung der MP_{var} in der *SV_REF* und *SV_BestCase* von 2015-2035

Die erhöhte Systemflexibilität kommt also in der ersten Hälfte der Simulation vor allem den konventionellen KW zu Gute, während ab 2025 vor allem die FEE von der höheren Aufnahmekapazität im Markt profitieren. Es kann außerdem festgehalten werden, dass erst die Kombination aller positiv wirkenden Einflussfaktoren dazu in der Lage ist, die EE-Ausbauziele mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit zu erreichen, ohne gleichzeitig die Fördereffizienz zu verschlechtern.

5.3.4.2 Akteursebene: Entwicklung des Anlageneinsatzes und der Refinanzierungsbedingungen

Auf der Akteursebene bewirkt die Kombination der positiv wirkenden Einflussfaktoren fast schon optimale Refinanzierungsbedingungen der FEE-Anlagenbetreiber. Die deutliche Verbesserung der Situation hängt vor allem damit zusammen, dass in der *SV_BestCase* durch die hohe Flexibilität und den vergleichmäßigsten FEE-Ausbau nur noch vernachlässigbar wenig FEE-Strommengen abgeregelt werden.

Wie die Diagramme über die relativen Einnahmen der WAB in Abbildung 5-83 und PVAB in Abbildung 5-83 veranschaulichen, beträgt der Anteil der abgeregelteten Strommengen bei den WAB unabhängig vom Standort nur noch 2-3 % und bei den PVAB 6-7 %. Haben die agentenspezifischen Marktwerte \emptyset INC(PEX) in der *SV_REF_MPvar* zwischen den Standorten in Süd- und Norddeutschland noch Unter-

schiede von 20 €/MWh aufgewiesen, werden die Anlagenbetreiber in den wind-schwachen Regionen durch die MP_{var} nun nicht mehr so deutlich besser gestellt. Der Unterschied beträgt mit Werten von 65 €/MWh beim WAB 11 und 59,5 €/MWh bzw. 60,2 €/MWh beim WAB 21 bzw. 31 gerade noch 5 €/MWh. Positiv zu bewerten ist bei den WAB der relativ hohe Anteil der Einnahmen über die Börse zur Deckung der Vollkosten. Beim WAB 31 können bspw. gut 80 % der Kosten über die direkten Börseneinnahmen gedeckt werden, was einen entsprechend positiven Effekt auf die Förderkosten nach sich zieht.

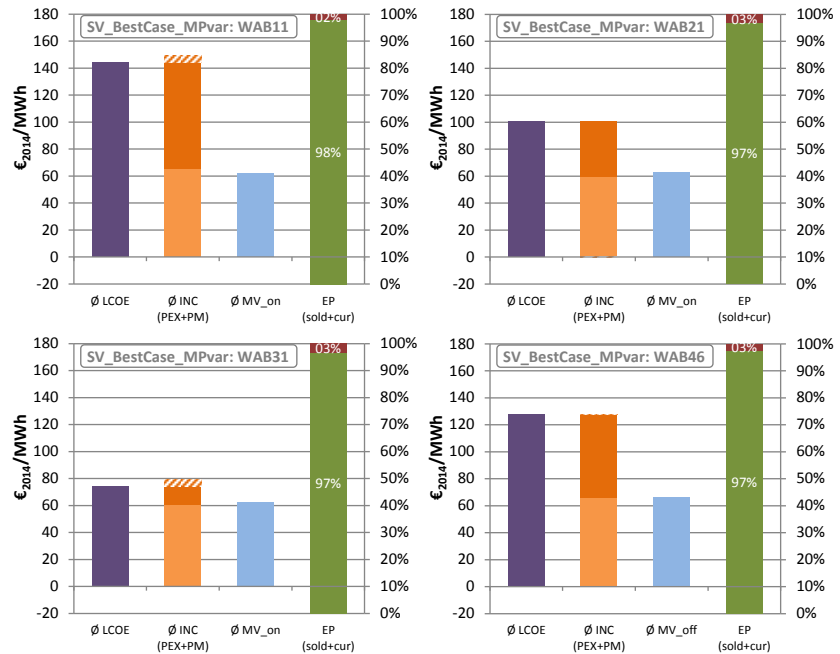


Abbildung 5-82: Durchschnittskosten (Ø LCOE), -einnahmen (Ø INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP_{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP_{cur}) ausgewählter WAB der SV_BestCase_MPvar

Schaut man sich in Abbildung 5-84 das Verhältnis der INC_PEX zu den INC_PM über den Zeitverlauf an, lässt sich gut erkennen, dass mit Ausnahme der WAB in Süddeutschland (LK1) die Netto-,Cashflows' (hellblaue Kurven) der WAB 21, 31 und 47 relativ moderat um die Nulllinie schwanken. Wobei die Standorte mit der höchsten (LK3) und niedrigsten Ressourcenverfügbarkeit (LK1) noch am stärksten den jährlichen Schwankungen des Windaufkommens ausgesetzt sind. Dafür können die WAB der LK3 ab dem Jahr 2027 damit rechnen, dass sie allein über die Börsenvermarktung genug Geld zur Deckung der Vollkosten erwirtschaften. Die Förderung über die Marktprämie fällt für diese Agenten somit auf nahezu 0 €/MWh. Bei den fixen Prämien würde es unter diesen Rahmenbedingungen wiederum zu einer deutlichen Überförderung dieser Standorte kommen.

Mit noch konstanteren Netto-,Cashflows' können die PVAB rechnen, sodass hier fast schon von optimalen Refinanzierungsbedingungen gesprochen werden kann, bei denen jährlich weder über- noch unterfördert wird (siehe Abbildung 5-85). Auch der PVAB 11 der LK1 würde erst ab dem Jahr 2030 von den

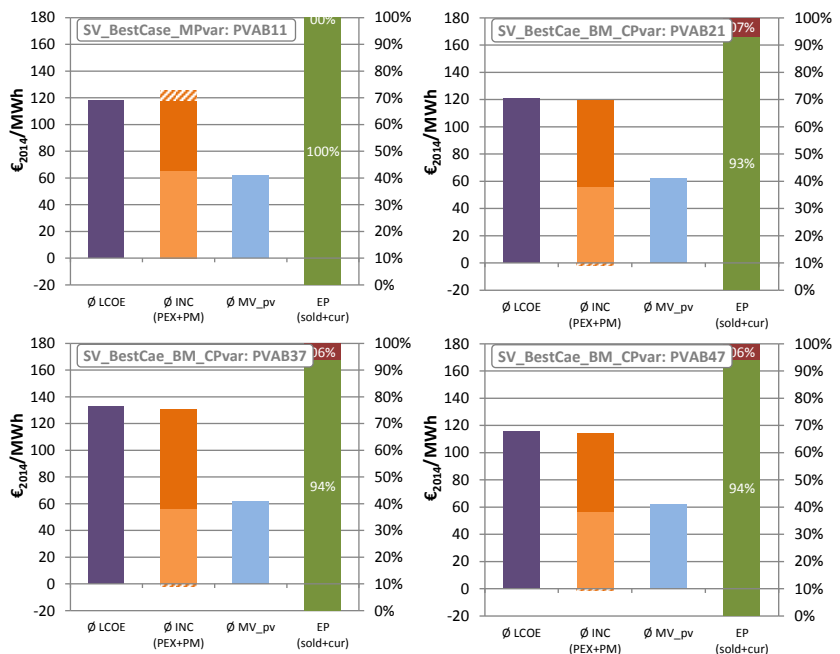


Abbildung 5-83: Durchschnittskosten (Ø LCOE), -einnahmen (Ø INC) und Marktwerte (MV) sowie tatsächlich vermarktete (EP_{sold}) und abgeregelte Strommengen (EP_{cur}) ausgewählter PV der SV_BestCase_MPvar

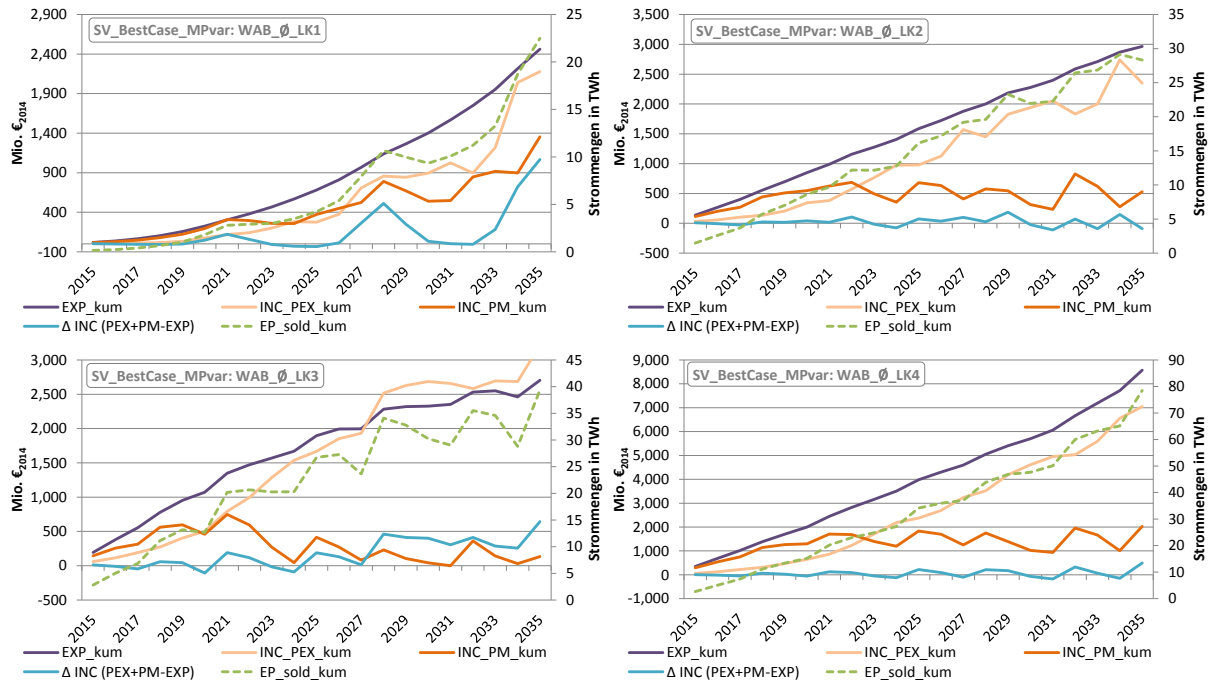


Abbildung 5-84: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP_sold) der WAB der LK1-4 in der SV_BestCase MPvar von 2015-2035

Mitnahme- und Trittbrettfahrer Effekten durch die nicht marktgetriebene Abregelung profitieren, wie am deutlichen Anstieg der Einnahmen über die Börse ab diesem Zeitpunkt zu erkennen ist. Erst ab dem Jahr 2033 bzw. 2034 müssten die PVAB der LK2, 3 und 4 damit rechnen, kumuliert über das Jahr Verluste einzufahren sowie verstärkt abgeregelt zu werden (Verlauf der hellblauen und grün-gestrichelten Kurven).

Zum Abschluss der Analyse der Auswirkung auf Akteursebene wird noch einmal der Blick auf die sich ergebende Situation bei den konventionellen KW-Agenten gelegt (siehe Abbildung 5-86). Der ,Trade-

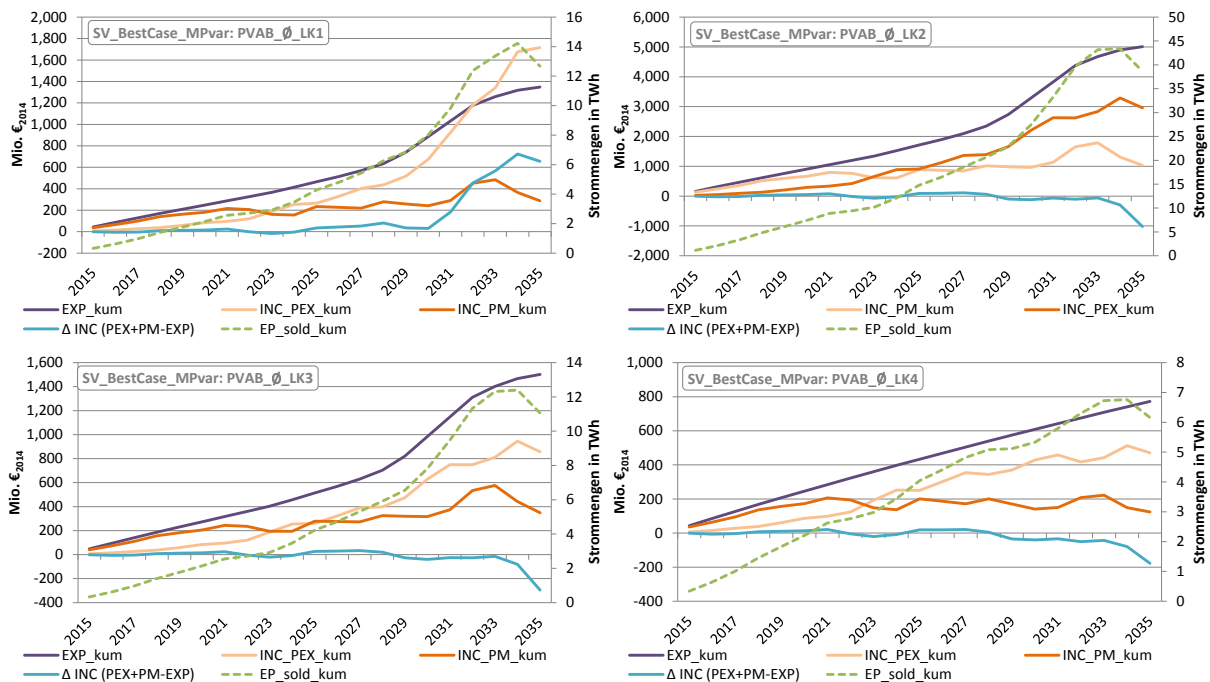


Abbildung 5-85: Dynamisch kumulierte Ausgaben (EXP), Börsen- (INC_PEX) und Prämienmodell-Einnahmen (INC_PM) sowie verkauften Strommengen (EP_sold) der PVAB der LK1-4 in der SV_BestCase_MPvar von 2015-2035

Off', dass von einer höheren Systemflexibilität vor allem auch die konventionellen (Grundlast-)KW profitieren, lässt sich in der ‚Best-Case‘-Variante über die Steuerungsfunktion des Marktes nicht auf lösen. Obwohl in der BestCase Variante nun deutlich mehr FEE-Strom eingespeist wird, verringern sich die Kapazitätsfaktoren der Grundlast-KW kaum. Die Steinkohle-KW können ihre Auslastung bis 2025 sogar etwas erhöhen. Dafür steigt ihr Kapazitätsfaktor aber zum Ende der Simulation nicht mehr ganz so stark an. Trotz der relativ hohen CO₂-Preise ab 2025 verringert sich hingegen die Kapazitätsfaktoren der GuD und Gasturbinen-KW insgesamt. Inflexible Grundlast-Kapazitäten werden also nicht durch eine geringere Auslastung unrentabler, womit die Transformation zu einem CO₂-armen Kraftwerks weiter erschwert wird.

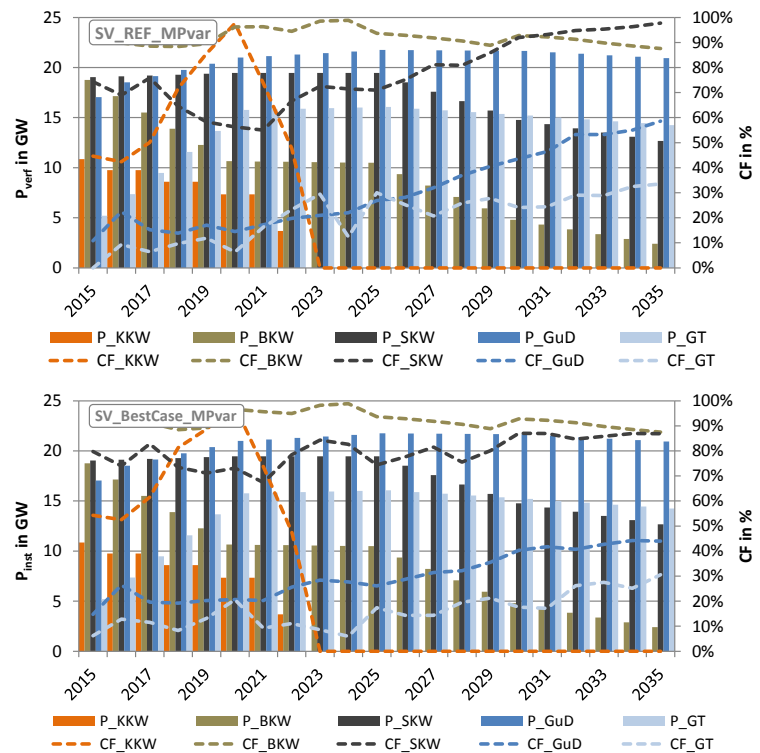


Abbildung 5-86: Verfügbare Leistung (P) und Kapazitätsfaktoren (CF) konventioneller Kraftwerke bei Anwendung der MP_{var}, von 2015-2035 in der SV_BestCase im Vergleich zur SV_REF

6 Interpretation und Schlussfolgerungen für ein ganzheitliches Systemdesign

Die aus den Simulationsanalysen gewonnenen Erkenntnisse werden im folgenden Kapitel mit den einleitend beschriebenen Herausforderungen für ein Stromsystem mit hohen Anteilen an fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) zusammengeführt. Dazu werden vor dem Hintergrund der im Kapitel 2 erörterten techno-ökonomischen sowie soziotechnischen Herausforderungen Gestaltungsempfehlungen für ein zukunftsfähiges und ganzheitliches Systemdesign abgeleitet.

Bei der Auswertung der Simulationsergebnisse hat sich u. a. gezeigt, dass bei weiter steigenden FEE-Anteilen in einem ‚Energy-Only‘-Markt (EOM) nicht nur die thermisch-fossilen Kraftwerke enormen Herausforderungen bei der Refinanzierung ihrer Investitionskosten begegnen müssen, sondern vor allem die FEE selbst. Dieses im Folgenden als *neues ‚Missing-Money‘-Problem* der FEE bezeichnete Phänomen tritt einerseits aufgrund immer stärkerer Marktwertverluste durch den Gleichzeitigkeitseffekt bei der Stromeinspeisung auf und andererseits durch unerwartete Einnahmeausfälle aufgrund der verstärkten marktgetriebenen Abregelung bei der Marktintegration. Der Gleichzeitigkeitseffekt sorgt also dafür, dass die Marktwerte fallen und damit die Höhe der Einnahmen der vermarkteten Strommengen sinkt. Die marktgetriebene Abregelung reduziert zusätzlich die Menge der vermarkteten Strommengen.

Begründet durch die vielfältigen Interdependenzen zwischen den verschiedenen Systementitäten und Einflussebenen ergibt sich als zentrale Herausforderung, einen passenden ‚Policy-Mix‘ zu entwickeln, der die positiven Effekte der untersuchten Einflussfaktoren zielwirksam adressiert und dabei gleichzeitig die negativen minimiert. Bei der Auswahl von Steuerungsmechanismen zur effizienten Erreichung der energiepolitischen Ziele stehen in einem komplexen adaptiven System drei grundsätzlich unterschiedliche Organisations- und Koordinierungsinstrumente zur Verfügung:

- **Märkte** entfalten ihre Lenkungswirkung über die sog. *unsichtbare Hand*, die seit der 1776 begründeten *Nationalökonomie* durch Adam Smith als Metapher für den ökonomischen Wettbewerb zwischen den Akteuren als zentrale Triebkraft steht.
- **Hierarchien** entwickeln ihre Lenkungswirkung über sog. *Kommando- und Kontrollinstanzen* einer zentral koordinierenden Einheit.
- **Netzwerke** arbeiten über die wechselseitige Abhängigkeiten und dezentrale Abstimmung vieler Systemelemente und werden i. d. R. nicht zentral gesteuert oder organisiert.

Alle drei Instrumente haben unter den jeweiligen **systemtechnischen Rahmenbedingungen** ihre spezifischen Vor- und Nachteile zur Erreichung bestimmter Ziele. Bei den Modellanalysen hat sich dabei aus techno-ökonomischer Perspektive gezeigt, dass bei der Herausarbeitung eines ganzheitlichen Systemdesigns von zentraler Bedeutung ist, bei welchen Akteuren im System welche Informationen vorliegen und wie diese verarbeitet und genutzt werden können. Aus soziotechnischer Perspektive kann aus den Simulationsanalysen Folgendes zu den *Prinzipien der Ausgestaltung integrierter Politikinstrumente* abgeleitet werden, die in der *Power of Transformation*-Studie der IEA (2014) erarbeitet und bereits in Abschnitt 2.4 eingeführt wurden:

- **Harmonisierung von Politiken, Marktfunktionen und technischen Anwendungen:** Die Kostenstruktur der Stromerzeugung wird sich bei hohen FEE-Anteilen noch stärker zu einem von den Kapitalkosten getriebenen System entwickeln. Dabei sind die Akteure bei ihren langfristigen Investitions- sowie kurzfristigen Betriebsentscheidungen vielfältigen Unsicherheiten und Risiken ausgesetzt. Um die Kosten des gebundenen Kapitals im System niedrig zu halten, ist es deshalb sinnvoll, nur die sog. *produktiven Risiken* auf die Marktakteure zu übertragen und die unproduktiven Risiken über eine angemessene Risikodiversifikation zu streuen.

- **Wiederentdeckung der Koordination:** Aufgrund des fluktuierenden Charakters der Stromerzeugung aus Wind- und PV-Strom, der selbst in der Zukunft mit verbesserter Prognosetechnik systemimmanent bleiben wird, müssen neue (kooperative) Organisations- und (Geschäfts-) Modelle entwickelt werden, in denen Erzeuger, Händler, Versorger sowie Verbraucher zur Koordinierung der Angebots- und Nachfrageseite direkt zusammengebracht werden.
- **Stärkung der Verlässlichkeit regulatorischer und wettbewerblicher Rahmenbedingungen:** Vor dem Hintergrund eines noch komplexer werdenden Systems und eines langjährigen Transformationsprozesses lässt sich nur schwer bestimmen, ob regulatorische oder Marktrisiken einen größeren (negativen) Einfluss auf das Entscheidungsverhalten der Akteure haben. Um beide Unsicherheitsfaktoren bestmöglich zu reduzieren, sind langfristig stabile Rahmenbedingungen zur Vertrauensbildung in diese beiden Lenkungsmechanismen der wichtigste Erfolgsfaktor.
- **Aufrechterhaltung der öffentlichen Unterstützung:** Eine erfolgreiche Transformation zu einem emissionsarmen Stromsystem steht und fällt mit der Akzeptanz der Bevölkerung sowie der Markt- und System-„Stakeholder“. Gerade zahlreiche kleine und marktferne Akteure waren in der Vergangenheit die treibende Kraft beim Ausbau der EE in Deutschland. Für die Aufrechterhaltung der Transformationsdynamik der letzten Jahre ist es deshalb erforderlich, dass die vielen kleinen und innovativen Akteure, die zu Beginn der Energiewende in Deutschland durch das Inkrafttreten des EEG (2000) entscheidende technologische und organisatorische Nischen besetzen konnten, im Zuge reformierter Rahmenbedingungen nicht aus dem weiteren Transformationsprozess ausgeschlossen werden und somit die gesellschaftliche Akzeptanz gefährdet wird.
- **Förderung von Innovationen:** Ohne weitere Innovationen wird eine effiziente Umsetzung der Ziele nur schwer zu erreichen sein. Hierbei geht es aber nicht nur um technische, sondern vor allem um organisatorische, finanzielle und soziale Innovationen, deren Entwicklung von Seiten der Politik im Zuge des Transformationsprozesses unterstützt werden sollte.

Auch wenn sich die in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Analysen auf das deutsche Stromsystem und seine energiepolitischen Zielstellungen beschränken, sollen die erarbeiteten Handlungsempfehlung zusätzlich zu den oben genannten Punkten die europäische Perspektive mit im Blick behalten. Deshalb werden die Handlungsoptionen so konzipiert, dass sie auf die europäische Ebene skaliert werden könnten bzw. einer weiteren europäischen Strommarkt-Integration zumindest nicht grundsätzlich im Wege stünden.

In den folgenden Abschnitten wird entsprechend den im Kapitel 2 genannten Herausforderungen die Ergebnisinterpretation für einen kosteneffizienten EE-Ausbau bei einer verstärkten Marktintegration vorgestellt (Abschnitt 6.1), gefolgt von der Diskussion über eine effektive und effiziente Erschließung von Flexibilitäten zum Ausgleich des fluktuierenden Angebots (Abschnitt 6.2) sowie Empfehlungen zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit (VS) bei hohen Anteilen an FEE in Abschnitt 6.3.

6.1 Kosteneffizienter EE-Ausbau bei verstärkter Marktintegration

Im Folgenden werden anhand der Simulationsergebnisse Schlussfolgerungen für eine möglichst effiziente EE-Marktintegration erörtert. Dazu werden in Abschnitt 6.1.1 zunächst zwei alternative Marktintegrationskonzepte für die EE-Direktvermarktung mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen vorgestellt. Anschließend wird in Abschnitt 6.1.3 auf das den Simulationsergebnissen zufolge effizienteste Fördermodell zur Zielerreichung eingegangen, bevor in Abschnitt 6.1.3 zur Bestimmung der Förderhöhe Stellung genommen wird.

6.1.1 EVU als EE-Marktintegratoren zur Koordination von Angebot und Nachfrage

Die in Abschnitt 2.2.1 aufgestellte Hypothese, dass sich bei einer Integration der FEE über den ‚Day-ahead‘-Spotmarkt die anvisierten EE-Anteile möglicherweise nicht umsetzen lassen, konnte durch die Simulationsanalysen bestätigt werden. Selbst in der ‚Best-Case‘-Szenario-Variante hat sich gezeigt, dass mit einem EE-Anteil von maximal 52 % das EEG-Ausbauziel im Jahr 2035 nicht erreicht werden kann (vgl. Abschnitt 5.3.3). Als ursächliches Problem hat sich dabei die zunehmende Friktion bei der Vermarktung von konventionellem und fluktuierendem Strom im heutigen Marktsystem herausgestellt. Bisher beginnen die konventionellen Kraftwerksbetreiber bereits bis zu vier Jahre vor dem Zeitpunkt der physikalischen Lieferung, den Strom auf Termin zu vermarkten. Zeitgleich beginnen die Energieversorgungsunternehmen (EVU), sich nach und nach über die Terminmärkte mit Strom einzudecken, sodass zum Zeitpunkt der FEE-Vermarktung im Spothandel bereits (fast) alle konventionellen Strommengen im Markt abgesetzt sind und zur Vertragserfüllung auch vorrangig einspeisen dürfen. Der ‚Day-ahead‘-Spotmarkt dient den Stromerzeugern und -versorgern letztendlich dabei „nur“ zur kurzfristigen Portfoliooptimierung nach der Kraftwerkseinsatz- bzw. Beschaffungsplanung.

Die FEE kommen also erst zu einem Zeitpunkt in den Markt, zu dem die Nachfrage der EVU bereits größtenteils gedeckt ist. Mit der Novellierung der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) im Jahr 2009 und der Festlegung der Vermarktung des EE-Stroms über die Spotmärkte wurde sowohl de jure als auch de facto die zuvor geltende EE-Abnahmepflicht der EVU aufgehoben (Jarass & Voigt 2009). Mit steigenden FEE-Anteilen kommt es den Simulationsergebnissen zufolge immer häufiger zu Situationen, in denen keine Nachfrage mehr nach FEE-Strom auf dem ‚Day-ahead‘-Markt existiert. Ohne eine deutliche Reduktion der ‚Must-Run‘-Kapazitäten bzw. Erhöhung der Nachfrage durch neue Verbraucher wird der FEE-Strom bei verstärkter Marktintegration folglich konsequent abgeregelt.

Außer unter den „optimalen“ Bedingungen der ‚Best-Case‘-Variante hat sich in allen anderen simulierten Szenario-Varianten darüber hinaus gezeigt, dass sich bereits ab etwa 2025 ein Sättigungseffekt bei der Aufnahmekapazität von FEE-Strom über die Strombörse einstellt. Dadurch wird die FEE-Stromerzeugung marktgetrieben abgeregelt, noch bevor überhaupt potenzielle FEE-Überschüsse im Markt auftreten könnten. Um aber die EE-Anteile am Bruttostromverbrauch auf über 50 % oder gar 80 % steigern zu können, müssen strombilanzseitig in bestimmten Stunden im Jahr FEE-Überschüsse zwischengespeichert werden, um in Zeiten niedrigen FEE-Angebots wieder genutzt werden zu können.

Das Problem liegt primär darin begründet, dass sich **bei der aktuellen Vermarktungslogik über die Spotmärkte bisher kein Akteur im System mit den Herausforderungen der fluktuierenden Stromerzeugung direkt auseinander setzen muss**, sondern der Markt einfach als „Puffer“ genutzt werden kann. Um die anvisierten EE-Anteile zu erreichen, müssen bei den Akteuren im Markt deshalb zukünftig stärkere Anreize zur Flexibilisierung der Angebots- und Nachfrageseite geschaffen werden. Als zentrale Akteure, die eine effiziente Erschließung der vorhandenen Flexibilitätspotenziale sicherstellen können, sind die Stromvertriebe der EVU als zukünftige EE-Marktintegratoren geradezu prädestiniert, da sie durch entsprechende Maßnahmen direkten Einfluss auf die Angebots- und Nachfrageseite ausüben können.

Für eine effektive EE-Zielerreichung wäre es dementsprechend notwendig, dass sich die Fluktuation bei der Einspeisung von Wind- und PV-Energie direkt in den Portfolien der Vertriebe widerspiegelt und nicht über den Stromgroßhandel „umgeleitet“ wird. Wie die Simulationen gezeigt haben, kann der Stromgroßhandel die fluktuierende Einspeisung zwar noch bis zu einem Anteil von ca. 40 % abfangen. Anschließend könnte der Transformationsprozess durch die fehlende Anreizwirkung zur Flexibilisierung jedoch zum Erliegen kommen.

Um die EE-Ausbauziele effektiv zu erreichen, werden im Folgenden zwei alternative Integrationskonzepte erörtert. Bei beiden wird auf bestehenden Marktprozessen und Systemstrukturen aufgebaut. Auch schon heute sind die bilanzkreisverantwortlichen Vertriebe nach § 4, Abs. 2 der StromNZV dazu verpflichtet, die Stromeinspeisung und -entnahme innerhalb ihres Bilanzkreises viertelstündlich in Ausgleich zu bringen. Außerdem haben sich durch die Einführung der geförderten Direktvermarktung seit dem EEG 2012 etliche EE-Direktvermarkter als Marktintegrations-Spezialisten etabliert, die im zukünftigen System den EVUs das Management der fluktuierenden Einspeisung als Dienstleistung anbieten könnten.

6.1.1.1 Marktintegration über einen unabhängigen, zentralen Käufer („Single-Buyer“-Konzept)

Wie die Auswertung hinsichtlich des Auftretens von Knappheitspreisen zur Beurteilung der VS gezeigt hat, würden die Marktteilnehmer beim aktuellen Integrationskonzept über im Wettbewerb stehende Direktvermarkter mit steigenden FEE-Anteilen zunehmend verzerrten Preissignalen ausgesetzt, die auf falschen Erwartungen über die ‚Day-ahead‘ prognostizierten FEE-Strommengen basieren. Ineffiziente Gebote bei den ‚Day-ahead‘-Auktionen führen in den Simulationen letztendlich dazu, dass zur Vermeidung von Knappheitssituationen im Markt mehr gesicherte Leistung im System vorgehalten werden muss als nötig.

Der Grund hierfür liegt vor allem in **zunehmenden Informationsasymmetrien zum Zeitpunkt der Abregelungsentscheidung von FEE-Anlagen in der Direktvermarktung über die Strombörse** (vgl. Abschnitt 5.2.7). Darüber hinaus führen die Informationsasymmetrien bei der Abregelungsentscheidung der dezentral im Wettbewerb stehenden Direktvermarkter zu Ineffizienzen auf der Systemebene, da unabhängig vom Förderinstrument die kostengünstigsten FEE-Anlagen bei sehr niedrigen oder negativen Preisen als erstes abgeregelt werden (vgl. Abschnitt 5.3.1). Durch diese Effekte könnte es für den einzelnen Direktvermarkter ex post betrachtet unwirtschaftlich sein, die Abregelung angewiesen zu haben, da sich letztendlich durch die ebenfalls kurzfristig abgeregelt FEE-Anlagen der anderen Direktvermarkter ein höherer Preis einstellt, als ursprünglich zu erwarten war. Ob sich dieser Effekt durch limitierte Gebotsstrategien zukünftig eindämmen lässt, ist noch weiter zu untersuchen.

Eine weitere negative Folge wäre ein insgesamt ineffizienter Kraftwerkseinsatz, da Anlagen abgeregelt werden, die ex post mit ihren Grenzkosten eigentlich unterhalb des gültigen Markträumungspreises (MCP) liegen. Aus makro-ökonomischer Perspektive sollten jedoch prioritär die Technologien mit den geringsten Grenzkosten einspeisen. **Nutznieser dieser Konstellation wären die Betreiber konventioneller Grundlastkraftwerke**, die aus Gründen technischer Betriebsrestriktionen oder anderer ‚Must-Run‘-Bedingungen bereit sind, kurzfristig negative Börsenpreise am Spotmarkt „in Kauf zu nehmen“, um in Zeiten höherer Preise wieder rechtzeitig die volle Leistung abrufen zu können. Dabei begegnen sie de facto nicht einmal einem wirtschaftlichen Nachteil, sondern nur entgangenen zusätzlichen Gewinnen, da der eigentliche Verkaufspreis bereits über Termin abgesichert wurde.

Die ineffiziente Preisbildung und Abregelungsentscheidung am ‚Day-ahead‘-Strommarkt liefe deshalb aus Regulierer- und Verbrauchersicht in der Folge auf eine immer ineffizientere Förderung hinaus. Letzten Endes würden davon auch die FEE-Anlagenbetreiber profitieren, da sie eine höhere Prämie ausgezahlt bekämen, als es ihre spezifischen Vollkosten rechtfertigen würden. Zwar könnte in der Realität die Informationsasymmetrie durch limitierte Gebotsstrategien der Direktvermarkter eingeschränkt, jedoch nicht vollständig aufgehoben werden. Allein die immanente Unsicherheit über die prognostizierte FEE-Einspeisung beläuft sich den Simulationsergebnissen in Abschnitt 5.2.7 zufolge auf einen Effizienzverlust von 7 €/MWh beim MCP.

Diese negativen Effekte bei der dezentralen Direktvermarktung können jedoch fast vollständig vermieden werden, wenn die FEE zukünftig von einem unabhängigen zentralen FEE-Käufer¹¹⁵ vermarktet werden, der die Prognose und Abregelungsentscheidung aus einer systemoptimierenden Perspektive durchführen kann. Nur beim hierarchisch koordinierten ‚Single-Buyer‘-Ansatz können alle Informationen über die FEE-Anlagen zentral gebündelt und effizient genutzt werden.

Auch hinsichtlich der Transaktionskosteneffizienz hat der sog. ‚Single-Buyer‘ gegenüber einem dezentralen wettbewerblichen Konzept mit vielen Direktvermarktern deutliche Vorteile. Durch den größeren ‚Smoothing‘-Effekt bei einem deutschlandweiten FEE-Vermarktungsportfolio ergeben sich deutliche Effizienzvorteile bei den FEE-Einspeiseprognosen und Profilservicekosten. So können durch diese Skaleneffekte die Vermarktungskosten im Vergleich zur dezentralen Direktvermarktung um ca. 1,6 Mrd. € verringert werden. Darüber hinaus lässt sich das zentrale Konzept sehr gut mit einem zentralen Auktionsverfahren für neue FEE-Kapazitäten kombinieren (siehe Abschnitt 6.1.3).

Zur Vermeidung von Informationsasymmetrien und zur Erhöhung der Markttransparenz muss der unabhängige zentrale FEE-Einkäufer seine ‚Day-ahead‘ erstellten FEE-Einspeiseprognosen unter Berücksichtigung der potenziell abzuregelnden Strommengen sodann in regelmäßigen Abständen sämtlichen Marktteilnehmern zur Verfügung stellen. Die tatsächlich eingespeiste FEE-Leistung bekommt jedes EVU bzw. jeder Bilanzkreisverantwortliche (BKV) zum Ist-Zeitpunkt auf ¼-h-Basis anteilig seiner Vertriebsmengen in sein Portfolio gestellt¹¹⁶. Die Kompatibilität der sog. Echtzeitwälzung zu den Regelungen der europäischen Warenverkehrsfreiheit¹¹⁷ ist bereits in einem Rechtsgutachten bestätigt worden (Däuper & Thomas 2014).

Solange noch nicht ausreichend Flexibilität im System bzw. bei den EVU vorhanden ist, um die gesamte potenzielle FEE-Stromerzeugung zu integrieren, ist es sowohl aus betriebs- als auch volkswirtschaftlicher Perspektive sinnvoll, die FEE-Strommengen zur Vermeidung extrem negativer Strompreise sowie hoher Ausgleichsenergiekosten bei den EVU kurzfristig abzuregeln. Jedoch sollten negative Strompreise zukünftig nicht um jeden Preis vermieden werden. Zwar wirken sie beim Kraftwerks- ‚Dispatch‘ statisch betrachtet ineffizient, dynamisch und langfristig betrachtet jedoch durchaus effizient, da sie die Flexibilisierung der restlichen Infrastruktureinheiten anreizen.

Sinnvoll ist es deshalb, die Abregelungsentscheidung mit einem Bonus-Malus-System zu kombinieren. Die physikalische Echtzeitwälzung verfolgt letzten Endes den Zweck, das Portfolio der Versorger und damit das gesamte System zu flexibilisieren. Sollte ein Versorger aufgrund von Inflexibilitäten an die Grenzen seiner FEE-Aufnahmefähigkeit stoßen, kann er den zentralen FEE-Käufer gegen eine Malus-Zahlung anweisen, die potenziellen FEE-Strommengen für bestimmte Zeit nicht in sein Portfolio einzustellen. Kommt es zu dem Fall, dass das potenzielle ‚Day-ahead‘-FEE-Angebot größer als die gesamte Nachfrage nach Strom ist, erhalten diejenigen Versorger, die zusätzliche Speichermöglichkeiten bereitstellen können, eine noch zu bestimmende Bonuszahlung. Überschüssiger FEE-Strom wird sodann nicht mehr nach den Opportunitätskosten des Förderinstruments, sondern nach der **Reihenfolge der vermeidbaren Förderkosten** abgeregelt.

Ein weiterer Vorteil des zentralen FEE-Käufers liegt darin, dass er wegen des großen Portfolios sehr gut Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen und die FEE-Leistung mit einem entsprechenden Sicherheitsabschlag auf den Regelenergiemärkten für negative Regelleistung anbieten kann. Die Erlöse können für die Kostenreduzierung der FEE-Förderung oder das kostenneutrale Bonus-Malus-

¹¹⁵ Ein ‚Single-Buyer‘-Konzept für die FEE-Vermarktung wurde erstmals für den englischen Strommarkt von Hesmondhalgh et al. (2010) für das britische ‚Office of Gas and Electricity Markets‘ (Ofgem) ausgearbeitet. Für Vorteile im deutschen Markt vgl. (Beckers & Hoffrichter 2014).

¹¹⁶ Ein Konzept zur Integration der FEE mittels Echtzeitwälzung für den deutschen Strommarkt wurde bereits von Leprich et al. (2012) und Hölder (2014) elaboriert.

¹¹⁷ Definiert in Artikel 43 ff. des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV 2009).

System verwendet werden. Die heute nicht mehr adäquate Berechnungslogik der EEG-Umlage, bei der die Differenz der Förderung zu den Markterlösen auf dem ‚Day-ahead‘-Spotmarkt ausgewiesen wird, ist in diesem System nicht mehr von Relevanz.

Um bei der Umstellung des dezentralen Direktvermarktungssystems zur hierarchisch gesteuerten Echtzeitwältung die EVU bzw. BKV nicht zu überfordern, ist es im Interesse einer graduellen Weiterentwicklung der FEE-Marktintegration in einem ersten Schritt sinnvoll, zunächst alle Bestandsanlagen, die sich noch nicht in der Direktvermarktung befinden, vom ‚Single-Buyer‘ vermarkten zu lassen und die ¼-h-Wältung sukzessive einzuführen, sodass die EVUs bzw. BKV Lernkurven durchlaufen können.

6.1.1.2 Marktintegration über bilaterale DV-Verträge zwischen Anlagenbetreiber und Versorger

Interviews und Gespräche mit Akteuren aus der Praxis haben gezeigt, dass viele BKVs bereits heute bereit wären, bei Ausgleich durch eine Bonuszahlung als FEE-Marktintegratoren zu fungieren. Falls eine Vermarktung der FEE zukünftig weiterhin über viele dezentrale Vermarkter stattfinden soll, um über den Wettbewerb eine höhere Integrationseffizienz zu erreichen, die die Effizienz eines großen zentralen FEE-Portfolios übersteigen sollte, ist es für eine effektive Zielerreichung dennoch erforderlich, dass die **Integration der FEE über die EVU bzw. BKV erfolgt**. Um dies zu verwirklichen müssen die EE-Marktintegratoren im vorgeschlagenen Konzept bilaterale DV-Verträge mit den Anlagenbetreibern abschließen.

Die Vorteile einer dezentralen Vermarktung werden vor allem in einer möglichen höheren Innovationsdynamik bei der EE-Direktvermarktung durch verbesserte Prognosen und neue Vermarktungskonzepte gesehen, die durch den Wettbewerb der Direktvermarkter angereizt wird. Durch die „echten“ Direktvermarktungsverträge¹¹⁸ sind die Versorger gezwungen, über den Wettbewerb mit anderen Versorgern die FEE möglichst effizient in den Markt zu integrieren. Dadurch kann der von Winkler & Altmann (2012) geforderte **Wettbewerb der Ideen zur Erschließung von Flexibilitäten** sein volles Potenzial entfalten. Die Abregelungsentscheidung treffen die Versorger eigenständig in Abhängigkeit der EE-Aufnahmekapazität ihrer Portfolien. An dieser Stelle muss jedoch ergänzt werden, dass der Integrationswettbewerb auch beim zentralen Ansatz stattfindet. Entscheidend für die effektive EE-Zielerreichung ist letztendlich nur, dass die FEE-Integration über die Versorger erfolgt.

Ungelöst bleibt jedoch bei einer dezentralen Direktvermarktung die Trittbrettfahrer- und Mitnahmeeffektproblematik bei den Betreibern von FEE-Anlagen, die sich (noch) nicht in der Direktvermarktung befinden (vgl. Abschnitt 5.1.3). Diese profitieren von der Abregelung der direktvermarktenden Wind-, PV- und Biomasseanlagen und dem dadurch steigenden Börsenpreisniveau durch deutlich seltener auftretende negative Preise. Durch die Abregelung dieser Anlagen können die nicht direktvermarktenden Anlagenbetreiber Strom zu positiven Preisen einspeisen und zusätzlich eine ineffizient hohe Förderzahlung beziehen.

6.1.2 Fördermodell zur EE-Marktintegration

Bei der Marktintegration der FEE muss zunächst bedacht werden, dass dargebotsabhängige EE nur sehr begrenzte Möglichkeiten haben, ihr Einspeiseverhalten an Börsenpreissignalen auszurichten. Zum besseren Ausgleich von Angebot und Nachfrage können ihre Anlagen erstmal nur abregelt werden. Dass dies sinnvoll ist und auch zukünftig nötig sein wird, haben die Ergebnisse in Abschnitt 5.1.2 gezeigt. Ohne Abregelung der FEE-Anlagen kommt es demnach zu einer extrem volatilen Ent-

¹¹⁸ Erst bei einer Umgehung des Stromgroßhandels würde die Direktvermarktung auch ihrem ursprünglichen Namen gerecht. Der Begriff der Direktvermarktung stammt eigentlich aus der Landwirtschaft und bezeichnet die direkte Vermarktung von Produkten an die Konsumenten unter Umgehung des Großhandels.

wicklung der ‚Day-ahead‘-Börsenpreise und Marktwerte. Einerseits nimmt die Preisvolatilität enorm zu. Andererseits treten über den gesamten Simulationszeitraum in nur noch etwa zwei Drittel der Stunden normale Preise $> 20 \text{ €/MWh}$ sowie in über einem Drittel sehr niedrige und negative Preise auf. Bei einem durchschnittlichen Preisniveau von etwas mehr als 30 €/MWh übersteigen die Durchschnittspreise dabei in keinem der Jahre bis 2035 die Marke von 50 €/MWh .

Trotz des Abfalls der absoluten FEE-Marktwerte in negative Bereiche ab dem Jahr 2025 haben die FEE-Anlagenbetreiber durch den Ausgleich der Vergütung bis zum anzulegenden Wert in dieser Szenario-Variante keine Probleme, ihre Investitionen zu refinanzieren. Die EE-Zielanteile i. H. v. 55-60 % am Bruttostromverbrauch im Jahr 2035 werden sogar um 5-10 % übertroffen, jedoch nur unter Inkaufnahme einer sehr niedrigen Fördereffizienz i. H. v. knapp 135 €/MWh .

Bei Anwendung der diskutierten Marktintegrationsinstrumente konnten die Börsenpreise und FEE-Marktwerte hingegen stabilisiert werden; allerdings konnten die FEE-Anlagenbetreiber durch die zunehmende Abregelung ihrer Stromerzeugung nicht mehr die zur Vollkostenrefinanzierung notwendige Auslastung erreichen (vgl. Abschnitt 5.1.3). Abhängig vom Instrument, dem Betreiber-Typ, dem Standort und der Verteilung der FEE-Anlagen wurden bei den Windanlagen zwischen 11 % und 66 % der potenziellen Stromerzeugung und bei den PV-Anlagen zwischen 24 % und 47 % abgeregelt. Eine Refinanzierung der Investition unter den Bedingungen eines fixen Förderzeitraums von 20 Jahren ist damit so gut wie unmöglich.

Dabei haben die Simulationen aufgedeckt, dass bei einer fixen Marktprämie (MP) sowie insbesondere bei den Kapazitätsprämien (CP) kontraproduktive Anreize bei der Standortwahl der Investoren hinsichtlich eines räumlich gleichverteilten FEE-Ausbaus gesendet werden. Darüber hinaus haben die Analysen in Abschnitt 5.2.3 offenbart, dass bei einer kapazitativen Vergütung der eigentlich mit der Marktintegration intendierte Anreiz, den Strom möglichst hochwertig zu vermarkten, abgeschwächt wird, da zur Refinanzierung der Investitionen die Einnahmen über den Markt relativ gesehen an Bedeutung verlieren.

Auch wenn bereits von Reeg et al. (2013), Purkus et al. (2015) sowie May et al. (2015) herausgearbeitet wurde, dass die variable MP in ihrer heutigen Ausgestaltung nur unzureichende Anreize zur systemdienlicheren Standortwahl und Anlagenauslegung setzt, erzielt sie im Vergleich mit den anderen diskutierten Prämienmodelle dennoch die besten Bewertungsergebnisse. Die höchste Fördereffizienz- und -effektivität sowie die vorteilhaftesten Refinanzierungsbedingungen zeigte die MP_{var} dabei auch bei allen anderen untersuchten Szenario-Varianten. Von May et al. (2015) wurde zur Verbesserung der Anreizwirkung der MP_{var} die Weiterentwicklung des Referenzertrags- zum sog. Referenzwertmodell bei Windanlagen vorgeschlagen. Hiernach sollte der anzulegende Wert einer Windanlage nicht mehr über den standortspezifischen potenziellen Stromertrag, sondern über den potenziellen Marktwert des Stroms bestimmt werden.

Aus den genannten Gründen kann im Vergleich der Instrumente die variable MP für den kosteneffizientesten FEE-Ausbau im Zuge der Marktintegration sorgen. Anders ausgedrückt, lassen sich die FEE nur bis zur Anreizgrenze der variablen MP sinnvoll in den Markt integrieren, ohne die Gesamtförderkosten durch die Übertragung unproduktiver Risiken unnötig zu erhöhen. Bei stärker auf die Preissignale reagierenden Instrumenten wie die CPs wird FEE-Strom bereits aus dem Markt genommen, bevor das FEE-Angebot überhaupt größer werden kann als die zu deckende Last. Der Erreichung der EE-Ausbauziele sind deshalb von vornherein Grenzen gesetzt, da sich selbst in einem hochflexiblen Stromsystem ein Sättigungseffekt bei der Marktintegration einstellt. Und je früher ein Instrument auf die Preissignale mit Abregelung anspricht, desto weniger Druck wird gleichzeitig auf die anderen Marktteilnehmer entwickelt, in die notwendige Flexibilisierung zu investieren.

Die statische Effizienz beim Kraftwerks-, 'Dispatch' wäre zwar bei der fixen MP sowie den CPs höher als bei MP_{var} . Bei der dynamischen Effizienzbetrachtung ist letztere jedoch den anderen drei Instrumenten deutlich überlegen, wie der Vergleich der ausgezahlten Fördervolumina einerseits und die Entwicklung des Einsatzes der konventionellen Kraftwerke (KW) andererseits gezeigt haben (vgl. Abschnitt 5.1.3). Da sich die fixen Prämien über den Förderzeitraum nicht an das Börsenpreinsniveau anpassen, erhöht sich im Vergleich zu den variablen Varianten das Risiko einer Über- oder Unterförderung deutlich. Sie schneiden deshalb im Kontrast zu den variablen Prämien bei der adaptiven Effizienz deutlich schlechter ab.

Unabhängig vom Mechanismus zur Bestimmung der Prämienhöhe sind die fixen Varianten den variablen Prämien auch hinsichtlich der Transaktionskosteneffizienz unterlegen, da entweder die Investoren oder der Regulierer die Entwicklung der Börseneinnahmen über einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren abschätzen müssten, falls gleichzeitig eine effiziente Refinanzierung der Investition sichergestellt werden soll. Selbst bei enormem Aufwand ist das eine in der Realität unmöglich zu bewerkstellende Aufgabe.

Wie die Ergebnisse der Abschnitt 5.2.2 und 5.2.3 gezeigt haben, werden die anlagenspezifischen FEE-Marktwerte zur Beurteilung der Einnahmen über den Markt zukünftig immer stärker sowohl von der gesamten installierten FEE-Leistung, dem Verhältnis von Onshore Wind- zur PV-Anlagen sowie der räumlichen Verteilung dieser Anlagen im System beeinflusst. In der Folge muss ein deutlich höherer Aufwand entweder bei der Festlegung der Förderhöhe durch den Regulierer oder bei der Projektplanung durch die Investoren betrieben werden – und das, obwohl diese Faktoren vom einzelnen Investor gar nicht beeinflusst werden können. Dieser Punkt wurde auch in den Experteninterviews immer wieder hervorgehoben.

Die bisherigen Schlussfolgerungen gelten ausschließlich für die Förderung der FEE. Biomasseanlagen und andere regelbare erneuerbare Energien (REE) sollten, wie die Simulationsergebnisse nahelegen, zukünftig ausschließlich residuallast- bzw. bedarfsorientiert eingesetzt werden, um für den bestmöglichen Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung sorgen zu können. Die Ergebnisse der Analyse in Abschnitt 5.2.5. haben dabei deutlich gemacht, dass sich die Fahrweise der REE-Anlagen ausschließlich an den Preissignalen der 'Day-ahead'-Strombörse orientieren und nicht durch eine Förderung via Marktprämien verzerrt werden sollte.

Da Biomasseanlagen mit Festbrennstoffen ebenso wie Biogasanlagen beim derzeitigen CO_2 - und fossilen Brennstoffpreinsniveau noch auf absehbare Zeit sowohl bei der Investition als auch beim Betrieb teurer sein werden als Kraftwerke mit speicherbaren konventionellen Energieträgern, müssen die Biomasseanlagen für diesen Zweck weiterhin gefördert werden. Dabei sollte aus Gründen der adaptiven und Transaktionskosteneffizienz die Förderung jedoch nicht über eine fixe, sondern über eine variable CP erfolgen. Auch bei den REE ist zukünftig nicht abzuschätzen, wie sich das Verhältnis aus Förder- und Markteinnahmen in Abhängigkeit von den Börsenpreisen entwickeln wird, um die Vollkosten der Investition effizient zu refinanzieren.

6.1.3 Ausschreibung von langfristigen Abnahmeverträgen

Der Vorteil eines Ausschreibungsverfahrens zur wettbewerblichen Preisfindung der Förderhöhe liegt darin, dass veränderte Investitionskosten der Anlagen sowie die Präferenzen der Investoren dynamisch berücksichtigt werden können. Die Entwicklung der Stromgestehungskosten der FEE-Anlagen ist wegen der Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Rohstoff- und Komponentenpreise bzw. Kostensenkungspotenziale durch weitere Lernkurveneffekte weiterhin nicht genau abschätzbar. Die Politik würde deshalb unentwegt unter Zugzwang gesetzt, kurzfristig auf veränderte Investitionsbedingungen reagieren zu müssen. Schon heute zeigt sich durch die deutliche Zunahme von Verord-

nungsermächtigungen im Zuge der EEG- Reformen, dass Gesetzesänderungen durch den parlamentarischen Prozess zu langwierig sind, um kurzfristig auf Änderungen der globalen Rahmenbedingungen reagieren zu können.

Darüber hinaus wird bei einem Ausschreibungsverfahren eine gewisse Unabhängigkeit vom politischen Entscheidungsprozess über die Höhe der Vergütungssätze bei den Investoren entstehen, was sich auf die regulierungsbedingte Unsicherheit langfristig positiv auswirken könnte. So fand Grau (2014) heraus, dass gerade für größere FEE-Projekte Ausschreibungen, unter Beachtung bestimmter Designprinzipien, auch für die Investoren vorteilhafter sein können als eine administrativ festgesetzte Einspeisevergütung. Das Risiko einer zu geringen fixen Einspeisevergütung (FiT) erhöht sich mit der Einführung des sog. atmenden Deckels¹¹⁹ zur dynamischen FiT-Anpassung im EEG 2012 umso mehr, je länger die Vorentwicklungszeiten bei großen FEE-Projekten sind.

Um dem Marktsystem zur Aufrechterhaltung der VS nicht die Möglichkeit zu nehmen, notfalls auch die FEE großflächig abzuregeln, jedoch ohne die Refinanzierung der Investition dauerhaft zu gefährden, sollte der bisherige fixe Förderzeitraum von 20 Jahren aufgehoben und durch einen variablen Zeitraum ersetzt werden. Dazu sollte jedoch nicht, wie im EEG 2014 beschlossen, die zu installierende Leistung, sondern eine zu liefernde FEE-Strommenge ausgeschrieben werden, die beim Zuschlag mit einer variablen MP in €/MWh gefördert wird.

Wird die Anlage in der Folge während des Betriebs häufiger abgeregelt als zum Investitionszeitpunkt erwartet, verlängert sich der Förderzeitraum automatisch. Dabei bleibt bei den Investoren durch den Zinsvorteil der Anreiz zur Installation technisch hochwertiger Anlagen aufrechterhalten. Je früher der Betreiber durch eine gute Wartung der Anlage die definierte Strommenge liefert, desto günstiger gestaltet sich für ihn die Refinanzierung der Investition. Der Wechsel zu einem variablen Förderzeitraum wird damit die Planungssicherheit über die zukünftigen Erlösströme deutlich erhöhen, auch wenn es zukünftig aufgrund der Markt- oder Netzbedingungen immer häufiger zur Abregelung der Anlagen kommen sollte.

Abschließend konnte mit Hilfe der Simulationsanalysen unter Anwendung der fixen Prämienmodelle die Aussage von Bofinger bestätigt werden, dass „im Monopson eine Preisdifferenzierung [bei der Bestimmung der Förderhöhe] zur kostengünstigsten Lösung führt“ (Bofinger 2013) S. 17. Dementsprechend sollten Ausschreibungsverfahren auch zukünftig technologiespezifisch durchgeführt werden. Über eine mengengesteuerte Auktion kann der Regulierer darüber hinaus die Kontrolle über den Ausbau behalten, ohne die Investoren den schwer berechenbaren Risiken eines rein mengengesteuerten Instruments auszusetzen (ebd.).

6.1.3.1 Über zentrale Ausschreibungen

In Abschnitt 5.2.2 konnte gezeigt werden, dass aus Gründen einer höheren Fördereffizienz, einer besseren FEE-Marktwertentwicklung und einer höheren Versorgungssicherheit ein gleichmäßigeres Ausbauverhältnis zwischen Wind-Onshore- und PV-Anlagen von Vorteil ist. Des Weiteren hat der Ausbau von Onshore-Windanlagen einen größeren Einfluss auf die Volatilität der Börsenpreise als die Expansion der PV-Leistung. Im Gegensatz zu einem rein preisgesteuerten Förderregime mit administrativ festgesetzten Vergütungssätzen hat eine zentrale mengengesteuerte Auktion den Vorzug, dass die Unsicherheit über den zukünftigen EE-Ausbau für alle Marktteilnehmer verringert wird.

Darüber hinaus hat sich bei den Analysen ergeben, dass trotz der durchschnittlich deutlich geringen Volllaststunden (FLH) bei PV- im Vergleich zu Onshore-Windanlagen ein harmonischer Ausbau-Mix sowie eine gleichmäßigere räumliche Verteilung der Windanlagen diesen auf den ersten Blick nach-

¹¹⁹ Beim atmenden Deckel werden die FiTs in Abhängigkeit des EE-Zubaus der vergangenen 12 Monate dynamisch angepasst, um die im Gesetz definierten jährlich Ausbauziele sicherzustellen.

teiligen Umstand zu kompensieren vermag (vgl. Abschnitt 5.2.2 und 5.2.3). Es konnte gezeigt werden, dass ein Netto-PV- und ein Brutto-Windausbau i. H. v. 2.500 MW/a bei insgesamt gleich hoher installierter FEE-Gesamtkapazität im Vergleich zu den im EEG 2014 definierten Ausbaukorridoren (ABK) sogar positive Effekte auf die Fördereffizienz, die EE-Zielerreichung und die VS entfaltet. Zwar konnte ebenfalls festgestellt werden, dass der positive Effekt auf die Fördereffizienz durch einen ausgewogeneren Ausbau-Mix stärker ist als durch die gleichmäßigere räumliche Verteilung der Windanlagen. Jedoch erhöht ein gleichverteilter Windausbau die Integrationsfähigkeit des Marktes etwas, was sich wiederum positiv auf die Fördereffektivität auswirkt.

Der größte Vorteil einer zentralen Auktion ist, dass der Regulierer den Ausbau-Mix, die Anlagenverteilung sowie netztechnische Restriktionen mit berücksichtigen kann, sodass einerseits das Gesamtsystem möglichst effizient betrieben und andererseits bei den EE-Anlagenbetreibern das Risiko einer Abregelung reduziert wird. Auch die Auslegung der Anlagen (Ost-West bei PV- bzw. Rotor-Generator-Verhältnis bei Windanlagen) könnte dort, wo es für das System vorteilhaft ist, bedacht werden. Im Gegensatz zu den Ergebnissen bezüglich des Einflusses von Schwachwindanlagen auf die Windstrom-Marktwert von Hirth & Müller (2016), haben die Simulationsanalysen in Abschnitt 5.2.4 in dieser Hinsicht so gut wie keinen merklich positiven Effekt aufzeigen können. Der Grund hierfür liegt vermutlich in der unterschiedlichen Wahl der repräsentativen Anlagenkennlinien zur Berechnung der Erzeugungsprofile.

Die letztendliche Ausgestaltung eines zentralen Auktionsprozesses könnte sich am Konzept des sog. „Mengen-Markt-Modells“ von Bode & Groscurth (2011) orientieren. Ausgeschrieben wird demzufolge eine zu liefernde FEE-Strommenge, die sich z. B. an den Erfahrungswerten einer 15- oder 20-jährigen EEG-Förderperiode orientiert. Den Zuschlag erhalten die Bieter mit dem günstigsten Gebotspreis in €/MWh.

6.1.3.2 Über dezentrale bilaterale FEE-Abnahmeverträge

In den durchgeführten Experteninterviews wurde mehrfach hervorgehoben, dass Ausschreibungsmodelle die Möglichkeit einer Unternehmensfinanzierung voraussetzen und somit ausschließlich große Akteure von der Einführung eines solchen Verfahrens profitieren. Für einen kosteneffizienten EE-Ausbau sowie die Aufrechterhaltung einer hohen Akzeptanz und Transformationsdynamik ist jedoch aus verschiedenen Gründen darauf zu achten, dass kleine und marktferne Akteure zukünftig nicht von der Inanspruchnahme des Fördermodells ausgeschlossen werden. Verschiedene Untersuchungen zur Akzeptanz der Energiewende haben immer wieder offen gelegt, wie wichtig die Beteiligung der Bevölkerung an den Projekten der Energiewende ist – sei es beim Bau von Wind- oder Biomasseanlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung oder dem Ausbau der Übertragungsnetze (Schadtler 2013; Thielmann et al. 2013; Uken 2011; Renn et al. 2013).

Gleichzeitig wurde in verschiedenen Umfragen immer wieder die Unterstützung der Energiewende sowie des schnellen Ausbaus der EE durch die Bevölkerung bestätigt (Scheer et al. 2013; BEE 2013; Die Welt 2016; AEE 2016). Dabei kristallisiert sich nach und nach heraus, dass es vielen aktiven Bürgern bei der Energiewende auch um einen grundsätzlichen Systemwechsel geht. Sie misstrauen den großen Energiekonzernen und stellen u. a. deshalb die Notwendigkeit der sog. Stromautobahnen von Nord- nach Süddeutschland in Frage, da sie dadurch die Festschreibung zentraler Strukturen zum Vorteil der großen Energiekonzerne als Gegenstrategie zu einer dezentralen Energiewende befürchten (Guyton 2015; Neukirch 2013).

Dabei konnte des Öfteren gezeigt werden, dass vor allem die Energiegenossenschaften einen wichtigen Beitrag zur Akzeptanz der Energiewende vor Ort leisten, günstiges Investitionskapital zur Verfügung stellen und vor allem die kommunale Wertschöpfung vom Ausbau der EE profitiert (ZfK 2015;

Finus et al. 2013; Hirschl et al. 2012). So sehen z. B. auch 96 % der befragten Kommunalvertreter einer ZfK-Erhebung zufolge die Akzeptanz der Energiewende vor Ort als wesentlichen Erfolgsfaktor und sind zu 80 % davon überzeugt, dass „Energiegenossenschaften und andere dezentrale Akteure [...] einen großen bis sehr großen Beitrag zur Akzeptanz in den Kommunen“ leisten (ZfK 2015).

Die Simulationsanalysen in Abschnitt 5.2.6 haben darüber hinaus den überproportionalen Einfluss der akteurspezifischen Renditeerwartung auf die Gesamtförderkosten zum Vorschein gebracht. Auch die Erkenntnisse aus der soziotechnischen Transformationsforschung und das einleitend beschriebene Konzept der ‚Multi-Level-Perspective‘ stellt die Bedeutung kleiner und vor allem neuer Akteure („Challenger“) für den Transformationsprozess heraus. Die ‚Challenger‘ sorgen zu Beginn eines Transformationsprozesses für die notwendigen Innovationen, die das von den alteingesessenen Akteuren („Incumbents“) beherrschte Regime herausfordern.

Aus den genannten Gründen sollten deshalb auch in Zukunft EE-Investitionen von sog. *Bürger-Energieprojekten*¹²⁰ außerhalb des zentralen Auktionssystems sichergestellt werden. Für die vielen kleinen, marktfernen Akteure könnte für diesen Zweck eine De-Minimis-Regelung eingeführt werden, bei der Bürger-Energieinitiativen sog. bilaterale ‚Power-Purchase-Agreements‘ (PPA) mit lokalen Energieversorgern abschließen. Zur Abgrenzung der Akteursgruppen sollte die Nutzung der PPAs jedoch auf kleine Anlagenkapazitäten und niedrige Renditeerwartungen beschränkt bleiben. Die Höhe der gewährten Rendite könnte sich dabei entweder an Kapitalmarktinvestitionen mit vergleichbarem Chancen-Risiko-Verhältnis oder den zentralen Auktionsergebnissen orientieren. Die letztendliche Festlegung sollte durch eine unabhängige Kommission erfolgen. Die über diesen dezentralen Weg installierten EE-Kapazitäten können gleichzeitig bei den zentralen Auktionen berücksichtigt werden. Die Pflicht, entsprechende Projekte auszuschreiben, könnte bei den EVU über eine Quotenregelung verankert werden.

Unabhängig davon wird es bei den aktuellen Stromerzeugungskosten für Wind- und PV-Anlagenbetreiber durch das Einsparen von Steuern, Umlagen und Abgaben immer attraktiver, über die lokale Direktvermarktung (oder den EE-Eigenstromverbrauch) neue Wege außerhalb des offiziellen Fördersystems zu erschließen. Für die Endkunden sind solche Konzepte insofern attraktiv, als sie sich dadurch von den möglicherweise steigenden Stromtarifen der EVU loslösen und somit die zukünftig anfallenden Strombezugskosten besser kontrollieren können.

Sollte die Politik dieser Entwicklung nicht durch entsprechende Änderungen in den gesetzlichen Rahmenbedingungen entgegentreten, wird dieser bilaterale (oder beim Eigenverbrauch monolaterale) Vermarktungsweg auch in Zukunft für vereinzelte EE-Projekte attraktiv bleiben. Da zum heutigen Zeitpunkt noch nicht abschließend über den „besten“ Weg der FEE-Integration entschieden werden kann, sollte der Regulierer diesen alternativen Vermarktungspfad entsprechende gesetzliche Freiräume zugestehen. Im Gegensatz zur heutigen Vorgabe, den FEE-Strom über die ‚Day-ahead‘-Strombörse abzusetzen, könnte so ein tatsächlicher Wettbewerb um die beste FEE-Integration in Gang gesetzt werden. Letzten Endes sind für den Marktintegrationsprozess alle Konzepte förderlich, bei denen sich die Akteure direkt mit der fluktuierenden Einspeisung auseinandersetzen müssen. Das

¹²⁰ Zur Abgrenzung des Begriffs *Bürgerenergieprojekt* wird die Definition von trend:research & Holstenkamp (2013) herangezogen, die innerhalb der Kategorie der *lokalen Energieversorgung* die *Bürgerenergie* von der *Kommunalenergie* abgrenzen, da die Akteure der letztgenannten Versorgungsform u. U. wiederum der „konventionellen“ oder „etablierten“ Energiewirtschaft zugeordnet werden können. Für die verwendete Definition ist dabei zunächst irrelevant, ob ein *Bürgerenergieprojekt* ‚top-down‘ oder ‚bottom-up‘ initiiert und organisiert wird. Mit Bürgerinnen und Bürger werden in der Studie natürliche Personen bezeichnet, die in einem bestimmten Gebiet ansässig sind und die durch ihre Investition öffentlich wirken. Diese Akteursgruppe ist dabei i. d. R. per se wiederum sehr heterogen aufgestellt und je nach Fragestellung muss die Gruppe weiter ausdifferenziert werden (ebd.). Für die vorliegende Arbeit reicht die angeführte Abgrenzungsebene jedoch aus.

von Keiffenheim (2015) und verschiedenen EE-Akteuren vorgeschlagene *Grünstrom-Markt-Modell* wäre hierfür ebenfalls vorteilhaft (LBD 2014).

6.2 Erschließung von Flexibilitäten zur Koordination von Angebot und Nachfrage

Die zukünftige Herausforderung, die Deckung von Stromangebot und -nachfrage bei steigenden FEE-Anteilen zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen, kann, wie unter 6.1 ausgeführt, am besten mit der Integration der FEE über die Stromvertriebe sichergestellt werden. Die Analysen der vielfältigen Einflussfaktoren haben dabei offen gelegt, dass eine Flexibilisierung des Systems mit gleichzeitiger Reduktion der ‚Must-Run‘-Kapazitäten die stärksten positiven Einflüsse auf die Fördereffizienz und -effektivität sowie die Refinanzierungsbedingungen der FEE-Anlagenbetreiber hat.

In Abschnitt 5.1.3 wurde ebenfalls gezeigt, dass sowohl die variable als auch die fixe CP die Anreize zur Flexibilisierung hemmen, da diese Instrumente das Auftreten sehr niedriger und negativer Preise unterbinden und damit die für solche Investitionen förderlichen Preis-Spreads deutlich reduzieren. Damit ergibt sich ein grundsätzlicher ‚Trade-Off‘ zwischen der Notwendigkeit volatiler Preise in Form hoher Preis-Spreads als Flexibilisierungssignal und der Reduktion der Volatilität, um die Planungssicherheit der Kraftwerks- und Anlagenbetreiber zu erhöhen. Im Folgenden wird erörtert, wie diesem ‚Trade-Off‘ sinnvoll begegnet werden könnte.

6.2.1 Der Residuallastmarkt zur Erschließung kurzfristiger Flexibilitäten

Der ‚Day-ahead‘-Spotmarkt ist allgemein als sehr effizientes Instrument zur Koordination des systemweiten KW-Einsatzes und zur Portfolio-Optimierung der Marktteilnehmer anerkannt. Er sollte deshalb auch im vorgeschlagenen Systemdesign zur Erfüllung dieser Funktionalitäten genutzt werden. Wenn, wie zuvor vorgeschlagen, die FEE jedoch nicht mehr wie bisher über die Strombörse integriert werden, sondern direkt über die Portfolien der EVU bzw. BKV, wird sich der ‚Day-ahead‘-Spotmarkt zu einem sog. *Residuallastmarkt* weiterentwickeln. Dieser Markt bietet zwar aufgrund der resultierenden starken Preisvolatilität keine hohe Investitionssicherheit, reicht in seiner Voraussicht jedoch höchstwahrscheinlich aus, um zumindest kurzfristig und günstig zu erschließende Flexibilitätsoptionen – wie z. B. Elektro-Heizstäbe zur Wärme- und Regelleistungsbereitstellung – schnell zu refinanzieren. Dass die Vertriebe „nur“ noch die Residuallast decken müssen, wird auf dem Residuallastmarkt zu einem wirksamen Anreiz zur Suche nach den kosteneffizientesten Flexibilitätsoptionen führen. Die volatilen Preise werden vor allem Speicherbetreibern eine entsprechend hohe Zyklanzahl garantieren und allen Marktteilnehmern, die in eine Zwischenspeicherung der FEE investieren, entsprechende Arbitragegewinne ermöglichen.

Schon heute sind EVUs, wenn sie als BKVs i. S. des EnWG geführt werden, dazu verpflichtet, zu jeder Viertelstunde die Stromeinspeisung und -entnahme in ihrem Bilanzkreis im Gleichgewicht zu halten. Kommen sie dieser Verpflichtung nicht nach, droht ihnen nach der StromNZV (2011) der Entzug der Bilanzkreisverantwortung durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Es besteht also schon heute ein großer Anreiz, das eigene Portfolio so zu managen, dass die Leistungsbilanz zu jeder Viertelstunde ausgeglichen ist. Durch die unvermeidlich steigenden Residuallastgradienten bei weiterem FEE-Ausbau und durch die in Folge steigende Preisvolatilität am Residuallastmarkt erhalten die Versorger ein dauerhaftes und kontinuierliches Signal, im System nach Flexibilitätsoptionen in Form von Speichern, ‚Demand-Response‘-Maßnahmen sowie hochflexiblen Kraftwerken mit gesicherter Leistung zu suchen und in ihre Portfolios zu integrieren. Gerade die EVU, die in der Vergangenheit hohe Risiken eingegangen sind und bereits frühzeitig in emissionsarme, dezentrale und erneuerbare Anlagen investiert und diese ggf. sogar direkt in einem virtuellen Kraftwerk gebündelt haben, werden von dem

vorgeschlagenen System profitieren, da sie nun den durch diese „Vorleistung“ in zukunftsweisende Strukturen gewonnenen Wettbewerbsvorteil nutzen können.

Auch sollte nicht vergessen werden, dass selbst heute noch schätzungsweise 70 % des Stromabsatzes über bilaterale Verträge gehandelt wird. Insofern baut das vorgeschlagene Konzept auf etablierten Strukturen auf. Bei weiter steigenden FEE-Anteilen wäre es darüber hinaus im Sinne der Markt- und Informationseffizienz sinnvoll, die Fristen zur Abgabe von Geboten an den Spotmärkten zu verkürzen und die Schließung der Stromteilmärkte („Gate Closure“) näher an den Zeitpunkt der physikalischen Erfüllung zu rücken, wie es Weber (2010) und Newbery (2010) bereits vorgeschlagen haben. Damit können neue Informationen über Stromangebot und -nachfrage besser in den Preisgeboten der Akteure berücksichtigt werden. Um starke Lastrampen beim bisher stündlich erfolgenden Börsenhandel zu verringern, wäre es überdies sinnvoll, die Laufzeiten der Handelsprodukte am ‚Day-ahead‘-Markt von 1 h auf eine ¼ h zu verkürzen. Die in einem Konzeptpapier der EEX angekündigte Einführung sog. Energiewende-Produkte im Börsenhandel geht hierfür in die richtige Richtung (EEX 2015).

6.2.2 Anreize zur Flexibilisierung der Erzeugungsseite

Die wissenschaftliche und politische Diskussion über die Einführung eines Kapazitätsmarktes für die konventionellen („Back-up“-)KW wird auch deshalb geführt, weil gerade die hochflexiblen und im Vergleich mit den Kohle-KW emissionsärmeren Gas-KW durch den ‚Merit-Order‘-Effekt der EE bei gleichzeitig niedrigen CO₂- und Brennstoffpreisniveaus als erste aus dem Markt gedrängt werden. Wie die Ergebnisse in Abschnitt 5.3.3. gezeigt haben, kommt eine höhere Systemflexibilität in der ersten Hälfte des Simulationszeitraums jedoch vor allem den kohlebetriebenen Grundlastkraftwerken zugute, während die FEE erst ab 2025 von der höheren Aufnahmekapazität im Markt profitieren. Für die Refinanzierungsbedingungen der konventionellen Betreiber über den ‚Energy-Only‘-Markt ist dies zwar kurzfristig betrachtet positiv zu bewerten. Jedoch erzielen in der ‚Best-Case‘-Variante sowohl die Steinkohle-KW als auch die Braunkohle-KW selbst am Ende der Simulation noch Kapazitätsfaktoren i. H. v. 87 %, was im Vergleich zum Referenzszenario mit entsprechend höheren CO₂-Emissionen einhergeht.

Im Vergleich zum Referenzszenario fällt die Auslastung der Gas-KW hingegen zum Ende sogar niedriger aus. Nichtsdestotrotz hat sich gezeigt, dass erst die Kombination aller positiv wirkenden Einflussfaktoren dazu in der Lage ist, die EE-Ausbauziele zumindest näherungsweise zu erreichen. Selbst wenn, wie in den Simulationen angenommen, die CO₂-Preise bis 2035 deutlich auf ca. 50 €/t ansteigen, kann der Strommarkt in seiner heutigen Ausgestaltung offenbar nicht gewährleisten, dass die markt-endogenen Anreize beim Transformationsprozess zum sog. ‚Fuel Switch‘ von Kohle zu Gas führen.

Im vorgeschlagenen Systemdesign stehen die konventionellen („Back-up“-)KW jedoch nicht mehr allein über die kurzfristigen Grenzkosten im Wettbewerb mit anderen regelbaren Erzeugungsanlagen. Bei der FEE-Integration über die Versorger würde die Qualität des angebotenen Produktes – als eine Kombination aus kostengünstiger Erzeugung, flexibler Fahrweise, kurzfristig gesicherter Leistung und umweltfreundlichem Brennstoffeinsatz – einen höheren Wert erhalten.

Der große Vorteil im Vergleich zum heutigen System ist, dass speziell die aus Klimaschutz- und Flexibilitätsgründen systemdienlicheren Gaskraftwerke (GuD, GT, BHKW) nicht mehr allein über den CO₂-Zertifikate- und Brennstoffpreis in Konkurrenz mit den Kohlekraftwerken treten, sondern auch über die schnelle und kostengünstige Regelbarkeit. Die regulatorische Unsicherheit über die Festlegung von CO₂-Grenzwerten im Emissionshandel auf europäischer (oder globaler) Ebene kann damit zumindest teilweise entschärft werden. Gleichzeitig werden aber auch die Kohlekraftwerksbetreiber angereizt, in Zukunft Maßnahmen zu ergreifen, die ihre Betriebsweise flexibilisieren, da bei immer

steileren Residuallastgradienten die An- und Abfahrtskosten als Teil der Grenzkosten eine immer größere Rolle spielen.

6.3 Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit

Das zuvor diskutierte Konzept zur Refinanzierung der FEE-Anlagen, zur Erschließung weiterer Flexibilitätsoptionen sowie zur Investition in flexible erneuerbare und konventionelle Erzeugungsanlagen soll nun mit der Herausforderung der Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit (VS) in Verbindung gebracht werden. Dass die Anforderung der Sicherstellung der Versorgung nicht zu unterschätzen ist, haben die untersuchten Szenario-Varianten offengelegt. Bei allen Simulationen konnte festgestellt werden, dass ab etwa 2028 zunehmend Knappheitspreise im Markt auftreten, da die im Modell hinterlegte gesicherte und kurzfristig verfügbare Leistung nicht mehr ausreicht, um die Nachfrage in jeder Stunde zu decken.

Die Ergebnisse zur VS müssen an dieser Stelle jedoch etwas relativiert werden. Einerseits wurde die Möglichkeit des Lastabwurfs bei der Modellierung nicht berücksichtigt. Und andererseits führen steigende Börsenpreise in der Realität normalerweise über den Terminmarkt zu neuen Investitionen und würde somit der zunehmenden Knappheit im Markt entgegenwirken. Darüber hinaus muss eingeschränkt werden, dass im Modell bisher keine Stromimporte zur Deckung der Nachfragespitzen durch ausländische KWs berücksichtigt werden.

Teilweise wird zwar argumentiert, dass der ‚Energy-Only‘-Markt theoretisch (Investitions-)Anreize für adäquate neue Kraftwerke und andere Aggregate bereitstellen kann. Diese theoretische Argumentation unterschätzt jedoch die in der Realität vielfältig vorhandenen Markt- und Staatsversagenstatbestände sowie die Gefahr, dass die Preissignale zur Installation neuer Kapazitäten nicht rechtzeitig an die Marktteilnehmer ausgesendet werden (Reeg et al. 2015). Außerdem haben die Simulationen gezeigt, dass die Preisvolatilität am ‚Day-ahead‘-Markt mit steigender FEE-Einspeisung extrem zunehmen wird. Eine hohe Preisvolatilität erhöht aber wiederum das Investitionsrisiko, da die zukünftigen Rückflüsse von den Akteuren immer schwerer abgeschätzt werden können. Neben einer adäquaten Vorlaufzeit kommt es der Investitionsdynamik ebenfalls zugute, wenn die Investoren eine gewisse Planbarkeit der Rückflüsse erwarten können. Dies gilt nicht nur für die FEE, sondern genauso für konventionelle KW, ‚Demand-Response‘-Maßnahmen und Speichereinheiten. Eine längere Vorlaufzeit und bessere Planbarkeit der Rückflüsse, die sowohl auf der Angebots- als auch Nachfrageseite für Investitionen in gesicherte Leistung bzw. Flexibilitäten zu besseren (Re-)Finanzierungsbedingungen führen würden, können dabei über öffentliche Ausschreibungen bzw. bilaterale langfristige Abnahmeverträge besser sichergestellt werden und ebenfalls zu effizienten Marktergebnissen führen (Neuhoff & Vries 2004).

Bei einer integrierten Betrachtung der diskutierten Herausforderungen erweist es sich nach der Beschreibung des Konzepts zur FEE-Integration als besser, zukünftig den EVU bzw. BKV auch die Verantwortung für die Gewährleistung der VS zu übertragen.¹²¹ Das Angebot adäquater gesicherter Leistung bzw. eine kurzfristige Reduktion der Last bekommt damit einen kundenspezifischen Wert. Damit werden zukünftig auch die Präferenzen der Stromnachfrager berücksichtigt, die nach Praktiknjo (2013) and Praktiknjo et al. (2011) in ihrer individuellen Wertschätzung für eine 100 %ige Versorgung sehr unterschiedlich ausfallen können. Jeder Stromkunde kann sich somit seine lastseitige Flexibilität individuell von seinem Versorger vergüten lassen. Um die gesicherte Leistungsvorhaltung nicht zu kleinteilig zu organisieren, sollte diese Aufgabe ebenfalls bei den BKV gebündelt werden. Da die EVU bei diesem Konzept auch längerfristig die Verfügbarkeit der entsprechenden Leistung garantieren

¹²¹ Ein solches Konzept zur privaten Leistungsvorsorge wurde u. a. von Ecke et al. (2013) und Cremer (2013) vorgeschlagen.

müssen, werden sie angereizt, ihre Portfolien über bilaterale Verträge zur Befriedigung dieser Anforderungen auszustatten.

In einer ersten Stufe können verstärkte Anreize zur Erschließung von gesicherter Leistung über striktere Bilanzkreisregeln geschaffen werden. Im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des BMWi (2015b) ist in diesem Zusammenhang vorgesehen, dass bei einer notwendigen Aktivierung der noch zu schaffenden Kapazitätsreserve eine Strafzahlung i. H. v. 20.000 €/MWh für unterdeckte Bilanzkreise fällig wird. Sinnvoll erscheinen des Weiteren Maßnahmen, die auch von Nicolosi et al. (2014) vorgeschlagen werden:

- eine **Anpassung des Preis-Multiplikators** bei der Abrechnung von Ausgleichsenergie (AE), falls die Regelernergie stark in Anspruch genommen werden muss;
- die **Einführung asymmetrischer Elemente** im AE-Mechanismus, sodass positive bzw. negative Bilanzabweichungen unterschiedlich geahndet werden;
- die **Weiterentwicklung der Lastprognoseverfahren**, sodass die Nachfrageprognosen zukünftig nicht mehr über Standardlastprofile erfolgen;
- eine Rückübertragung der **Verantwortung für die Bewirtschaftung der Differenz-Bilanzkreise**¹²² von den Verteilnetzbetreibern zu den Vertrieben.

Beim letzten Punkt müsste in Kauf genommen werden, dass kleinere Vertriebe entsprechend hohen finanziellen Risiken ausgesetzt werden. Ein optimierter AE-Mechanismus kann jedoch den Anreiz bei den EVU bzw. BKV stärken, ebenfalls Leistung und flexible Lasten zu kontrahieren. Die Auswahl eines Anbieters bliebe dabei den Akteuren selbst überlassen (ebd.).

Die Übertragungsnetzbetreiber behalten im vorgeschlagenen Systemdesign die Verantwortung für die kurzfristige Systemstabilität und damit die Kontrolle über die Regelergiemärkte. Sinnvoll wäre jedoch eine weitere Absenkung der Präqualifikationsanforderungen für kleine und erneuerbare Anbieter, um es diesen zukünftig zu ermöglichen, ebenfalls einen Beitrag zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität zu leisten. Gerade Wind- und PV-Anlagen besitzen bei der Variante mit zentralem FEE-Käufer bei einer Pool-Bildung ein nicht zu unterschätzendes Potenzial zur Bereitstellung negativer Regelleistung. Zusätzlich sollten die Ausschreibungszeiträume für die Sekundärreserve auf einen Tag verkürzt werden, um den schlechten Prognosebedingungen der FEE gerecht zu werden.

6.3.1 Ausschreibung von Verträgen über gesicherte und flexible Leistung

Trotz der Reduktion der Grundlast- und ‚Must-Run‘-Kapazitäten durch Absenkung der thermischen Mindesterzeugungsleistung aus dem System ausscheidender Kernkraft- und Braunkohle-KW haben die Gas-KW in den Referenzszenarien bei Anwendung der MP_{var} in Abschnitt 5.1.3 nur eine relativ geringe Auslastung erreicht. Ihre Refinanzierung war mit einem durchschnittlichen Kapazitätsfaktor i. H. v. 31 % bei den GuD und 16 % bei den GT kaum gesichert, während die Braun- und Steinkohle-KW durchschnittliche Werte von knapp 92 % bzw. 78 % erreicht haben. In der ‚Best-Case‘-Variante in Abschnitt 5.3.3 ging die durchschnittliche Auslastung der GuD trotz deutlich höherer Gesamtnachfrage sogar auf 30 % herunter, während die der GT zumindest bei 16 % relativ gleich blieb. Dabei schwankte der Kapazitätsfaktor bei den GT von Jahr zu Jahr jedoch stark – mit Werten zwischen 0 % zu Beginn und maximal 33 % zum Ende des Simulationszeitraums.

Für die Refinanzierung der Vollkosten und die Planungssicherheit der KW-Betreiber ist es deshalb sinnvoll, dass die (‚Back-up‘-)KW zukünftig eine zusätzliche Vergütung in Form einer Kapazitätzahlung erhalten, um dem Strommarkt zur Vorhaltung gesicherter Leistung zur Verfügung zu stehen. Dabei sollte die Notwendigkeit der Zahlungen allerdings in regelmäßigen Abständen überprüft wer-

¹²² Die Differenzbilanzkreise subsumieren die Abweichungen der prognostizierten von der tatsächlichen Stromnachfrage.

den, da die Auslastung in Abhängigkeit von der restlichen installierten konventionellen Leistung über die Zeit auch wieder zunehmen kann.

Im vorgeschlagenen Konzept besteht für die EVU bzw. BKV die Möglichkeit, entweder über ein öffentliches Ausschreibungsverfahren oder bilateral ausgehandelte Verträge:

- **flexible Erzeugungskapazitäten** mit gesicherter Leistung (ggf. in Verbindung mit langfristigen Stromabnahmeverträgen) oder
- **flexible Lasten** auf der Nachfrageseite

zu beschaffen und zur Absicherung der FEE-Einspeisung in ihre Portfolien zu integrieren.

Bei der ersten Option wird es der Erzeugungsseite durch den langfristigen Charakter und die kontinuierlichen Zahlungsflüsse ermöglicht, zukünftige Preis- und Mengenrisiken besser abschätzen und minimieren zu können. Die Investitionssicherheit der Anlagen zur Deckung der residualen Last wird dadurch erhöht und der Gefahr eines Investitions-Attentismus könnte damit angemessen begegnet werden. Die zweite Option lässt der vielfältig und dezentral vorliegenden Ideenvielfalt sämtlicher Marktakteure freie Hand, um nach den ökonomisch effizientesten Lösungen zur Flexibilität der Nachfrageseite zu suchen. Auch das Aussetzen einer zwischenzeitlich nicht benötigten Versorgung könnte zwischen Versorger und Verbraucher individuell ausgehandelt werden.

Gerade leistungsgemessene industrielle Gewerbekunden mit nachfrageseitiger Flexibilität durch ‚Demand-Response‘-Maßnahmen – und in fernerer Zukunft ggf. auch private Endkunden mit fernsteuerbarem Zugriff über Smart-Meter – sind in diesem Marktsystem nicht mehr auf die restriktiven Präqualifikationsbedingungen und Produktbeschränkungen der Regelenergiemärkte angewiesen, sondern können sich ihr vollständiges Flexibilisierungspotenzial am Markt bzw. vom Versorger entsprechend vergüten lassen. Um ein bestimmtes VS-Niveau auch gegenüber dem Regulierer zu gewährleisten, könnte eine Anzeigepflicht der EVU bzw. BKV über die Vorhaltung gesicherter Leistung bzw. über die maximal zu deckende Nachfrage beim Systemverantwortlichen eingeführt werden.

Gegen die dezentralen Ansätzen zur Sicherstellung der Versorgung wird häufig eingewendet, dass die Versorger seit der Liberalisierung ihre Absatzmengen nur über maximal zwei bis drei Jahre relativ gut vorhersehen können, da die meisten Lieferverträge nicht über diese Vertragslaufzeit hinaus abgeschlossen werden (können). Dies könne dazu führen, dass die Versorger sich nicht mit adäquaten gesicherten Leistungs- bzw. Flexibilitätsverträgen absichern können. Dies stellt jedoch keinen prinzipiellen Hinderungsgrund für eine dezentrale Ausgestaltung der VS dar und verkennt das Potenzial auch kurzfristig erschließbarer, gesicherter Leistung auf der Nachfrageseite – das Potenzial für Investitionen also, die sich auch schon nach zwei bis drei Jahren amortisieren lassen.

Außerdem sollte beachtet werden, dass sich die Gesamtnachfrage nach gesicherter Leistung auf Systemebene mittelfristig nur langsam ändert. Deshalb kann ein Versorger, der einen Teil seiner Kunden an die Konkurrenz verliert, die zuvor kontrahierte Leistung auf einer OTC-Handelsplattform weiterverkaufen. Ein Anreiz zur Monopolisierung dieser Leistung seitens der Versorger besteht in diesem System nicht; denn der Versorger ist bestrebt, die Zusammensetzung seines Portfolios so günstig wie möglich zu halten, um nicht einen Wettbewerbsnachteil gegenüber der Konkurrenz zu erleiden.

6.3.2 Skalierung auf europäische Ebene und Integration ausländischer Kapazitäten

Mit dem vorgestellten Ansatz können darüber hinaus in Zukunft problemlos konventionelle oder regelbare erneuerbare Stromimporte von ausländischen Anlagen – z. B. in Form solarthermischer-KW und von Speicherwasserkraft – zur Aufrechterhaltung der VS mit eingebunden werden. Dabei würden ausländische Anbieter gesicherter Leistung bzw. verschiebbarer Lasten nicht wie bei einem zentralen Kapazitätsmechanismus mit nationaler VS-Perspektive diskriminiert werden. Ein System mit

hohen Anteilen an EE ist aus systemanalytischer Perspektive günstiger zu realisieren, wenn der FEE-Anteil in einem ausgewogenen Verhältnis zu regelbaren EE steht (Trieb 2013). Da die heimischen regelbaren EE-Ressourcen jedoch begrenzt sind, wird man für diesen Zweck auf die Erschließung ausländischer REE-Kapazitäten angewiesen sein.

Eine weitere regulatorische Herausforderung bei zentralen Ansätzen zur Gewährleistung der VS stellte sich, wenn sich bei fortschreitender Integration der europäischen Strommärkte auf supranationaler Ebene auf einen einheitlichen Kapazitätsmechanismus geeinigt werden muss. Angesichts der deutlichen Unterschiede in den EU-Ländern bei der Kraftwerksparkzusammensetzung, den vorhandenen Infrastrukturen, den fossilen Ressourcenvorkommen und EE-Potenzialen sowie nationalen Energiepolitiken stehen diesem Vorhaben bei der politischen Kompromissfindung hohe Hürden entgegen. Unbestritten ist allerdings, dass die Gewährleistung der VS auf europäischer Ebene prinzipiell günstiger zu realisieren wäre als bei nationaler Perspektive (Maurer et al. 2012).

6.4 Darstellung des ganzheitlichen Systemdesigns

Folgende konzeptionelle Darstellungen zeigen abschließend und zusammenfassend das entwickelte ganzheitliche Systemdesign mit der Variante eines zentralen FEE-Käufers (Abbildung 6-1) und der Variante einer dezentralen FEE-Direktvermarktung (Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.) sowie das Zusammenspiel der Systemelemente.

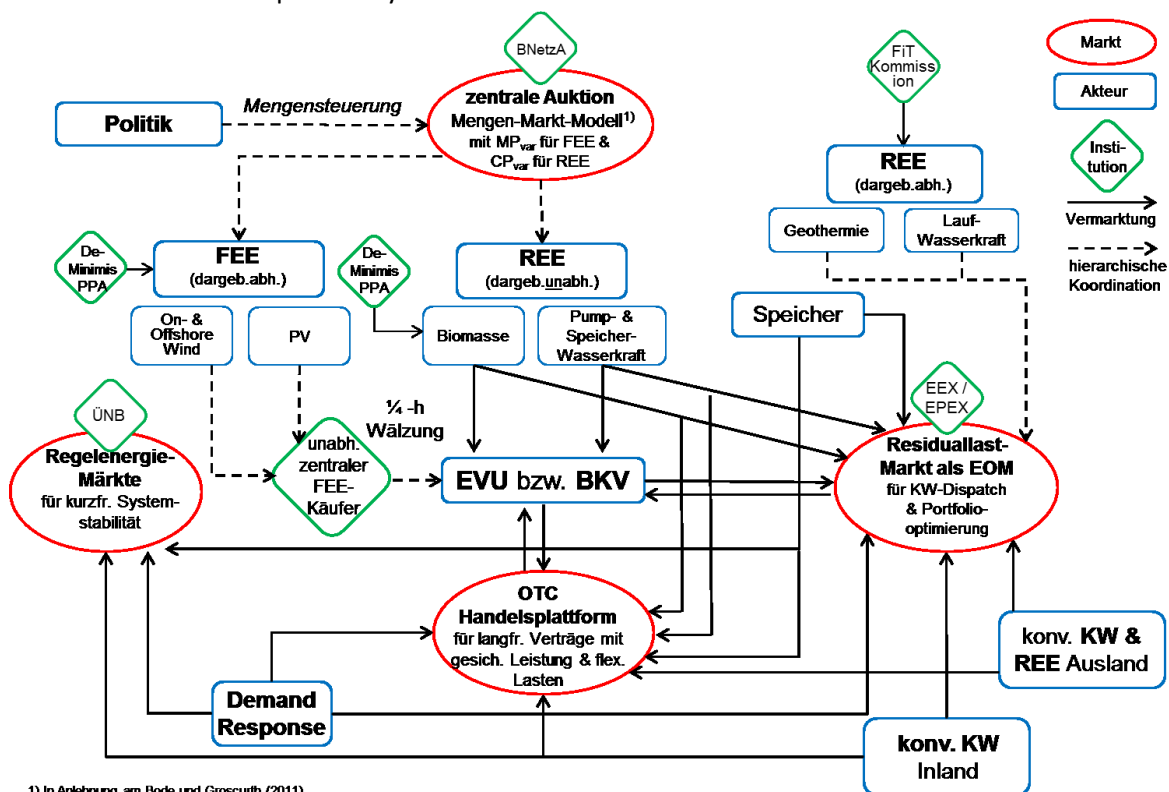


Abbildung 6-1: Konzept des ganzheitlichen Systemdesigns mit unabhängigen zentralen FEE-Käufer zur Integration hoher Anteile an FEE

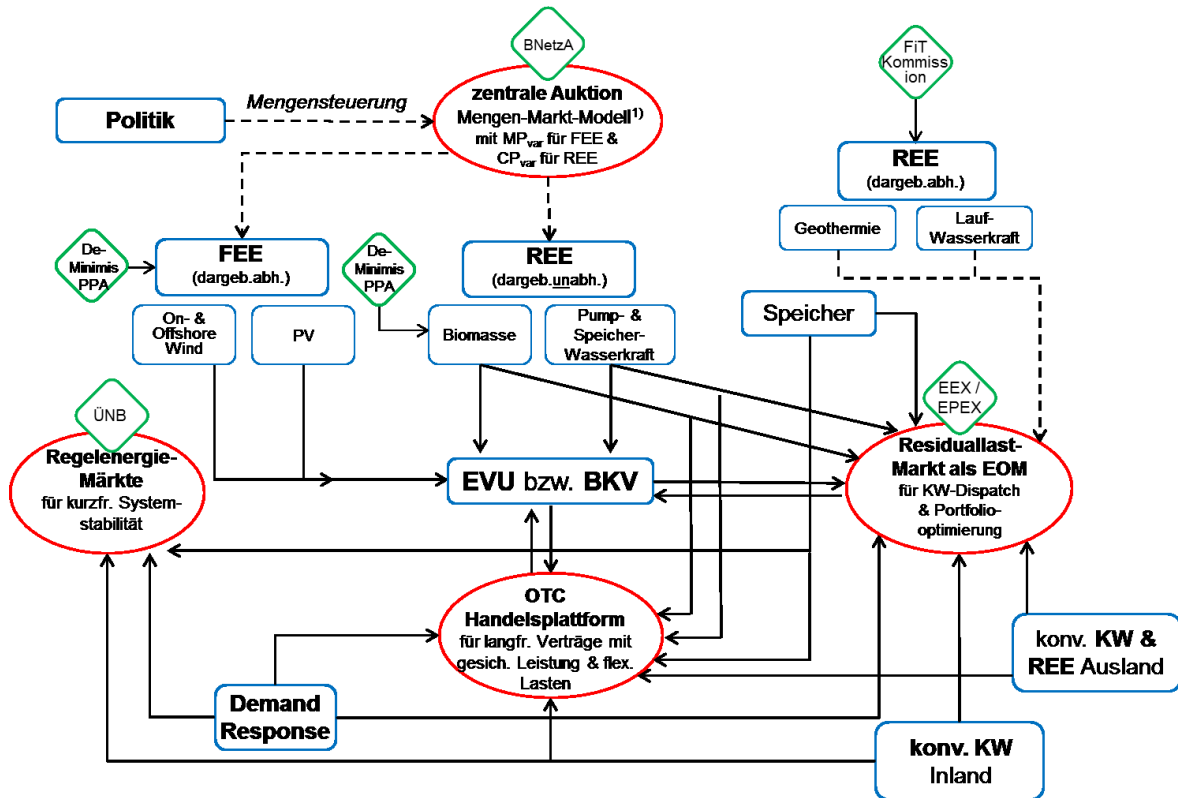


Abbildung 6-2: Konzept des ganzheitlichen Systemdesigns mit dezentraler, wettbewerblcher Direktvermarktung zur Integration hoher Anteile an FEE

7 Fazit und Ausblick

7.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Kern der vorliegenden Arbeit ist die integrierte und ganzheitliche Betrachtung der Herausforderungen, die sich ergeben, wenn die FEE-Stromerzeugung politisch gewollt im Mittelpunkt der zukünftigen Stromversorgung stehen soll – und wenn dabei gleichzeitig den vorherrschenden liberalisierten Marktregeln des Stromsektors Rechnung getragen, die verstärkte FEE-Marktintegration geleistet und die Versorgungssicherheit aufrechterhalten werden muss. Unter welchen Bedingungen und Anreizsystemen die energiepolitischen Ziele des EEG (2014) bis 2035 und darüber hinaus möglichst effizient erreicht werden können, gibt immer wieder Anlass für wissenschaftliche und politische Diskussionen. **Kaum diskutiert wird hingegen die Frage, ob die bisher erfolgte FEE-Ausbaudynamik auch zukünftig überhaupt effektiv sichergestellt werden kann.**

Auf Basis der gewonnenen Simulationsergebnisse und Erkenntnisse mit dem AMIRIS-Modell – das die energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen und Handlungsoptionen der in diesem komplexen Systemzusammenhang handelnden Akteure modellhaft abbildet – **müssen die Schlussfolgerungen vieler EEG-Reform-Studien der vergangenen Jahre in Frage gestellt werden.** Diese mahnen vor allem eine effizientere EE-Förderung als gegenwärtig an und fordern zu diesem Zweck eine verstärkte Integration mittels neuer, stärker marktorientierter Instrumente. Die Gründe für die unzulänglichen Schlussfolgerungen vieler bisheriger Untersuchungen liegen den Simulationsergebnissen zufolge primär in der bisherigen Nicht-Berücksichtigung der spezifischen techno-ökonomischen sowie soziotechnischen Unterschiede zwischen fluktuierend einspeisenden erneuerbaren und konventionellen Anlagen mit speicherbaren Energieträgern sowie den daraus resultierenden unterschiedlichen Möglichkeiten der Akteure, mit Risiken und Unsicherheiten angemessen umzugehen. Gleichzeitig könnte die bisher relativ unbeachtete und in Abschnitt 2.2.1 **erwähnte Friktion beim Handel auf der ‚Day-ahead‘-Strombörse** zwischen FEE- und konventionellen Kraftwerksbetreibern **die Aufnahmekapazität für FEE-Strom im Markt frühzeitig begrenzen** (vgl. Abschnitte 5.2.2 bis 5.2.7).

Mit den Erkenntnissen aus AMIRIS als einem agentenbasierten Simulationsmodell zur Analyse techno-ökonomischer und soziotechnischer Effekte bei der Strommarktintegration und Refinanzierung erneuerbarer Energien sollen die erwähnten Unsicherheiten und realen Bedingungen der Akteure im Strommarkt der Politik für die **Gesetzesfolgenabschätzung** zugänglich gemacht werden. So konnte durch die Simulationsanalysen beispielsweise gezeigt werden, dass eine verstärkte Marktintegration der FEE über eine fixe Markt- oder Kapazitätsprämie zum ersten die Erreichung der Ziele nicht etwa effizienter, sondern tendenziell teurer werden lässt; dass diese Instrumente zum zweiten kontraproduktive Anreize bei der Direktvermarktung bzgl. der Standortentscheidung, der Anlagenauslegung sowie der Betriebsführung bei den Investoren und Betreibern von FEE-Anlagen setzt; und dass drittens mit der Einführung dieser Instrumente die effektive Erreichung der EE-Ausbauziele in Frage gestellt werden kann, da die FEE-Anlagen unter der intendierten Anreizwirkung der deutlichen Gefahr ausgesetzt werden, konsequent marktgetrieben abgeregelt zu werden, bevor überhaupt höhere EE-Anteile im System erreicht werden können (vgl. Abschnitt 5.1.3).

Um die Funktionsweise von (Strom-)Märkten zu verstehen, sind neue und innovative Methoden wie die der agentenbasierten Modellierung (ABM) bei der Analyse der Wirkung energiepolitischer Instrumente sehr hilfreich. **Mit der ABM können die komplexen Interdependenzen von Marktmechanismen und energiepolitischen Wirkungsweisen im Energiesektor aufgedeckt und zunächst besser verstanden werden.** Das Verständnis dieser vielfältigen Zusammenhänge ist eine notwendige Bedingung für effektive energiepolitische Reformen. Ansonsten läuft die Politik, wie in der Vergangenheit

bereits häufig zu beobachten, Gefahr, dass sich die Instrumente ex post betrachtet als unzureichend, fehlerhaft in ihren Anreizen oder schlimmstenfalls sogar als kontraproduktiv erweisen.

Dabei kann das AMIRIS-Modell nicht nur helfen, das **komplexe adaptive (Markt-)System Schritt für Schritt in einem reproduzierbaren virtuellen Laborumfeld zu analysieren**, um die Wirkung diverser Einflussfaktoren und Politikinstrumente **auf der Makro-Ebene der Stromeinspeisung und (Börsen-)Marktwertentwicklung** offen zu legen, sondern es können auch die **Wirkungen dieser Faktoren aus der Mikro-Perspektive der Akteure erklärt werden**, um deren Investitionschancen- und Risiken bei veränderten Rahmenbedingungen zu elaborieren. Farmer (2001) folgerte deshalb bereits sieben Jahre vor dem Ausbruch der Finanzmarktkrise: „If I needed an investment strategy now, I would certainly use the empirical approach. But to really understand how markets work, we have to use agent-based models. Within five years, people may be trading money with agent-based models“, S. 70. Die von Farmer identifizierte Notwendigkeit der ABM für ein besseres Verständnis von Märkten behält erst recht im Kontext komplexer soziotechnischer Transformationsprozesse ihre Gültigkeit.

Seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 sind viele neue heterogene Akteursgruppen als ‚Challenger‘ zunächst mit Nischenaktivitäten und neuen Geschäftsmodellen auf den Markt getreten. Im sicheren Investitionsumfeld des EEG mit seinen fixen Einspeisetarifen (FiT) konnten sie die ‚Incumbents‘ des Regimes herausfordern und ihnen sukzessive Marktanteile streitig machen. Alte Gesetzmäßigkeiten, Marktprozesse und -routinen verloren dabei im Zuge der Transformation nach und nach ihre Gültigkeit bzw. mussten neu verhandelt werden. **In einem solchen Umfeld folgt das ökonomische System häufig einem evolutorischen Pfad und nicht einer Folge von stationären Gleichgewichten** (Arthur 2006). Genau darin unterscheidet sich das untersuchte System fundamental von der neoklassischen Annahme eines allwissenden, nutzenmaximierenden Individuums, des *Homo oeconomicus*. Genauso wenig existiert in der Realität der in der neoklassischen ökonomischen Wohlfahrtstheorie verwendete Begriff des *sozialen Planers*, der darüber wacht, dass alle Güter und Ressourcen möglichst effizient allokiert werden und sich alle Marktteilnehmer auch zum Nutzen des Gemeinwohls verhalten.

Im Zuge der Energiewende ergeben sich kurz- und mittelfristig immer wieder neue Interaktionen, gegenseitige Abhängigkeiten und Ursache-Wirkungsbeziehungen im System. **Modelle die bei der Identifikation dieser Beziehungen allein auf der Empirie der Vergangenheit beruhen, können deshalb allein schon aus methodischen Gründen zu fehlerhafter Ergebnisinterpretation führen.** Diese Gefahr besteht insbesondere dann, wenn sie für explorative oder prospektive Analysen in einem komplexen soziotechnischen System eingesetzt werden, dessen alte Gesetzmäßigkeiten im Zuge eines Liberalisierungsprozesses oder der Umsetzung eines energiepolitischen Großprojektes in naher Zukunft ggf. keine oder nur noch eine untergeordnete Bedeutung haben.

Im Vergleich zu den klassischen ökonomischen Ansätzen und Modellbildungen, die im Rahmen der Energiewende zur Analyse und Bewertung von Politiken eingesetzt werden, hat der agentenbasierte Simulationsansatz offen gelegt, wie wichtig die Berücksichtigung der realwirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Unsicherheiten bei der Effizienzbewertung ist. So ist auch Nicolas Stern in seinem 2016 erschienen *Nature*-Kommentar inzwischen davon überzeugt, dass die gegenwärtigen makro-ökonomischen **‚Integrated-Assessment‘-Modelle (IAMs) aufgrund methodischer Unzulänglichkeiten die Risiken und Kosten des unkontrollierten Klimawandels einerseits sowie die Chancen einer emissionsfreien Wirtschaft andererseits unterschätzen.** Hingegen können ABMs wesentlich realistischere Repräsentationen komplexer sozio-ökonomischer Systeme modellieren und stellen damit eine vielversprechende Entwicklung zur ‚Policy‘-Analyse dar (Stern 2016).

Kennt und versteht man jedoch die zugrundeliegenden restriktiven Annahmen vieler herkömmlicher ökonomischer (theoretischer) Analysemethoden, verwundert es nicht, dass in der wissenschaftlich-politischen Diskussion über das „beste und effizienteste“ Markt- und Förderdesign häufig auf eine

beschleunigte EE-Marktintegration unter Nutzung marktbasierter Instrumente gesetzt wird. Doch wie Bofinger (2013) hervorhebt, beruht Hayeks Plädoyer für den Markt aus dem Jahr 1945 „auf der Voraussetzung, dass es eine Form von Wissen gibt, das nur dezentral verfügbar ist, [...] es gibt [jedoch] **Formen von Wissen, die besser auf einer zentralen Ebene gesammelt und verarbeitet werden**“, S. 42. Die Konsequenzen der Nicht-Beachtung dieses Umstands haben sich vor allem beim Vergleich eines zentralen und dezentralen FEE-Marktintegrationskonzepts gezeigt (vgl. Abschnitt 5.2.7). Neben den Effizienzvorteilen bei der Direktvermarktung eines zentral bewirtschafteten, deutschlandweiten FEE-Portfolios („Single-Buyer“-Modell) durch die starken Skalen- und „Smoothing“-Effekte haben die Simulationsergebnisse die Gefahr einer zunehmend ineffizienten „Day-ahead“-Preisbildung offen gelegt, die aufgrund steigender Informationsasymmetrien bei den (dezentralen) Abregelungsentscheidungen der Direktvermarkter und der systemweiten vortäglichen FEE-Prognose der ÜNBs in einem dezentralen FEE-Vermarktungssystem entstehen kann.

Vor der Einführung neuer marktbasierter Instrumente sollte im Rahmen der Energiewende deshalb genau geprüft werden, wo Marktmechanismen zur Steuerung und Koordination bestimmter Informationen wirklich sinnvoll, d. h. effizient, sind und wo nicht. **Märkte sind auch in wettbewerblich organisierten Systemen nicht das einzige Steuerungsinstrument komplexer ökonomischer Prozesse.** So findet z. B. i. d. R. die Herstellung von Gütern und Dienstleistungen in den Unternehmen selbst entweder in hierarchisch oder – bei Kooperativen und Genossenschaften – als Netzwerke organisierten Strukturen statt, da diese Koordinierungsinstrumente in diesem spezifischen Umfeld effizienter funktionieren als ein marktbasierter Ansatz.

Beckert (2007) identifiziert z. B. drei Koordinationsprobleme, die zunächst gelöst werden müssen, bevor Märkte als effiziente Austauschmechanismen funktionieren können:

- das **Wertproblem**¹²³,
- das **Problem des Wettbewerbs**¹²⁴ und
- das **Kooperationsproblem**¹²⁵.

Wie die Simulationsanalysen jedoch zeigen konnten, erweist sich schon die erste Voraussetzung beim Stromhandel an der Börse als problematisch. Bei der bisherigen Vermarktung des FEE-Stroms über den „Day-ahead“-Spotmarkt wird der sich kurzfristig einstellende Marktwert einer FEE-Anlage primär von der zeitlichen Verfügbarkeit der dargebotsabhängigen Ressource sowie der kurzfristigen Nachfrage nach Strom bestimmt. Der „Marktwert“ bemisst sich somit also gerade nicht an der individuellen Wertschätzung des Produktes durch die jeweiligen Vertragspartner. Für eine effiziente Erschließung von Flexibilitätsoptionen sowie die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit (VS) sollte sich der Wert zukünftig jedoch besser an der spezifischen Qualität der angebotenen bzw. nachgefragten

¹²³ Unter dem Wertproblem versteht Beckert die Schwierigkeit der Marktakteure, den Wert eines Gutes subjektiv korrekt zu bewerten. „Nur wenn Käufer in der Lage sind, zwischen dem Wert von Gütern, die auf Märkten angeboten werden, zu unterscheiden und Verkäufer zuverlässig den Wert der von ihnen angebotenen Waren darlegen können, wird Ungewissheit reduziert und kann Kaufbereitschaft entstehen“ (S. 53).

¹²⁴ Unter diesem Begriff versteht Beckert das Paradox, „dass effiziente Märkte zwar auf vollständigem Wettbewerb basieren, im Marktgleichgewicht die Grenzkosten aber den Grenzerlösen gleichen und somit kein Profit erwirtschaftet werden kann, womit zugleich der Anreiz zur Produktion für den Markt erlöschen würde. Gewinne werden erst möglich, wenn sich Märkte im Ungleichgewicht befinden“, S. 55. Dieses Problem wird im liberalisierten Stromsektor auch als klassisches „Missing-Money“-Problem bezeichnet (vgl. hierzu auch Weber (2002) oder Ockenfels (2008)).

¹²⁵ Dieses dritte Problem entsteht laut Beckert „aus den sozialen Risiken, die Marktakteure aufgrund ihrer unvollständigen Kenntnis der Handlungsabsichten des Tauschpartners und der Qualität des zu erwerbenden Produktes eingehen. Marktbeziehungen sind riskant, wenn ein Tauschpartner in Vorleistung tritt, ohne sicher sein zu können, dass der andere seine vertraglichen Verpflichtungen auch tatsächlich einhält, oder wenn Verträge unvollständig spezifiziert sind.“, S. 56. Dieses Problem wird im institutionellen Stromhandel damit gelöst, dass eine sog. Clearingstelle diese Ausfallsrisiken absichert, indem die Marktteilnehmer über ihre Handelsgebühren eine Versicherungsprämie zahlen.

erneuerbaren oder konventionellen Energie, gesicherten oder regelbaren Leistung und Arbeit oder der klimaneutralen Produktion orientieren.

Um das Wertproblem im Stromhandel zu lösen, wird vorgeschlagen, **die Integration der FEE nicht wie bisher über die Strombörse, sondern über die Vertriebe der Energieversorgungsunternehmen (EVU) bzw. der Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) abzuwickeln**. Darüber hinaus wäre es in einem System mit hohen FEE-Anteilen zukünftig sinnvoll, nicht mehr wie bisher zwischen erneuerbaren und konventionellen, sondern zwischen fluktuierenden und Technologien mit speicherbarem Energieträger zu unterscheiden. So haben die Ergebnisse bspw. verdeutlicht, dass die flexibel einsetzbaren Biomasseanlagen im Gegensatz zur den FEE durchaus sinnvoll über die Strombörse in den Markt integrierbar, zukünftig aber über eine Kapazitätsprämie effizienter gefördert werden können, damit die Entscheidung der Anlagenbetreiber bei der Betriebsführung nicht durch eine Marktprämie verzerrt wird (vgl. Abschnitt 5.2.5).

In einem System mit 80 % oder 90 % EE-Anteil müssen kurzfristige EE-Stromüberschüsse kurz-, mittel- und langfristig zwischengespeichert oder in andere Sektoren überführt werden. Um die Ausbauziele nicht zu gefährden, müssen deshalb zwingend neue Flexibilitätspotentiale erschlossen werden. Im heutigen Marktdesign und auch in den überwiegend diskutierten Vorschlägen für ein zukunftsfähiges Marktdesign bleibt jedoch unbeantwortet, wie diese Flexibilität ins System bzw. „den Markt“ kommen soll, da die FEE und konventionellen KW bisher nicht in einer ganzheitlichen und integrierten Betrachtung zusammengebracht worden sind. Mit dem vorgestellten ganzheitlichen Systemdesign wird angestrebt, dieses Defizit zu beheben, indem die Versorger als einzige (dezentrale) Akteure im System mit Einflussmöglichkeiten sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite als sog. **EE-Marktintegratoren zu neuen Nachfragern nach Flexibilität aufgewertet** werden. Dabei wird ein kontinuierlicher und evolutorischer Ansatz vorgeschlagen, bei dem auf etablierten Marktstrukturen des desintegrierten Stromsystems aufgebaut wird, damit die Gefahr radikaler Systembrüche – sei es bei der Umsetzung eines neuen EE-Förderregimes, eines neuen Integrationskonzepts oder bei der Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes – vermieden wird.

Langfristig stabile Rahmenbedingungen sind der größte Garant für eine erfolgreiche Umsetzung der Ziele der Energiewende. Gerade bei der Transformation eines System mit hohen Kapitalinvestitionen, langfristigen Investitionszyklen, hohen versunkenen Kosten und einem Gut mit sehr hohem gesellschaftlichem Wert sollten die Rückflüsse für die Investoren berechenbar bleiben. Ansonsten wird bei zu hohen Markt- und Finanzierungsrisiken nicht in den notwendigen Aus- und Umbau der Infrastruktureinheiten investiert. Die in anderen Konsumgütermärkten übliche – und auch sinnvolle – Übernahme der Risiken durch die Investoren ist im Stromsektor aus Effizienzgründen nicht immer zielführend. Wie gezeigt werden konnte, führt **speziell bei den FEE eine unproduktive Überwälzung von Risiken auf die Marktakteure mit entsprechend höheren Renditeanforderungen und Risikoprämien zu einem überproportionalen Anstieg der Förderkosten**. Diese Erkenntnis sollte zukünftig bei der Bewertungen von Förderpolitiken mit dem hierfür geschaffenen Begriff der **Levelized Costs of Policy-Support (LCOPS)** mit berücksichtigt werden.

Die zukünftige Herausforderung hingegen, die sich erst durch die soziotechnische Sichtweise aufgetan hat, liegt u. a. darin, dass die Technologien, die perspektivisch eigentlich durch emissionsfreie Technologien ersetzt werden sollen, im heutigen Markt- und Systemdesign deutlich besser gestellt sind als ihre Konkurrenten auf der erneuerbaren Seite. Bei der Direktvermarktung haben die FEE-Technologien einen klaren finanziellen Nachteil gegenüber Kraftwerken mit speicherbaren Energieträgern, da die Marktprämie nach § 22 Abs. 1 EEG (2014) nur ausgezahlt wird, wenn der Strom auch tatsächlich von einem Dritten abgenommen wurde. Gleichzeitig profitieren die konventionellen Kraftwerke von der Abregelung der FEE, da sie selbst bei höherem FEE-Angebot weiter am Netz blei-

ben können – und zwar selbst dann, wenn die Börsenpreise kurzfristig extrem niedrig oder gar negativ sein sollten, da sie den Verkaufspreis bereits zuvor über Termin absichern konnten.

Diese Situation lässt ernsthafte Zweifel daran aufkommen, ob von dem aktuell implementierten (dezentralen) Konzept zur FEE-Direktvermarktung tatsächlich die „richtigen“ Akteure profitieren oder ob nicht die FEE so mittel- bis langfristig ins Hintertreffen geraten. In der Folge könnte der Transformationsprozess scheitern. Und zwar nicht aufgrund scheinbar „zu hoher“ volkswirtschaftlicher Kosten, sondern primär aus betriebswirtschaftlichen Gründen auf der Ebene der Akteure selber, da sich die Geschäftsmodelle, die auf EE basieren, sich als nicht nachhaltig im Sinne langfristiger Gewinnmöglichkeiten herausstellen. **Aufgrund des deutlich zunehmenden Risikos einer marktgetriebenen Abregelung wäre es deshalb zweckmäßig, wenn der bisherige fixe 20-jährige Förderzeitraum aufgehoben und durch einen variablen ersetzt wird.**

7.2 Kritische Reflexion des gewählten Ansatzes, der Analysen und Schlussfolgerungen

Seit der Liberalisierung der Energiemärkte und der Einführung neuer energie- und klimapolitischer Förderregime lässt sich beobachten, dass bei neuen Herausforderungen im Rahmen der Transformation des Energiesystems häufig neue Instrumente und/oder Marktsysteme ins Spiel gebracht werden – in der durchaus berechtigten umweltökonomischen Tradition, der zufolge jedes energiepolitische Ziel durch ein eigenes Instrument adressiert werden sollte. Dieses Vorgehen kann jedoch unvorhersehbare Konsequenzen haben, wenn die durch die Einführung neuer Märkte oder Instrumente gesteigerte Systemkomplexität nicht mit berücksichtigt wird. Schon heute ist es kaum noch möglich, sämtliche Einflussfaktoren und wechselseitigen Abhängigkeiten der ineinandergreifenden Märkte und Maßnahmen genau nachzuvollziehen. Auch mit den in dieser Arbeit verwendeten agentenbasierten Simulationsanalysen kann nicht ausgeschlossen werden, dass eine zielgenaue Adressierung der Herausforderungen gelingt, ohne wiederum die Effizienz oder Effektivität eines anderen Mechanismus (negativ) zu beeinflussen.

Bei der Analyse der Vor- und Nachteile verschiedener Markt- und Förderdesigns und der gleichzeitigen Berücksichtigung der vielfältigen – auch in der vorliegenden Arbeit sicherlich nicht erschöpfend dargestellten – Einflussparameter auf System- und Akteursebene, kann eine **eindeutige und abschließende Überlegenheit eines bestimmten Designs nicht endgültig behauptet werden**. Ausschlaggebend für eine solche Beurteilung sind letztendlich immer die individuelle Einschätzung der angestrebten Ziele und ihr notwendiger Erreichungsgrad sowie die Gewichtung der herangezogenen Bewertungskriterien.

Unabhängig davon, wie gut die Governance zur Steuerung der Energiewende vollzogen werden wird, wird für die Marktteilnehmer immer das Risiko eines regulatorischen Markteingriffs bestehen bleiben, der sie zumindest kurzfristig benachteiligt und ihre zuvor getätigten Investitionen unwirtschaftlich werden lassen kann. **Für eine abschließende Bewertung der zukünftigen Refinanzierungsbedingungen** sämtlicher Marktteilnehmer im System sowie der effizientesten Möglichkeit zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit **muss das AMIRIS-Modell weiterentwickelt und weitere Analysen durchgeführt werden**. Dazu zählen primär die Berücksichtigung von Im- und Exporten sowie die modellendogene Abbildung von ‚Demand-Response‘-Maßnahmen.

Weil bei den Modellanalysen die Möglichkeit des Lastabwurfs nicht berücksichtigt wurde, sollten die Analysen zum Auftreten von Knappheitspreisen mit Besonnenheit interpretiert werden. Außerdem würden steigende Börsenpreise in der Realität normalerweise über den Terminmarkt zu neuen Investitionstätigkeiten führen und somit der zunehmenden Knappheit im Markt entgegenwirken. Gleichzeitig hat jedoch die qualitative Beurteilung einer zunehmenden Kopplung der europäischen Strommärkte in Kapitel 3 bereits darauf hingedeutet, dass diese **Marktentwicklungsoption höchst wahr-**

scheinlich allein nicht für gute Refinanzierungsbedingungen sorgen kann (vgl. Abschnitt 3.3.2). Auch die Wirkung des modelltechnisch bisher nicht berücksichtigten Last-Abwurfs auf die Börsenpreise- und Marktwertentwicklung verbessert die Refinanzierungsbedingungen der konventionellen und FEE-Anlagen nicht, da ‚Demand-Response‘ Maßnahmen genauso wie Speicher das langfristige Mittel der Großhandelspreise durch den konvexen Verlauf der Merit-Order sinken lässt (vgl. Abschnitt 5.3.1).

Auch bei der Bewertung sowie dem Vergleich der Markt- und Fördereffizienz der verschiedenen Szenario-Varianten muss eingeschränkt werden, dass sich durch die Möglichkeit zur Abgabe limitierter Gebote in der Realität und ihre integrierte Berücksichtigung im Börsenalgorithmus zur Berechnung des einheitlichen Markträumungspreises ggf. andere Marktergebnisse einstellen. Letztendlich konnte auch nicht abschließend geklärt werden, ob nun die regulatorischen oder die Marktrisiken einen größeren (negativen) Einfluss auf das Entscheidungsverhalten der Marktakteure haben. **Unsicherheit im Markt und über die Entwicklung der Rahmenbedingungen wird es deshalb auch im hier vorgeschlagenen Systemdesign geben.**

Am Ende kann das vorgeschlagene Konzept nur funktionieren, wenn die neu zugewiesenen Rollen von den betroffenen Akteuren auch akzeptiert werden. Kritisch zu beobachten bleibt, ob die neue Rolle der EVU bzw. BKV so, wie vorgeschlagen, umgesetzt werden kann. Die damit einhergehenden Herausforderungen und finanziellen Risiken **können dazu führen, dass viele kleine Vertriebsakteure aus dem Markt ausscheiden werden**, sollten sie eine entsprechende Portfoliogröße unterschreiten. Die Erfahrungen des seit 1998 initiierten Liberalisierungsprozess – der in Teilbereichen des Energiesystems sehr effizient funktioniert und deshalb auch in Zukunft als Steuerungsinstrument beibehalten werden sollte – sowie die verstärkte Konkurrenz der Technologien untereinander, haben in den vergangenen Jahren immer wieder gezeigt, dass für bestehende Herausforderungen immer wieder neue Lösungen von den Marktteilnehmern gefunden wurden. Zu Erschließung der zukünftig notwendigen techno-ökonomischen und soziotechnischen Innovationen kann die Freisetzung des dafür notwendigen Kreativpotenzials am besten über ein wettbewerblich organisiertes Marktregime ermöglicht werden.

Da das Gut Strom in unserer hoch-technologisierten Gesellschaft einen sehr hohen Stellenwert hat, ist gleichzeitig davon auszugehen, dass bei einer Häufung von „Fehlinvestitionen“ in letzter Instanz höchstwahrscheinlich immer der Staat regulierend eingreifen wird, um die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten – entweder in Form neu generierter Erlösströme für unwirtschaftlich gewordene Kraftwerke und Anlagen (siehe die Diskussion um die Einführung von Kapazitätsmärkten) oder in Form einer „Verstaatlichung“ einzelner Kraftwerke (siehe die Diskussion um die Einführung der Reservekraftwerksverordnung oder einer strategischen Reserve).

Auch der Vorschlag zur Einführung einer OTC-Handelsplattform für gesicherte Leistung kann trotz einer möglichen Anzeigepflicht gegenüber den systemverantwortlichen ÜNB oder dem Regulierer letzten Endes **nicht garantieren, dass es in der Realität nicht doch zu Trittbrettfahrer-Verhalten mancher Akteure kommen kann, das im Extremfall zum ‚Brown-‘ oder ‚Black-Out‘ im Stromnetz führen** kann, auch wenn im vorgeschlagenen Konzept hierfür eigentlich keine Anreize bestehen. Andererseits sollte nicht unterschätzt werden, dass die zukünftige Entwicklung der Informations- und Kommunikationstechnik gerade auf der Seite der Nachfragesteuerung wahrscheinlich noch vieles ermöglichen wird, was aus heutiger Sicht noch als völlig unrealistisch und nicht umsetzbar erscheint. Parallel zur rasanten Entwicklung der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) der letzten Jahre, müssen deshalb auch die sozialen Aspekte dieser Entwicklung geforscht werden, wie bspw. zur Akzeptanz ferngesteuerter Zugriffsmöglichkeiten, die zukünftig nicht mehr nur in die Arbeits- und

Produktions-, sondern auch zunehmend in die privaten Lebensbereiche der Menschen eingreifen könnten.

Auch die Preisfindung über Ausschreibungsmodelle, wie sie seit dem EEG 2017 mit Ausnahme von Projekten kleiner 750 kW (150 kW bei Biomasse) vorgesehen ist, muss nicht zwangsläufig dazu führen, dass die kleinen Akteure bei der Finanzierung ihrer Anlagen aus dem System ausgeschlossen werden. Sollten alternative Vermarktungswege wie die lokale Direktvermarktung energierechtlich nicht weiter eingeschränkt, sondern unterstützt werden (vgl. Abschnitt 2.2.3), kann der Umstand, dass kleine Akteure i. d. R. nicht über eine Unternehmensfinanzierung an zentralen Ausschreibungsverfahren teilnehmen können auch dazu führen, dass **sich diese Akteure auf die Suche nach neuen und innovativen Finanzierungskonzepten begeben**. So ist bspw. denkbar, dass zukünftig die Finanzierung neuer (Bürger-)EE-Projekte über neue ‚Crowd-Funding‘-Plattformen erfolgen könnten. Diese Perspektive wurde auch bereits in einem der Experteninterviews von einem Fremdkapitalgeber geäußert (vgl. Anhang D) III. a) & b)).

Trotz bzw. wegen der neuen, innovativen und detailreichen Analysemöglichkeiten, die sich durch die ABM ergeben, muss zur Vermeidung von Fehlinterpretationen der Simulationsergebnisse berücksichtigt werden, dass **eine rein quantitative Interpretation der Ergebnisse nur bedingt sinnvoll und möglich ist. Neben der qualitativen Ergebnisinterpretation können die Simulationsergebnisse innerhalb der Szenario-Varianten jedoch auch quantitativ verglichen werden.**

Die genannten Einschränkungen bilden eine immanente Herausforderung bei der sog. explorativen Forschung, die sich nach Shields & Rangarjan (2013) u. a. dadurch auszeichnet, dass sie Probleme erforscht, deren Konsequenzen zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht eindeutig identifiziert werden können. **Allgemeingültige Schlussfolgerungen in Form sog. „modelltechnischer Wahrheiten“ sollten deshalb auch bei der ABM unterlassen werden.** Ein explorativer (Modellierungs-)Ansatz kann deshalb i. d. R. nur auf sekundäre Daten und Literatur zurückgreifen und sich auf qualitative Methoden stützen, die auf informellen Diskussionen mit den betroffenen Akteuren oder formaleren Experteninterviews, Fokus-Gruppen oder (hypothetischen) Fallstudien basieren (ebd.). Neue, auf diesen Methoden basierende Einsichten, die sodann über den ABM-Ansatz auch simulationstechnisch erfasst werden können, könnten deshalb zukünftig auch hilfreiche Beiträge zum Wissensfortschritt im schwierigen Umfeld der sog. ‚Post-Normal Science‘ liefern.

7.3 Offene Fragen und mögliche Weiterentwicklungen

Vor allem bei ökonomischen Fragestellungen, wenn es also um die real anfallenden volkswirtschaftlich Kosten der Energiewende geht, sollte zukünftig noch stärker darauf geachtet werden, mit welchem Modellierungsansatz gearbeitet wird bzw. werden sollte. Der systemoptimierende Ansatz liefert vor allem Aussagen über die theoretisch günstigste Systemkonfiguration und leistet damit einen wertvollen Beitrag zur Diskussion. Mit einem agentenbasierten Ansatz können hingegen **die sozio-technischen und ökonomischen Kosten und Renditen eines Transformationspfades auf System- und Akteurebene analysiert werden, wenn es um die Ausgestaltung oder Reform der Rahmenbedingungen geht**. Die wirklichen Kosten und Nutzen unter Unsicherheit können letztendlich nur erfasst werden, wenn die Akteure selbst im Zentrum der Modellierung stehen und nicht ein zentraler optimierender Lösungsalgorithmus das Simulationsergebnis vordeterminiert.

Trotz zukünftig wettbewerbsfähiger Stromgestehungskosten der FEE im Vergleich zu den thermisch-fossilen Kraftwerken, könnte sich **ein neues Investitionsparadoxon in Bezug auf die FEE ergeben**, sollte die Förderung zu diesem Zeitpunkt ebenfalls eingestellt werden. Mit diesem Begriff wird in der vorliegenden Arbeit das Phänomen bezeichnet, dass trotz wettbewerbsfähiger Stromgestehungskosten u. U. nicht in neue, erneuerbare Kapazitäten investiert wird, da die FEE mit steigenden Anteilen

im System bei Beibehaltung der heutigen Vermarktungslogik nicht nur enormen Marktwertverlusten ausgesetzt sein werden, sondern – bei gleichzeitig nicht ausreichend vorhandenen Flexibilitäten im System – aufgrund der verstärkten marktgetriebenen Abregelung nicht ihre zum Investitionszeitpunkt kalkulierten Volllaststunden erreichen können. Deshalb könnte bei Aufrechterhaltung der aktuellen EE-Direktvermarktungslogik die FEE-Marktintegration ab einem Anteil von ca. 40-45 % an der Brutto-Stromerzeugung auf sehr hohe Barrieren bei der weiteren Markt- und Systemintegration stoßen, sodass die Ausbauziele des EEGs bzw. des Energiekonzeptes bis 2035 gar nicht oder nur unter sehr hohen Kosten erreicht werden können. Sollte diese Entwicklungsperspektive, die durch weitere Analysen kritisch zu prüfen wäre, für wahrscheinlich erachtet werden, sollte energiepolitisch besser an der Markttransformation, statt einer verstärkten Marktintegration, gearbeitet werden.

Da die sichere Versorgung mit Energie, wie bereits angesprochen, i. d. R. als überaus wichtig eingestuft wird, ist auch zukünftig davon auszugehen, dass der Staat – ähnlich wie bei der Finanzmarktkrise – letztendlich immer korrigierend eingreifen wird, sollten insuffiziente Investitionen die Versorgungssicherheit gefährden. Mit einem solchen Eingriff werden die Kosten einer (privaten) Fehlinvestition letztendlich wieder sozialisiert. Unter diesen Bedingungen **stellt sich jedoch zunehmend die Frage, warum zukünftig über die Absicherung gut planbarer Refinanzierungsströme die Investitions- und Erlörisiken nicht von vornherein vom Investor auf die Gesellschaft übertragen werden sollten**, um mit der nahezu perfekten Diversifikation über die Millionen von Endverbrauchern die Gefahr teurer Fehlinvestitionen im Energiesystem zu beschränken (vgl. hierzu auch Bofinger (2013) und Abschnitt 2.3)?

In der Innovationsliteratur wird darüber hinaus immer wieder die Relevanz von Erwartungen der Akteure über zukünftige Politiken hervorgehoben, um die gewünschten privatwirtschaftlichen Investitionen hervorzubringen (Foxon et al. 2005). Die in diesem Zusammenhang durchgeführten semi-strukturierten Experten-Interviews haben bei den relevanten Akteure ein recht skeptisches Bild der Reformvorschläge zur verstärkten Marktintegration, zur Einführung fixer Markt- und Kapazitätsprämien oder von Ausschreibungsmodellen zutage gefördert. Gross et al. (2010) stellen in diesem Zusammenhang fest, dass es für die Aufrechterhaltung der Transformationsdynamik bei Energiepolitiken zukünftig vorteilhaft wäre, „to **explore the potential for government and industry to build shared expectations of future policy goals, and align corporate and public policy objectives**“, S. 802. Wie sich die Erwartungen der Akteure durch Lernprozesse wiederum ändern können und ob bzw. ggf. wie ein solcher gemeinsamer Prozess initiiert werden kann, muss jedoch noch genauer untersucht werden.

Aus der technischen Innovationforschung ist darüber hinaus bereits seit längerem bekannt, dass für eine hohe Innovationsdynamik kontinuierlich in die Erforschung, Entwicklung und Produktion neuer Technologien investiert werden muss (Roloff 2012; Roloff et al. 2009). Ungeachtet der vielen Erkenntnisse, die in den vergangenen 5-10 Jahren auf der sozialwissenschaftlichen Seite der Transformationsforschung erarbeitet wurden, treten sozio-ökonomische und sozio-technische **Wissenslücken im Rahmen der Transformationsforschung insbesondere bei den Verbindungen und Interdependenzen zwischen den Energie- und Finanzmärkten zum Vorschein**. Auch wenn mit der internationalen ‚Divest‘-Bewegung das Interesse am Einfluss der Finanzmärkte auf einen nachhaltigen Transformationsprozess in den letzten Jahren deutlich zugenommen hat, bleiben noch viele Fragen zur effektiven und effizienten Umsetzung der Energiewende ungeklärt, solange nicht die Geldströme im System und damit die Verteilung der Kosten und Nutzen bei den Akteursgruppen detailliert erfasst und analysiert werden.

Zukünftig wird es in der Forschung zur Energiewende vor allem darum gehen, die **Vorteile optimierender Ansätze mit denen der ABM zu kombinieren und so durch die Synthese beider Ansätze neue**

Erkenntnisse zu gewinnen. Vorstellbar wäre z. B. ein Folgeprojekt, in dem ein agentenbasiertes mit einem optimierenden Energiesystemmodell gekoppelt wird, um zu untersuchen wie zukünftig Flexibilität (mit oder ohne zusätzliche Förderung) effektiv und effizient ins System integriert werden kann. Damit könnte der sog. ‚Efficiency-Gap‘, der sich zwischen den realen Rahmenbedingungen der Akteure und den Optimalitätsbedingungen eines Gleichgewichtsmodell aufspannt, bei Investitionen in und der Bewirtschaftung von Flexibilitäts-Optionen geschlossen werden. Bei der letztendlich politischen Entscheidung über ein neues Markt- oder Förderdesign sollte jedoch genauer als bisher auf die speziellen Bedingungen einer sich im Wandel befindlichen Energiewirtschaft Rücksicht genommen werden, sodass zukünftig Fehlinvestitionen, neue Pfadabhängigkeiten bzw. ‚Lock-In‘-Effekte möglichst vermieden werden.

Eine weitere zu lösende Herausforderung im zukünftigen System ergibt sich aus dem Zielkonflikt eines „grenzenlosen“ EU-weiten Strom(binnen-)marktes und den real existierenden Einschränkungen des Ausbaus der Verteil- und Übertragungsnetze. Der immer wieder hervorgebrachte und diskutierte „Lösungsvorschlag“, diesem Problem zu begegnen, indem **die Netzsituation über das sog. ‚Nodal-Pricing‘ beim Stromhandel berücksichtigt und damit die Netzengpässe über Preissignale sichtbar gemacht werden, verfängt in einem desintegrierten Marktsystem möglicherweise nicht.** Die Vorschläge übersehen häufig die praktische Voraussetzung zur Einführung eines ‚Nodal-Pricing‘-Systems: das Vorhandensein eines integrierten Marktsystems (Pool-Modell) mit einem unabhängigen Systembetreiber, der alle relevanten Erzeugungs- und Verbrauchsinformationen von den Marktteilnehmer zusammenführt, um im Anschluss unter Berücksichtigung der Netzengpässe den systemoptimierenden KW-‚Dispatch‘ berechnen zu können (Zipp 2016). ‚Nodal-Pricing‘-Modelle sind nach Kenntnis des Autors aus diesem Grund bisher nur in Ländern umgesetzt worden, in denen „nur“ die Erzeugungsseite liberalisiert wurde (z. B. in einzelnen Staaten der USA), nicht jedoch in desintegrierten Märkten, in denen ebenfalls die Versorgung mit Strom wettbewerblich organisiert wird und wie sie seit den Liberalisierungsbestrebungen auf dem europäischen Festland vorherrschend sind.¹²⁶

Eine weitere offene Fragestellung ergibt sich aus dem Problem der asymmetrischen Information beim dezentralen DV-Integrationskonzept. **Ohne eine zentral koordinierende Instanz im System verdichtet sich auf Seiten der Direktvermarkter die ‚Day-ahead‘-FEE-Leistungsprognose gewissermaßen von einer unsicheren zu einer unscharfen Information,** da sich die unvollständigen Information aus den individuellen Preis- und Leistungsprognosefähigkeiten, Strategien, Handelsmöglichkeiten und Entscheidungen der restlichen DV-Akteure im System zusammensetzt. Aus spieltheoretischer Perspektive ergibt sich daraus eine sehr interessante, da herausfordernde Situation bei der Strategiefindung der Preis- und Mengengebote.

Abgeschlossen wird mit einem Zitat aus Gawel et al. (2013), S. 17, das die in der vorliegenden Arbeit vorgebrachte Kritik zum Vorgehen vieler bisheriger (Modell-)Analyse-Praxen und das Problem der Nicht-Berücksichtigung vieler realer Gegebenheiten bei der Effizienzbewertung von Instrumenten und Politiken auf den Punkt bringt:

„Wir sind der Meinung, dass man sich auch in der ökonomischen Politikberatung solchen energiepolitischen Realitäten durchaus stellen darf. Letztere erfordern politisch verwertbare Second-best-Aussagen anstatt First-best-Rezepte, die aus dem Nirwana einer bestmöglichen Welt stammen. Mit Hamlet möchte man anmerken: „Es gibt mehr Ding‘ im Himmel und auf Erden, als Eure Schulweisheit sich träumt“. [...] Ja, wir brauchen eine gesellschaftliche Zieldiskussion in der Energiepolitik. Soweit es dabei auch um die Wirtschaftlichkeit geht – deren Notwendigkeit

¹²⁶ Ausnahme bildet der skandinavische Pool-Markt, in dem vor ein paar Jahren nach und nach ein ‚Zonal-Pricing‘-System eingeführt wurde.

wir natürlich nicht infrage stellen, sondern als Ökonomen nachdrücklich einfordern –, darf die Gesellschaft von der ökonomischen Zunft aber wohl erwarten, dass die Annahmen und Modellbausteine offengelegt werden, die zu bestimmten Effizienzaussagen führen oder gar zu konkreten energiepolitischen Empfehlungen Veranlassung geben mögen. Dabei stellt sich nämlich heraus, dass Urteile über Wirtschaftlichkeit an vielfältige Bedingungen und Messmethoden geknüpft sind, deren Realitätsnähe und Angemessenheit durchaus einer kritischen Überprüfung offenstehen. Die Diskussion darüber ist freilich kein unproduktiver Streit, sondern erfüllt eine wichtige Funktion für transparente, verantwortbare wissenschaftliche Politikberatung: More matter, with less art.“

Literatur

- Achner, S. et al., 2011. *Kapazitätsmarkt - Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung.*, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) im Auftrag des Bundesverbandes neuer Energieanbieter (bne).
- AEE, 2015. Bundesländer-Übersicht zu Erneuerbaren Energien. Available at: <http://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW|BY|B|BB|HB|HH|HE|MV|NI|NRW|RLP|SL|SN|ST|SH|TH|D/kategorie/top+10>.
- AEE, 2016. Deutsche wollen schnellen Ausbau der Erneuerbaren. Agentur für Erneuerbare Energien (AEE). Available at: <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanzumfrage/deutsche-wollen-schnellen-ausbau-der-erneuerbaren>.
- AEE, 2014a. *Metaanalyse von Vorschlägen für die künftige Finanzierung von Strom aus Erneuerbaren Energien*, Agentur für Erneuerbare Energien.
- AEE, 2014b. *Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien*, Agentur für Erneuerbare Energien.
- AEUV, 2009. Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union. EU-Lex Online: Available at: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex%3A12012E%2FTXT>.
- AGEB, 2017. Bruttostromerzeugung in Deutschland. Available at: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20170207_brd_stromerzeugung1990-2016.pdf.
- AGEB, 2014. *Energieverbrauch in Deutschland - Daten für das 1. bis 4. Quart 2013*, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB).
- Agora Energiewende, 2016. *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016*, Agora Energiewende.
- Agora Energiewende, Consentec & IWES, 2013. *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*, Agora Energiewende, Consentec und Fraunhofer Institut für Windenergie und Systemtechnik (IWES).
- Arthur, W.B., 2006. Out-of-equilibrium Economics and Agent-Based Modelling. In L. Tesfatsion & K. L. Judd, eds. *Handbook of computational economics, volume 2: Agent-based computational economics*. Elsevier North-Holland, Amsterdam.
- Atomgesetz, 2011. *Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes*, Bundesanzeiger des Bundesministerium der Justiz.
- AusglMechAV, 2010. Verordnung zur Ausführung der Verordnung zum EEG-Ausgleichsmechanismus. Bundesanzeiger des Bundesministeriums der Justiz.
- AusglMechV, 2010. Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus. Bundesanzeiger des Bundesministeriums der Justiz.
- Axelrod, R., 1997. *The complexity of cooperation: Agent-based models of competition and collaboration.*, Princeton University Press, Princeton.
- Axtell, R., 2000. Why agents? On the varied motivations for agent computing in the social sciences. The Brookings Institution, Center on Social & Economic Dynamics, Working Paper No. 17, ed.
- BAFA, 2014. Drittlandssteinkohlepreise. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, ed. Available at: http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis_node.html.
- Barrera, F., Janssen, M. & Riechmann, C., 2011. Kapazitätsmärkte: Aus der internationalen Praxis lernen? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61, pp.8–12.
- BDEW, 2013. BDEW Kraftwerksliste. Available at: <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/4F954693C8243FBBC12579FA0057AF21/file/12-05-02-KW-Liste-kommentiert.pdf>.
- BDEW, 2015. *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken - Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme*, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW).
- Beckers, T. & Hoffrichter, A., 2014. Grundsätzliche und aktuelle Fragen des institutionellen Stromsektordesigns - Eine institutionenökonomische Analyse zur Bereitstellung und Refinanzierung von Erzeugungsanlagen mit Fokus auf FEE. Working Paper des Lehrstuhl für Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik, Technische Universität Berlin, ed.
- Beckert, J., 2007. Die soziale Ordnung von Märkten. *Discussion Paper 07/6: Max-Planck-Institut für Gesellschaftsforschung (MPIfG), Köln*, pp.5–25.

- BEE, 2013. Umfrage zur Akzeptanz Erneuerbarer Energien in der Bevölkerung - Hintergrundpapier zur Pressekonferenz der Initiative Erneuerbare Energiewende Jetzt! Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE).
- Beer, M. et al., 2009. *Energiezukunft 2050, Teil I - Methodik und IST-Zustand*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE).
- Bellmann, R., 1956. Dynamic programming and Lagrange multipliers. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 42(10), pp.767–769.
- BET, 2011. *Kapazitätsmarkt - Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung.*, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET), Aachen.
- BMU & BMWi, 2010. *Energie Konzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*,
Online:
http://www.bmu.de/files/english/pdf/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung_en.pdf:
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
- BMWi, 2015a. Detaillierte Auswertung zur Konsultation, Ergebnisse der Konsultation zum Grünbuch. Available at: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/strommarkt-2-0.html>.
- BMWi, 2015b. Ein Strommarkt für die Energiewende - Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Available at: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/strommarkt-2-0.html>.
- BMWi, 2016a. Entwicklung von Energiepreisen und Preisindizes. Available at: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energiepreise-und-energiekosten1-entwicklung-energiepreise-preisindizes,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls>.
- BMWi, 2014. Erneuerbare Energien auf einen Blick. Available at: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/erneuerbare-energien-auf-einen-blick.html>.
- BMWi, 2016b. Regionale Grünstromkennzeichnung - Eckpunktepapier, 11. März 2016. Available at: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/regionale-gruenstromkennzeichnung-eckpunktepapier,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi & AGEE-Stat, 2015. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland - 1990-2014. Available at: <https://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik,did=629806.html>.
- BNetzA, 2016. Bestimmung der Fördersätze für Fotovoltaikanlagen § 31 EEG 2014. Available at: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html;jsessionid=2598622618120AA39451DFB4949A9EBE#doc405794bodyText4.
- BNetzA, 2012a. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 04. Mai 2012. Available at: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- BNetzA, 2015. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 10. Nov 2015. Available at: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- BNetzA, 2011. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 13. Jan 2011. Available at: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- BNetzA, 2013. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 30. Aug 2013. Available at: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs-/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2013.xlsx;jsessionid=C7F10E617491EED84E20A171C53FD1E1?__blob=publicationFile&v=4.
- BNetzA, 2012b. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 30. Jul 2012. Available at: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- BNetzA, 2014. Leitfaden zum Einspeisemanagement - Abschaltreihenfolge, Berechnung von Ausgleichzahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte. Online: Available at: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- BNetzA & BKA, 2014. *Monitoringbericht 2013*, Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKA).

- Bode, S. & Groscurth, H.-M., 2011. Investitionsanreize für erneuerbare Energien durch das Mengen-Markt-Modell. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61(11), pp.26–30.
- Bofinger, P., 2013. Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg? Diskussion Papier des Lehrstuhl für VWL, Geld und internat. Wirtschaftsbeziehungen der Universität Würzburg.
- Böhringer, C., 1996. *Allgemeine Gleichgewichtsmodelle als Instrument der energie- und umweltpolitischen Analyse*. Dissertation an der Universität Stuttgart.
- Borenstein, S., 2012. The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation. *Journal of Economic Perspectives*, 26(1), pp.67–92.
- Borggrefe, F. et al., 2014. *Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten*, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart im Auftrag des Umweltministeriums Baden-Württemberg.
- Borggrefe, F. & Neuhoff, C., 2011. Balancing and Intraday Market Design - Options for Wind Integration. DIW Berlin Discussion Paper 11/62.
- Boute, A., 2012. Promoting renewable energy through capacity markets - An analysis of the Russian support scheme. *Energy Policy*, 46, pp.68–77.
- Bower, J. & Bunn, D., 2001. Experimental analysis of the efficiency of uniform-price versus discriminatory auctions in the England and Wales electricity market. *Journal of Economic Dynamics & Control*, 25, pp.561–592.
- Brauns, S. et al., 2014. *Regelenergie durch Windenergieanlagen*, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).
- Breitschopf, B., Bürer, S. & Lürich, L., 2014. *Verteilungswirkungen der Marktförderung im Bereich Photovoltaik- und Wind-Onshore-Anlagen*, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS) und Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) im Rahmen des Projektes "Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien (ImpRES).
- Brenner, 2006. Agent Learning Representation - Advice on Modelling Economic Learning. In Tesfatsion & Judd, eds. *Handbook of Computational Economics - Volume 2: Agent-based computational economics*. Elsevir.
- Brückmann, R., 2015. Financing Renewables - comparison of cost of capital in 28 EU MS. In *Present at the DIACORE-CEPS Policy Workshop at 21. May 2015, Brussels*.
- Brügger, E., 2011. Vortrag zur Wirtschaftlichkeit von Feuerungsanlagen für landwirtschaftliche Brennstoffe im Rahmen des Fachgesprächs: Verbrennung halmgutartiger Biomasse der Landwirtschaftskammer NRW. Available at: http://www.duesse.de/znr/pdfs/2010/2010-10-28-biomasse_03.pdf.
- Brunner, C., 2014. Changes in electricity spot price formation in Germany caused by a high share of renewable energies. *Energy Systems*, 5(1), pp.45–64.
- Brunner, C. & Möst, D., 2015. The Impact of Different Flexibility Options on Future Electricity Spot Prices in Germany. In *12th International Conference on the European Electricity Market - EEM 15, at Lisbon, Portugal*.
- Buchmüller, C., 2014. Geschäftsmodelle zur regionalen Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien. *EWeRK- Zeitschrift des Institut für Energie- und Wettbewerbsrecht in der kommunalen Wirtschaft e.V.*, 6(1), pp.5–9.
- Bunn & Oliveira, 2003. Evaluating individual market power in electricity markets via agent-based simulation. *Annals of Operations Research*, 121, pp.57–77.
- Butler, L. & Neuhoff, C., 2008. Comparison of feed-in tariffs, quota and auction mechanisms to support wind power development. *Renewable Energy*, 33, pp.1854–1867.
- C.A.R.M.E.N., 2016. Biomasse als Brennstoff: nachhaltig und erneuerbar. Available at: <http://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/brennstoffe/616-biomasse-als-brennstoff-nachhaltig-und-erneuerbar>.
- Carley, K.M., 1996. Validating Computational Models. Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA (U.S.A.), ed. Available at: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.87.9019&rep=rep1&type=pdf>.
- CDU, CSU & SPD, 2013. Deutschlands Zukunft gestalten - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD - 18. Legislaturperiode.
- Chmieliauskas, A. et al., 2012. *New Methods for Analysis of Systems-of-Systems and Policy: The Power of Systems Theory, Crowd Sourcing and Data Management, System of Systems* A. V. Gheorghe, ed., InTech.

- Chong, J., Jin, Y. & Philips, G.M., 2013. The Entrepreneur's Cost of Capital: Incorporating Downside Risk in the Buildup Method. MacroRisk Analytics Working Paper Series 2003-e.
- CLENS, 2015. Bioenergie Direktvermarktung - Transparent. Flexibel. Ohne Umwege. Pressemitteilung. Available at: http://www.clens.eu/fileadmin/Daten/Mediathek/Broschueren_Publikationen/20151105_Flyer_Bioenergie_DV_2015.pdf.
- CLENS, 2011. Bürger beziehen ab Mai Strom direkt vom örtlichen Windpark. Pressemitteilung. Available at: <http://www.elitenews.de/2011/04/18/burger-beziehen-ab-mai-strom-direkt-vom-ortlichen-windpark/>.
- Cochran, J., Mai, T. & Bazilian, M., 2014. Meta-analysis of high penetration renewable energy scenarios. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, pp.246–253.
- Coenen, R., 1985. *Steinkohle-Technikfolgenabschätzung ihres verstärkten Einsatzes in der Bundesrepublik Deutschland* R. Coenen, ed., Springer, Berlin, Heidelberg.
- Connect Energy Economics, 2015. *Aktionsplan Lastmanagement.*, Studie von Connect Energy Economics (CEE) im Auftrag von Agora Energiewende.
- Consentec, 2016. *Konventionelle Mindesterzeugung - Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung*, Untersuchung im Auftrag von 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.
- Consentec, 2012. *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien.*, Consentec.
- Consentec & BDEW, 2013. *Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve*, consentec, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW).
- Consentec & IAEW, 2011. *Bewertung der Flexibilität von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen*, Studie von Consentec und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen im Auftrag des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).
- Consentec & r2b, 2015. *Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung*, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Available at: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/versorgungssicherheit-in-deutschland-und-seinen-nachbarlaendern,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- Cramton, P., Ockenfels, A. & Stoft, S., 2013. Capacity Market Fundamentals. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2(2), pp.27–46.
- Cremer, C., 2013. Vorschlag für ein Marktdesign der privatisierten Leistungsversorgung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63(1), pp.40–44.
- Däuper, O. & Thomas, H., 2014. *Vereinbarkeit des Marktmodells Energiewende des VVW mit der Warenverkehrsfreiheit - Rechtsgutachten für den Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.*, Becker, Büttner und Held (BBH), Berlin, Hamburg.
- David, N., Sichman, J.S. & Coelho, H., 2005. The logic of the method of agent-based simulation in the social sciences: Empirical and intentional adequacy of computer programs. *Journal of Artificial Societies and Social Simulation*, 8(4), pp.97–121.
- DBFZ, 2011. *Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse*, Deutsches BiomasseForschungszentrum (DBFZ).
- Dees, P., 2013. *Preisbildung in Quotenmodellen zur Förderung Erneuerbarer Energien: Modellierung mit stochastischem Ansatz am Beispiel des schwedischen Quotenmodells*. Dissertation an der Universität Erlangen-Nürnberg.
- dena, 2010. *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025.*, Deutsche Energieagentur (dena).
- DESTATIS, 2016. *Statistisches Jahrbuch - Deutschland und Internationales 2011th ed.* DESTATIS, ed., Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Die Welt, 2016. Windkraft? Ja bitte! - Forsaumfrage zur Akzeptanz der Energiewende. *Welt Online*. Available at: <https://www.welt.de/finanzen/article160310528/Windkraft-Ja-bitte.html>.
- Dieckhoff, C. et al., 2014. *Zur Interpretation von Energieszenarien*, SCHRIFTENREIHE - ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT der Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften.
- Diekmann, J. et al., 2007. Fachgespräch zum "Merit-Order-Effekt" im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Abgestimmtes Thesenpapier vom 07. September, Berlin.

- Diermann, C., 2015. *Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende*, LBD Beratungsgesellschaft im Auftrag von Agora Energiewende.
- DNV GL, Imperial College London & NERA, 2014. *Integration of Renewable Energy in Europe*, Report for the European Commission.
- Dosi, G., Fagiolo, G. & Roventini, A., 2006. An Evolutionary Model of Endogenous Business Cycles. *Computational Economics*, 27, pp.3–34.
- Dosi, G., Marengo, L. & Fagiolo, G., 2005. Learning in evolutionary environments. In K. Dopfer, ed. *The Evolutionary Foundations of Economics*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Drillisch, J., 2001. Quotenmodelle für regenerative Stromerzeugung: Ein umweltpolitisches Instrument auf liberalisierten Elektrizitätsmärkten. In *Band 57, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln*, München: Oldenburg Industrieverlag.
- DWG, 2015. *Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland*, Deutsche WindGuard (DWG) im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie (BWE).
- DWG, BWE & VDMA, 2015. *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland*, Deutsche WindGuard (DWG), Bundesverband Windenergie (BWE), Verband der Deutschen Maschinen- und Anlagenbauer (VDMA).
- e2m, 2012. Ein halbes Jahr Direktvermarktung - die Bilanz Anfang Juni 2012. Pressemitteilung. Available at: [http://www.energy2market.com/108.html?&tx_ttnews\[pointer\]=12&tx_ttnews\[backPid\]=153&tx_ttnews\[tt_news\]=76&cHash=82c2cc5e50d9062d3448adf92c98288e](http://www.energy2market.com/108.html?&tx_ttnews[pointer]=12&tx_ttnews[backPid]=153&tx_ttnews[tt_news]=76&cHash=82c2cc5e50d9062d3448adf92c98288e).
- Ecke, J. et al., 2013. *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*, enervis energy advisor GmbH, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) im Auftrag des Verband kommunaler Unternehmen (VKU), Berlin, Aachen.
- EEG, 2017. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Bundesanzeiger des Bundesministerium für Justiz. Available at: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2017/gesamt.pdf.
- EEG, 2014. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Bundesanzeiger des Bundesministerium für Justiz. Available at: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf.
- EEG, 2000. Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien - Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Bundesanzeiger des Bundesministerium für Justiz. , BGBl. I S. 2074. Available at: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2000/gesamt.pdf.
- EEG, 2012. Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Bundesanzeiger des Bundesministerium für Justiz. Available at: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2012/gesamt.pdf.
- EEX, 2015. Konzeptpapier Energiewendeprodukte. European Energy Exchange (EEX). Available at: <https://www.eex.com/blob/84588/06e4272875c19fb50319e936884fe737/20150210-konzeptpapier-energiewendeprodukte-data.pdf>.
- Elberg, C. et al., 2012. *Untersuchung zu einem zukunftsfähigen Strommarktarktdesign*, Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln (EWI) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
- Elkadragy, M.M., 2014. *Renewable Electricity Policy Implications on Market Actors in Germany Modelling and Analysis focusing on onshore Wind and PV Plant Operation and Investment*. Master Thesis an der Universität Oldenburg und dem Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- energymap, 2015. Die Karte der Erneuerbaren Energien. Available at: www.energymap.info.
- Energy-Trans, 2016. Future infrastructures for meeting energy demands. Towards sustainability and social compatibility. In *Final Conference of the Helmholtz Alliance ENERGY-TRANS*. Available at: <http://www.energy-trans.de/>.
- ENTSO-E, ENTSO-E load and consumption data. Available at: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf.
- ENTSO-E, ENTSO-E load and consumption data. Available at: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf.
- EnWG, 1998. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Bundesanzeiger des Bundesministerium für Justiz.
- EnWG, 2009. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Bundesanzeiger des Bundesministerium für Justiz.

- Enzensberger, N., 2003. *Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatemarktmodells für den europäischen Energiesektor*. Dissertation an der Universität Karlsruhe.
- Epstein, J.M. & Axtell, R.L., 1996. *Growing artificial societies: Social science from the bottom up*, Cambridge: MIT.
- Erdmann, G. & Zweifel, P., 2010. *Energieökonomik - Theorie und Anwendung*, Springer.
- EREC, 2010. *RE-Thinking 2050: A 100% Renewable Energy Vision for the European Union*, European Renewable Energy Council (EREC).
- Erneuerbare Energien, 2016. Virtuelle Kraftwerke - Ein Instrument zur Beibehaltung von Großkunden. *Erneuerbare Energien*, 05.02.2016. Available at: <http://www.erneuerbareenergien.de/ein-instrument-zur-beibehaltung-von-grosskunden/150/434/93179/>.
- EU-Kommission, 2014. Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020. Available at: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014XC0628%2801%29>.
- EU-Kommission, 2003. Richtlinie 2003 54 EG - Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.
- European Commission, 2011. *Energy Roadmap 2050, part 1*, European Commission. Available at: http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/sec_2011_1565_part1.pdf.
- European Commission, 2013. *EU Energy, Transport and GHG Emissions - Trends to 2050 - Reference Scenario 2013*, Study prepared for the Directorate-General for Energy, the Directorate-General for Climate Action and the Directorate-General for Mobility and Transport by the E3M-Lab of the Institute of Communication and Computer Systems at the National Technical University of Athens (ICCS-NTUA).
- Eurostat, 2015. Electricity production, consumption and market overview. Available at: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_production,_consumption_and_market_overview.
- Fagiani, R., Barqun, J. & Hakvoort, R., 2013. Risk-based assessment of the cost-efficiency and the effectivity of renewable energy support schemes: Certificate markets versus feed-in tariffs. *Energy Policy*, 55, pp.648–661.
- Fais, B., 2015. *Modelling policy instruments in energy system models - the example of renewable electricity generation in Germany*. Dissertation at University of Stuttgart.
- Fama, E.F., 1991. Efficient Capital Markets II. *Journal of Finance*, 46(5), pp.1575–1617.
- Fama, E.F., 1970. Efficient Capital Markets, A Review of Theory and Empirical Work. *Journal of Finance*, 25, pp.383–417.
- Fama, E.F., 1965. The Behavior of Stock Market Prices. *Journal of Business*, 38, pp.34–105.
- Fanone, E., Gamba, A. & Prokopczuk, M., 2013. The case of negative day-ahead electricity prices. *Energy Economics*, 35, pp.22–34.
- Farmer, J.D., 2001. Toward agent-based models for investment. In *AIMR Conference Proceedings*. CFA Institute, pp. 61–71.
- Faulstich, M. et al., 2013. *Den Strommarkt der Zukunft gestalten*, SRU - Sachverständigenrat für Umweltfragen.
- Feix, O. et al., 2014. *Netzentwicklungsplan Strom 2014: Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.
- Finus, O. et al., 2013. *Kommunale Investitionen in Erneuerbare Energien - Wirkungen und Perspektiven*, Deutsche Umwelthilfe (DHU) und Institut für angewandtes Stoffstrommanagement (IfaS).
- Flinkerbusch, K. et al., 2010. *Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien*, Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie, Westfälische Wilhelms-Universität Münster.
- FNR, 2015. Faustzahlen Biogas. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). Available at: <http://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>.
- Focken, U. et al., 2002. A statistical analysis of the reduction of the wind power prediction error by spatial smoothing effects. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 90(3), pp.231–246.
- Foley, A.M. et al., 2010. A strategic review of electricity systems models. *Energy*, 35(12), pp.4522–4530.
- Forrester, J.W., 1968. Industrial Dynamics - After the First Decade. *Management Science*, 14(7), pp.398–415.
- Forrester, J.W., 1977. *Industrial Dynamics (9. Auflage)*, Cambridge MIT Press, Massachusetts.
- Foxon, T. et al., 2005. UK innovation systems for new and renewable energy technologies: drivers, barriers and systems failures. *Energy Policy*, 33(16), pp.2123–2137.
- Frank, P. et al., 2016. *Dezentralität und zellulare Optimierung - Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf*, Energie Campus Nürnberg, Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) und Prognos AG im Auftrag der N-ERGIE AG.
- Frontier Economics & Formaet, 2013. *Dezentrale Leistungsverpflichtungssysteme - Eine geeignete Alternative zu zentralen Kapazitätsmechanismen*, Frontier Economics und Formaet im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

- Gawel, E. et al., 2013. Effizient oder nicht effizient - das ist hier die Frage! Spielt Effizienz in der Energiewendepolitik wirklich keine Rolle? *GAIA - Ecological Perspectives for Science and Society*, 22(1), pp.14–17.
- Geels, 2004. From sectoral systems of innovation to socio-technical systems: insights about dynamics and change from sociology and institutional theory. *Research Policy*, 33, pp.897–920.
- Geels, 2002. Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: a multilevel perspective and a case-study. *Research Policy*, 31, pp.1257–1274.
- Geels, F.W. et al., 2016. The enactment of socio-technical transition pathways: A reformulated typology and a comparative multi-level analysis of the German and UK low-carbon electricity transitions (1990-2014). *Research Policy*, 45, pp.896–913.
- Genoese, M., 2011. *Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation*. Dissertation - KIT - Karlsruhe Institut für Technologie - Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.
- Genus, A. & Coles, A.-M., 2008. Rethinking the multi-level perspective of technological transitions. *Research policy*, 37(9), pp.1436–1445.
- Gerhard, M., 2011. *Finanzierung Erneuerbarer Energien*. M. Gerhard, T. Rüschen, & A. Sandhövel, eds., Frankfurt School Verlag.
- Gerhardt, N., 2009a. *Evaluierung des Biogasanlagen-Bestandes 2007 hinsichtlich der Potenziale für eine variable Stromeinspeisung*, Fraunhofer Institut für Windenergie und Systemtechnik (FhG IWES).
- Gerhardt, N., 2009b. *Technische Potenzial einer variablen Stromeinspeisung durch Biogasanlagen*, Fraunhofer Institut für Windenergie und Systemtechnik (FhG IWES).
- Gils, H.C. et al., 2014. Cross-sectoral Analysis of Future Energy Systems with REMix. In *Energy Systems Conference 2014*. Available at: <http://elib.dlr.de/91991/>.
- Gils, H.C., 2016. Economic potential for future demand response in Germany - Modeling approach and case study. *Applied Energy*, 162, pp.401–415. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915013100>.
- De Giorgi, M.G., Ficarella, A. & Tarantino, M., 2011. Error analysis of short term wind power prediction models. *Applied Energy*, 88, pp.1298–1311.
- Gorod, A. et al., 2015. *Case Studies in System of Systems, Enterprise Systems, and Complex Systems*. A. Gorod et al., eds., CRC Press, Taylor&Francis Group. Boca Raton, London, New York.
- Görtz, A. & Baumgart, B., 2014. Windenergie am Regelleistungsmarkt. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 64(4), pp.13–17.
- Götz, P. et al., 2014. *Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz*, Energy Brainpool im Auftrag von Agora Energiewende.
- Grashof, K. et al., 2015. Monopole, Liberalisierung, Energiewende - Strommarktdesign zwischen Wandel und Konstanz. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 65(9), pp.19–23.
- Grau, T., 2014. Comparison of Feed-in Tariffs and Tenders to Remunerate Solar Power Generation. DIW-Discussion Paper 1363.
- Green, R., Hu, H. & Vasilakos, N., 2011. Turning the wind into hydrogen: The long-run impact on electricity prices and generating capacity. *Energy Policy*, 39(7), pp.3992–3998.
- Green, R. & Vasilakos, N., 2010. Market behaviour with large amounts of intermittent generation. *Energy Policy*, 38(7), pp.3211–3220.
- Groscurth, B. & Bode, S., 2009. Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke - Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt. Discussion Paper 2 - arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik.
- Gross, R. et al., 2012. *On picking winners: The need for targeted support for renewable energy*, Working Paper, Centre for Energy Policy and Technology, Imperial College London.
- Gross, R., Blyth, W.B. & Heptonstall, P.A., 2010. Risks, revenues and investment in electricity generation: Why policy needs to look beyond costs. *Energy Economics*, 32(4), pp.796–804.
- Grundgrün, 2013. Grundgrün geht mit 2,4 GW in der Direktvermarktung ins neue Jahr. Pressemitteilung. Available at: <http://w3.windmesse.de/windenergie/news/14510-grundgrun-geht-mit-2-4-gw-in-der-direktvermarktung-ins-neue-jahr>.
- Grunwald, A., 2015. Strategisches Wissen für Nachhaltige Entwicklung. In *Zukunftsfähige Entwicklung und generative Organisationskulturen. Symposium 12./13. Februar 2015 an der Hochschule Bochum - Institut für Bildung, Kultur und Nachhaltige Entwicklung (IBKN)*.
- Grunwald, A. & Schippl, J., 2013. Die Transformation des Energiesystems als gesellschaftliche und technische Herausforderung. Zur Notwendigkeit integrativer Energieforschung. In B. J. & Hennig Radtke, ed. *Die deutsche "Energiewende" nach Fukushima. Der wissenschaftliche Diskurs zwischen Atomausstieg und Wachstumsdebatte*. metropolis, Marburg, pp. 21–35.

- Gulyas, L., 2002. On the transition to agent-based modeling: Implementation strategies from variables to agents. *Social Science Computer Review*, 20, pp.389–399.
- Guyton, P., 2015. Stromtrassen für die Energiewende - Anwohner in Bayern stellen sich quer. *Der Tagesspiegel vom 24. August 2015*, p.13.
- Haas, R. et al., 2011. Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources - Lessons from EU countries. *Energy*, 36, pp.2186–2193.
- Häder, M., 2005. Einspeisevergütungen vs. Quoten-/Zertifikatsysteme - eine ökonomische Analyse der nationalen Systeme zur Förderung der regenerativen Stromerzeugung in der Europäischen Union. Diskussionspapier der Fachhochschule Bochum.
- Harrison, M., 2010. Valuing the Future: the social discount rate in cost-benefit analysis. Visiting Researcher Paper at the Australia Productivity Commission. Available at: http://pc.gov.au/__data/assets/pdf_file/0012/96699/cost-benefit-discount.pdf.
- Hayek, F.A., 1945. The Use of Knowledge in Society. *American Economic Review*, XXXV(4), pp.519–530.
- HEG, 2013. Geschäftsmodelle Solarstrom - Strom direkt vom Dach zum Verbraucher. Online veröffentlicht durch die Heidelberger Energiegenossenschaft eG (HEG). Available at: http://www.energiegenossenschaften-gruenden.de/fileadmin/user_upload/Newsletter-Anhaenge/2013_2_Newsletter_Mai_2013/HEG-Direktverbrauch.pdf.
- Heim, S. & Götz, G., 2013. Do Pay-as-bid Auctions Favor Collusion? Evidence from Germany's Market for Reserve Power. Joint Discussion Paper Series in Economics by the Universities of Aachen, Gießen, Göttingen, Kassel, Marburg und Siegen. Available at: http://www.uni-marburg.de/fb02/makro/forschung/magkspapers/index_html%28magks%29.
- Hesmondhalgh, S., Harris, D. & Dickson, P., 2010. *Alternative Trading Arrangements for Intermittent Renewable Power - A Centralised Renewables Market and Other Concepts*, Brattle Group im Auftrag des Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem). Available at: <http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhIMkts/monitoring-energy-security/Discovery/Documents1/Brattle%20report%20-%20Alternative%20Trading%20Arrangements%20for%20Intermittent%20Renewable%20Power%20-%20PDF.pdf>.
- Hirschl, B. et al., 2012. *Kommunale Wertschöpfung und Beschäftigung durch Erneuerbare Energien*, Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).
- Hirth, L., 2015. Balancing power 2015 - Insights to the German market for balancing power. Available at: <http://www.neon-energie.de/balancing-power-2015.pdf>.
- Hirth, L., 2014. *The Economics of Wind and Solar Variability - How the Variability of Wind and Solar Power affects their Marginal Value, Optimal Deployment, and Integration Costs*. Dissertation Technische Universität Berlin.
- Hirth, L., 2013. The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy Economics*, 38, pp.218–236.
- Hirth, L., 2012. The Optimal Share of Variable Renewables. How the Variability of Wind and Solar Power Affects their Welfare-optimal Deployment. *USAEE Working Paper No. 2054073*. Available at: <https://ssrn.com/abstract=2054073>.
- Hirth, L. & Müller, S., 2016. System-friendly wind power - How advanced wind turbine design can increase the economic value of electricity generated through wind power. *Energy Economics*, 56, pp.51–63.
- Hölder, D., 2014. Echtzeitwältzung - Erneuerbaren Strom in den Wettbewerb um Kunden integrieren. Vorschlag für die Weiterentwicklung des Ausgleichsmechanismus. *Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER)*, 18(1), pp.14–18.
- Holland, J.H. & Miller, J.H., 1991. Artificial adaptive agents in economic theory. *The American Economic Review*, 81, pp.365–370.
- Holzhauser, S., 2010. *Developing a Social Network Analysis and Visualization Module for Repast Models*, Center for Environmental Systems Research (CESR), Kassel University Press.
- Hromadko, J., 2012. RWE will in Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren einsteigen. Dow Jones Newswires. Available at: <http://www.finanznachrichten.de/nachrichten-2012-06/23908614-rwe-will-in-direktvermarktung-von-strom-aus-erneuerbaren-einsteigen-015.htm>.
- IBP et al., 2010. *Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien*, Fraunhofer IBP, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IWES and Institut für Solarenergieforschung in Hameln (ISFH), Institut für Zukunftssysteme (IZES), Zentrum für Angewandte Energieforschung Bayern (ZAE) und Zentrum für Solar- und Wasserstoffforschung (ZSW).
- IEA, 2014. *The Power of Transformation*, International Energy Agency (IEA).

- limi, A., 2003. Economies of Scale in Power Generation, Transmission and Distribution: Integration or Unbundling? Working Paper of Japan Bank for International Cooperation Institute (JBIC).
- ISE, 2015. *Current and Future Cost of Photovoltaics - Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Research (FhG ISE), Study on behalf of Agora Energiewende.
- IWR, 2016. EnBW übernimmt Direktvermarktung von Grundgrün. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR). Available at: <http://www.iwr.de/druckansicht.php?id=30714>.
- IWR, 2014. Erneuerbare Energien in Deutschland: Mehr als 1,3 Millionen Anlagen produzierten 2012 Strom. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR). Available at: <http://www.iwr.de/druckansicht.php?id=25709>.
- IWR, 2015. Naturstrom übernimmt Grünstromwerk. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR). Available at: <http://www.iwr.de/druckansicht.php?id=29240>.
- Jaehnert, S. & Doorman, G.L., 2012. Assessing the benefits of regulating power market integration in Northern Europe. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 43(1), pp.70–79.
- Jahn, A. et al., 2014. *Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage - Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage*, Ecofys und Regulatory Assistance Project (RAP) im Auftrag von Agora Energiewende.
- Jarass, L. & Voigt, W., 2009. Neuer EEG-Ausgleichsmechanismus kann den Ausbau der erneuerbaren Energien gefährden. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 59(10), pp.26–29.
- Kallabis, T., Pape, C. & Weber, C., 2015. A parsimonious fundamental model for wholesale electricity markets - Analysis of the plunge in German Future Prices. *EWL Working Paper No. 04/15: Chair for Management Science and Energy Economics University of Duisburg-Essen*.
- Kast, A. R. and Lapied, 2006. *Economics and finance of risk and of the future* Hoboken, ed., John Wiley & Sons, Chichester, England.
- Keiffenheim, M., 2015. Das Gründstrom-Markt-Modell. Clean Energy Sourcing (CLENS), Elektrizitätswerke Schänau (EWS), Greenpeace Energy eG, Naturstrom AG und MVV Energie AG. Available at: <http://www.gruenstrom-markt-modell.de/>.
- Kitzing, L., 2014. Risk implications of renewable support instruments: Comparative analysis of feed-in tariffs and premiums using a mean-variance approach. *Energy*, 64, pp.495–505.
- Klann, U., 2015. *Zur These einer allein durch Energy-only-Markets gesicherten erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit*, Diskussionspapier des Institut für Zukunftsenergiesysteme (IZES).
- Klempp, N., 2015. *Weiterentwicklung des AMIRIS-Modells zur Analyse zukünftiger fEE Vermarktungsmöglichkeiten*. Diplomarbeit am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart und dem Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- Klessmann, C., Nabe, C. & Burges, K., 2008. Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks - a comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. *Energy Policy*, 36, pp.3646–3661.
- Klobasa, M., Eßer, A., Pfluger, B., Sensfuß, F., Gerhardt, N., Bonin, M. von, Lerm, V., Nill, D. & Schäfer-Stradowsky, S., 2016. *Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien - Stand 09/2016*, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Institut für Klima, Energie und Mobilität (IKEM).
- Klobasa, M., Eßer, A., Pfluger, B., Sensfuß, F., Gerhardt, N., Bonin, M. von, Lerm, V., Nill, D., Schäfer-Stradowsky, S., et al., 2016. *Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien - Stand 12/2016*, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Institut für Klima, Energie und Mobilität (IKEM), Technische Hochschule Ingolstadt (THI).
- Knight, F.H., 1921. *Risk, Uncertainty, and Profit* Hart, Schaffner, Marx, ed., Houghton Mifflin Co.
- Knopf, B. et al., 2013. Beyond 2020 - Strategies and Costs for Transforming the European Energy System. *Climate Change Economics*, 4, p.38.
- Kober, B., 2013. *Entwicklung der deutschen Strommärkte bei steigendem Anteil Erneuerbarer Energien*. Diplomarbeit am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und dem Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- Konstantin, P., 2009. *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung,-transport und-beschaffung im liberalisierten Markt*, Springer.
- Köpke, R., 2013. Umkämpfter Direktstrommarkt. *Energie & Management*, 1. März, pp.14–16.
- Köpke, R., 2016. Und der Druck wächst. *Energie & Management*, 15. August, pp.6–7.
- Kopp, O., Engelhorn, T. & Onischka, M., 2013. *Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien*, MVV Energie, arrhenius Institute für Klima und Energie, ecofys und Takon.

- Kopp, O., Eßer-Frey, A. & Engelhorn, 2012. Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36(4), pp.243–255.
- Koritarov, V.S., 2004. Real-world market representation with agents. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2(4), pp.39–46.
- Kost, C. et al., 2013. *Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien*, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE).
- Kötting, J., 2014. *Betriebskosten von Altholz- und Biomasseanlagen - Optimierungspotenziale*, Ingenieurgesellschaft für Energie- und Umwelttechnik mbH (IGEU), Neuried.
- Krewitt, W. et al., 2011. *Analyse von Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte auf der Basis agentenbasierter Simulation*, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Available at: <http://elib.dlr.de/69342/>.
- Kruschwitz, 2004. *Finanzierung und Investition*, R. Oldenbourg Verlag.
- Lange, A. et al., 2014. *Laufende Evaluierung der Direktvermarktung erneuerbarer Energien - Stand 05/2014*, Institut für Klima, Energie und Mobilität (IKEM), Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Becker-Büttner-Held (BBH).
- Lange, M., 2003. *Analysis for the Uncertainty of Wind Power Prediction*. Dissertation - Carl von Ossietzky Universität Oldenburg.
- LBD, 2014. *Gutachten zur energiewirtschaftlichen Bewertung des Ökostrom-Markt-Modells*, LBD Beratungsgesellschaft Berlin, Gutachten im Auftrag von Elektrizitätswerke Schönau (EWS), Greenpeace Energy und Naturstrom.
- Lee, T. & Yao, R., 2013. Incorporating technology buying behaviour into UK-based long term domestic stock energy models to provide improved policy analysis. *Energy Policy*, 52, pp.363–372.
- Lehmann, P. et al., 2015. Capacity payments to secure electricity supply? On the future of Germany's power market design. *Energy, Sustainability and Society*, 5(1), pp.1–7.
- Lehmann, P. et al., 2012. Carbon Lock-Out - Advancing Renewable Energy Policy in Europe. *Energies*, 5, pp.323–343.
- Leprich, U., Hauser, E. & Strese, J., 2009. Marktregeln für flexiblen Lastausgleich. *Energie & Management*, 15. August, pp.28–29.
- Lessner, A., 2016. Da wird kein Geld mehr verdient. *Zeitschrift für Kommunale Wirtschaft*, März, p.18.
- Lessner, A., 2014. Kostendruck steigt weiter. *Zeitschrift für kommunale Wirtschaft (ZfK)*, Februar, pp.23–24.
- Liebe, A. & Wissner, M., 2015. *Der flexible Verbraucher - Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich*, Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK).
- Lienert, M. & Wissen, R., 2006. Bewertung von Fördersystemen für erneuerbare Energien: Eine kritische Analyse der aktuell geführten Diskussion. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 30(2), pp.133–140.
- Lindström, E. & Regland, F., 2012. Modeling extreme dependence between European electricity markets. *Energy Economics*, 34(4), pp.899–904.
- Lipp, J., 2007. Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom. *Energy Policy*, 35, pp.5481–5495.
- Lumley, T. et al., 2002. The importance of the normality assumption in large public health data sets. *Annual review of public health*, 23, pp.151–169.
- Lunn, P., 2014. *Regulatory Policy and Behavioural Economics*, OECD Publishing.
- Malerba, F. et al., 1999. History friendly models of industry evolution: the computer industry. *Industrial and Corporate Change*, 8(1), pp.3–41.
- Malerba, F. & Orsenigo, L., 2001. Innovation and market structure in the dynamics of the pharmaceutical industry and biotechnology: towards a history friendly model. In *Conference in Honour of Richard Nelson and Sydney Winter, Aalborg, 12th - 15th June 2001*.
- Matthies, M., 2002. *Einführung in die Systemwissenschaft* Universität Osnabrück, ed., Available at: <http://ivv7srv15.uni-muenster.de/reinhardmeyers/docs/GK3/skript10Systemtheorie.pdf>.
- Maurer, C., Tersteegen, B. & Jasper, J., 2012. Kapazitätsmechanismen in Deutschland und Europa - Wann gibt es wirklich einen Bedarf? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 62(3), pp.32–37.
- May, N., Neuhoff, C. & Borggreffe, F., 2015. Marktanreize für systemdienliche Auslegungen von Windkraftanlagen. DIW Wochenbericht Nr. 24/2015.
- McCann, L., 2013. Transaction costs and environmental policy design. *Ecological Economics*, 88, pp.253–262.
- McKinsey et al., 2010. *Roadmap 2050: a practical guide to a prosperous, low carbon Europe.*, McKinsey & Company and KEMA and The Energy Futures Lab at Imperial College London and Oxford Economics and ECF.

- Meadowcroft, J., 2009. What about the politics? Sustainable development, transition management, and long term energy transitions. *Policy Science*, 42, pp.323–340.
- Melzian, R., 2008. *Handelsstrategien im deutschen Elektrizitätsmarkt - Untersuchung der Gebotsstrukturen und agentenbasierte Simulation des EEX-Spothandels*. Dissertation - Technische Universität Berlin (TUB) - Fakultät für Prozesswissenschaft.
- Menanteau, P., Finon, D. & Lamy, M.-L., 2003. Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy*, 31, pp.799–812.
- Midgley, D., Marks, R. & Kunchamwar, D., 2007. Building and assurance of agent-based models: An example and challenge to the field. *Journal of Business Research, Complexities in Markets Special Issue*, 60(8), pp.884–893.
- Mills, A. & Wiser, R., 2014. *Strategies for Mitigating the Reduction in Economic Value of Variable Generation with Increasing Penetration Levels*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory - Environmental Energy and Technologies Division.
- Mitchell, C., Bauknecht, D. & Connor, P.M., 2006. Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. *Energy Policy*, 34, pp.297–305.
- Möller, A., 2004. *Ökonomische Analyse von Vertrauen in umweltorientierten Innovationskooperationen*. Diskussionspapier 03/04: Lehrstuhl für Volkswirtschaftspolitik III, Fakultät für Wirtschaftswissenschaft an der Ruhr-Universität Bochum, ed.
- Moreno, R. et al., 2010. Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences. *Energy Policy*, 38(10), pp.5758–5769.
- Nabe, C., 2006. *Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt*. Dissertation - Technische Universität Berlin - Fakultät für Wirtschaft und Management.
- Nestle, U., 2015. *Ein EEG für eine effiziente Energiewende - Kritische Betrachtung von fixen und Kapazitätsprämien für Erneuerbare Energien, Energie- und Klimapolitik (EnKliP) im Auftrag von Greenpeace Deutschland*.
- Neubarth, J., Woll, O. & Gerecht, M., 2006. Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 56, pp.42–45.
- neue energie, 2014. Übersicht über potenzielle Kapitalgeber und ihre Renditeerwartung. *neue energie*, 05, p.24.
- Neuhoff, K. & Vries, L.D., 2004. Insufficient incentives for investment in electricity generations. *Utilities Policy*, 12(4), pp.253–267.
- Neukirch, M., 2013. Offshore-Windkraft als Plan B der Energiekonzerne? Planung und Akteurskonstellationen der Startprojekte. *Berliner Debatte Initial*, 24, pp.125–136.
- Newbery, D., 2010. Market design for a large share of wind power. *Energy Policy*, 38, pp.3131–3134.
- Next Kraftwerke, 2014. Statkraft und Next Kraftwerke schaffen Synergien in der Direktvermarktung. Pressemitteilung. Available at: <https://www.next-kraftwerke.de/neues/statkraft-next-kraftwerke-kooperation>.
- Next Kraftwerke, 2013. Virtuelles Kraftwerk „Next Pool“ in allen Regelzonen zugelassen. Pressemitteilung. Available at: <https://www.next-kraftwerke.de/neues/virtuelles-kraftwerk-next-pool-in-allen-regelzonen-zugelassen>.
- Nicolic, I., 2009. *Co-Evolutionary Method for Modelling Large Scale Socio-Technical Systems Evolution*. PhD thesis - Delft University of Technology.
- Nicolosi, M. et al., 2014. *Leitstudie Strommarkt*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) von connect energy economics (CEE), Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (FhG ISI), r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH.
- Nicolosi, M., 2011. *The Economics of Renewable Electricity Market Integration - an Empirical and Model-Based Analysis of Regulatory Frameworks and their Impacts on The Power Market*. Dissertation - University of Cologne - Faculty of Economics and Social Science.
- Nicolosi, M., Fürsch, M. & Lindenberger, D., 2010. *Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3.u.4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen*, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI).
- Nielsen, S., Sorknæs, P. & Østergaard, P., 2011. Electricity market auction settings in a future Danish electricity system with a high penetration of renewable energy sources - A comparison of marginal pricing and pay-as-bid. *Energy*, 36(7), pp.4434–4444.
- Nitsch, J., 2013. Die Energiewende braucht einen anderen Markt. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63, pp.58–59.

- Nitsch, J. et al., 2012. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Available at: <http://elib.dlr.de/76043/>.
- Nitsch, J. & Wenzel, B., 2010. *Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis des Leitszenarios 2010* - BMU, ed., Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). Available at: <http://elib.dlr.de/68660/>.
- Noothout, P. et al., 2016. *The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies*, DiaCore Consortium: Ecofys, eclareon, Fraunhofer ISI, EPU-NTUA, LEI, TU Wien.
- North, D.C., 1990. *Institutions, institutional change and economic performance*, Cambridge University Press, Cambridge.
- North, D.C., 1988. *Theorie des institutionellen Wandels*, Mohr (Siebeck), Tübingen.
- Nyboer, J., 1997. *Simulating evolution of technology: An aid to energy policy analysis*. PhD Thesis - School of Resource and Environmental Management, Simon Fraser University, Vancouver.
- O’Leary, D.E., 1997. Validation of Computational Models Based on Multiple Heterogeneous Knowledge Sources. *Computational & Mathematical Organization Theory*, 3(2), pp.75–90.
- Ockenfels, A., 2008. Neun Beobachtungen zur Preisbildung im liberalisierten Strommarkt. In W. Löwer, ed. *Bonner Gespräch zum Energierecht*. V&R unipress, pp. 9–30.
- Ockenfels, A., Grimm, V. & Zoettl, G., 2008. *Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX*, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG (EEX).
- Öko-Institut, 2014. *Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 - Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign*, Studie im Auftrag von Agora Energiewende.
- Öko-Institut, LBD & LLP, R., 2012. *Fokussierte Kapazitätsmärkte - Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem*, Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft und Raue LLP Rechtsanwälte, Berlin.
- Pahle, M. et al., 2014. EE Förderinstrumente & Risiken: Eine Ökonomische Aufarbeitung der Debatte zur EEG Reform. Diskussionspapier 03/2014 des Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), ed.
- PLATTS, 2015. World Electric Power Plants Database. McGraw Hill Financial, ed. Available at: <https://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>.
- PLATTS, 2010. World Electric Power Plants Database. McGraw Hill Financial, ed. Available at: <https://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>.
- Praktiknjo, A.J., 2013. *Sicherheit der Elektrizitätsversorgung im Spannungsfeld der energiepolitischen Ziele Wirtschaftlichkeit und Umweltvertägbarkeit*. Dissertation - Technische Universität Berlin - - Fakultät für Prozesswissenschaft.
- Praktiknjo, A.J., Hähnel, A. & Erdmann, G., 2011. Assessing energy supply security: Outage costs in private households. *Energy Policy*, 39, pp.7825–7833.
- Prognos, EWI & GWS, 2010. *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*, Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln EWI, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung GWS.
- Purkus, A. et al., 2015. Market integration of renewable energies through direct marketing - lessons learned from the German market premium scheme. *Energy Sustainability and Society*, 5(12), pp.1–13.
- Rabee, A.R., 2015. *Biomass Power Plants Optimization and Flexibility Premium Application: Study of Direct Marketing using the AMIRIS Model*. Master Thesis an der Universität Oldenburg und dem Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- Ragwitz, M. et al., 2014. Wirkung des EEG - was ist die empirische Evidenz? Expertenstatement des Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), ed. Available at: <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/service/presseinfos/2014/pri-04-2014-EFI-Expertenstatement.php?viewmode=print>.
- Reeg, M. et al., 2013. *AMIRIS - Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen*, Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR), IZES, Institut für ZukunftsEnergiesysteme, Kast Simulation Solution.
- Reeg, M., 2014. Entwurf eines ganzheitlichen Strommarktdesigns für hohe Anteile erneuerbarer Energien - Flexibilität statt reiner Kapazität. Diskussionspapier 01/2014 der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung der DLR-Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart. Available at: http://elib.dlr.de/93074/1/STB%20Diskussionspapier%2001-2014%20Ganzheitliches%20Strommarktdesign_Reeg.pdf.
- Reeg, M. et al., 2015. Kapazitätsmechanismen als Rettungsschirm der Energiewende? Zur Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien. Diskussionspapier

- 01/2015 des Helmholtz Allianzprojektes ENERGY-TRANS, ed. Available at: <https://www.energy-trans.de/downloads/ENERGY-TRANS-DP-Kapazitaetsmechanismen.pdf>.
- Reeg, M. & Kober, B., 2013. Gestaltungsoptionen für ein Strommarktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energieen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63(7), pp.33–38.
- Renn, O. et al., 2013. Die Öffentlichkeit an der Energiewende beteiligen. Grundsätze und Leitlinien für Planungsvorhaben. *GAiA*, 22(4), pp.279–280.
- Rentzing, S., 2011. Im Schatten der Photovoltaik. *Neue Energie*, 10, pp.48–51.
- Repenning, J. et al., 2014. *Klimaschutzszenarien 2050 - 1. Modellierungsrunde*, Öko-Institut and Fraunhofer Institut für Systemanalyse und Innovationsforschung (ISI).
- Rescher, N., 2002. *Über Zirkularität und Regreß beim rationalen Geltungserweis*, Königshausen & Neumann, Würzburg.
- Richiardi, M., 2013. The Promises and Perils of Agent-Based Computational Economics. LABORatorio Riccardo Revelli Centre for Employment Studies, ed. Available at: http://laboratoriorevelli.it/_pdf/wp29.pdf.
- Richstein, J., 2015. *Interactions between carbon and power markets in transition*. PhD Thesis - Technical University of Delft.
- Rodilla, P. et al., 2011. Modeling generation expansion in the context of a security of supply mechanism based on long-term auctions. Application to the Colombian case. *Energy Policy*, 39(1), pp.176–186. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510007135>.
- Roloff, N., 2012. *Die Wirkung staatlicher Fördermassnahmen auf die Innovationsdynamik im Bereich der erneuerbaren Energien - Eine Analyse der deutschen PV-Branche auf Basis eines agentenbasierten Simulationsmodells*. Dissertation - Universität Stuttgart.
- Roloff, N., Lehr, U. & Krewitt, W., 2009. Modelling the effects of technology-push and demand-pull policies on technological change in the energy sector - The case of photovoltaics. In *10th IAAE European Conference - Energy, Policies and Technologies for Sustainable Economies*. Available at: <http://elib.dlr.de/60176/>.
- Roon, S. von, 2012. *Auswirkungen von Prognosefehlern auf die Vermarktung von Windstrom*. Dissertation - Technische Universität München.
- Rosen, R., Sverrisson, F. & Stutz, J., 2000. *Can Electric Utility Restructuring Meet the Challenges it has Created?*, Tellus Institute, Boston.
- Rostankowski, A. et al., 2014. *Laufende Evaluierung der Direktvermarktung erneuerbarer Energien - Stand 02/2014*, Institut für Klima, Energie und Mobilität (IKEM), Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Becker-Büttner-Held (BBH).
- Roth, A.E., 2002. The economist as engineer: Game theory, experimentation, and computation as tools for design economics. *Econometrica*, 70(4), pp.1341–1378.
- Schadtle, K., 2013. Neue Leitungen braucht das Land - und Europa! *Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER)*, 17(2), pp.126–132.
- Schäfer-Stradowsky, S. et al., 2015a. *Laufende Evaluierung der Direktvermarktung erneuerbarer Energien - Stand 02/2015*, Institut für Klima, Energie und Mobilität (IKEM), Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Becker-Büttner-Held (BBH).
- Schäfer-Stradowsky, S. et al., 2015b. *Laufende Evaluierung der Direktvermarktung erneuerbarer Energien - Stand 05/2015*, Institut für Klima, Energie und Mobilität (IKEM), Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Becker-Büttner-Held (BBH).
- Schäfer-Stradowsky, S. et al., 2014a. *Laufende Evaluierung der Direktvermarktung erneuerbarer Energien - Stand 07/2014*, Institut für Klima, Energie und Mobilität (IKEM), Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Becker-Büttner-Held (BBH).
- Schäfer-Stradowsky, S. et al., 2014b. *Laufende Evaluierung der Direktvermarktung erneuerbarer Energien - Stand 10/2014*, Institut für Klima, Energie und Mobilität (IKEM), Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Becker-Büttner-Held (BBH).
- Scheer, D., Konrad, W. & Scheel, O., 2013. Public evaluation of electricity technologies and future low-carbon portfolios in Germany and the USA. *Energy, Sustainability and Society*, 3(8), pp.1–13.
- Scheidt, M., 2002. *Ein Modell zur Mikrosimulation des Spothandels von Strom auf der Basis eines Multi-Agenten-Systems*. Dissertation - Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule (RWTH) Aachen - Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.

- Schemm, R. & Brühl, D., 2014. Make oder Buy. *Erneuerbare Energien*, 10, pp.40–43.
- Schippl, J. & Grunwald, A., 2013. Energiewende 2.0 - vom technischen zum soziotechnischen System? - Einführung in den Schwerpunkt. *Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis*, 22(2), pp.4–10.
- Schlemmermaier, B., 2013. Kapazitätsbedarf in Süddeutschland. Parlamentarischer Abend des bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft. Available at: <http://www.lbd.de/cms/pdf-vortraegepraesentation/1302-LBD-Vortrag-Kapazitaetsbedarf-Sueddeutschland.pdf>.
- Schlesinger, M. et al., 2010. *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) - Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS). Available at: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-08-30_Energieszenarien-Studie.pdf.
- Schlesinger, M. et al., 2014. *Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) - Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS). Available at: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2014/2014_06_24_ENDBER_P7570_Energiereferenzprognose-GESAMT-FIN-IA.pdf.
- Schmid, E., Knopf, B. & Pechan, A., 2016. Putting an energy system transformation into practice: The case of the German Energiewende. *Energy Research & Social Science*, 11, pp.263–275.
- Schmid, E., Pahle, M. & Knopf, B., 2013. Renewable electricity generation in Germany: A meta-analysis of mitigation scenarios. *Energy Policy*, 61, pp.1151–1163.
- Schmidt, B., 2000. *Die Modellierung menschlichen Verhaltens*, SCS - European Publishing House, Delft, Erlangen, San Diego.
- Schnell, R., Hill, P.H. & Esser, E., 2011. *Methoden der empirischen Sozialforschung. 9. Auflage*, Oldenburg Verlag, München.
- Scholz, Y., 2010. *Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050*, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Available at: <http://elib.dlr.de/66117/>.
- Scholz, Y. et al., 2014. *Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung*, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Available at: <http://elib.dlr.de/93240/>.
- Scholz, Y., 2012. *Renewable energy based electricity supply at low costs: development of the REMix model and application for Europe*. Dissertation - Universität Stuttgart.
- Schreurs, M. et al., 2016. Abstimmung der Energiewende zwischen Bund, Ländern und EU. In *ENERGY-TRANS Abschlusskonferenz, Berlin, 14.-15. März 2016*.
- Schulz, W., 2007. *Strategien zur effizienten Integration der Windenergie in den deutschen Elektrizitätsmarkt*. Dissertation - Technische Universität Dortmund (TUD) - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik.
- SDS, 2015. System Dynamics for Academia. Available at: <http://www.systemdynamics.org/sd-for-academia/>.
- Sensfuß, F., 2008. *Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector - An agent-based simulation approach*. Dissertation - Karlsruhe Institute of Technology (KIT) - Faculty of Economics.
- Sensfuß, F. & Ragwitz, M., 2009. Entwicklung eines Förderinstruments für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. In *6. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU Wien, 11.-13. Februar 2009*.
- Sensfuß, F. & Ragwitz, M., 2011. Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. In *7. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU Wien, 16.-18. Februar 2011*.
- Sensfuß, F., Ragwitz, M. & Genoese, M., 2008. The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy*, 36(8), pp.3086–3094.
- Shields, P. & Rangarjan, N., 2013. *A Playbook for Research Methods: Integrating Conceptual Frameworks and Project Management* Stillwater, ed., OK: New Forums Press.
- Skea, J. et al., 2011. Response to the 2011 DECC Electricity Market Reform UKERC - UK Energy Research Centre, London, ed.
- Smith, A., 2007. In *Inquirey into the Nature and Causes of the Wealth of Nations* S. M. Soares, ed., MetaLibri Digital Library.

- Smith, A., Stirling, A. & Berkhout, F., 2005. The governance of sustainable socio-technical transitions. *Research Policy*, 34, pp.1491–1510.
- Sonneninitiative, 2015. Wieder tolle Renditen bei Photovoltaik: Stromverkauf ohne EEG. Available at: <http://www.sonneninitiative.org/sonnenmagazin/artikel-des-vereins/stromverkauf-ohne-eeeg.html>.
- Staffell, I. & Green, R., 2014. How does wind farm performance decline with age? *Renewable Energy*, 66, pp.775–786.
- Statista, 2017. Stromaustauschsaldo Deutschlands in den Jahren 1990 bis 2016. Available at: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/153533/umfrage/stromimportsaldo-von-deutschland-seit-1990/>.
- Statkraft, 2013. Statkraft startet mit starkem Portfolio in die zweite Phase der Direktvermarktung. Pressemitteilung. Available at: <http://statkraft.de/presse/Pressemitteilungen/Pressemitteilungen-archiv/2013/mit-starkem-portfolio-in-die-zweite-phase-der-direktvermarktung/>.
- Stern, N., 2016. Current climate models are grossly mislaeding. *Nature*, 530, pp.407–409.
- Stoft, S., 2002. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, John Wiley & Sons.
- StromNZV, 2011. Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen - Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV). Bundesanzeiger des Bundesministerium der Justiz.
- StromStG, 2012. Stromsteuergesetz (StromStG). Bundesanzeiger des Bundesministerium für Justiz.
- Strube, G., 1996. Emergenz. In G. Strube et al., eds. *Wörterbuch der Kognitionswissenschaft*. Klett-Cotta, Stuttgart.
- Sunstein, C.R. & Reisch, L.A., 2014. Automatically Green: Behavioural Economics and Environmental Protection. *Harvard Environmental Law Review*, 127, pp.127–154.
- Süßenbacher, W., 2011. Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext. In 7. *Internationale Energiewirtschaftstag (IEWT) der Technischen Universität Wien, 16.–18. Februar 2011*.
- Swider, D. & Weber, C., 2006. An electricity market model to estimate the marginal value of wind in an adapting system. In *Proceedings of the Power Engineering Society General Meeting, IEEE, Montreal, Canada*.
- Tamás, M.M., Shrestha, S.O.B. & Zhou, H., 2010. Feed-in tariff and tradable green certificate in oligopoly. *Energy Policy*, 38, pp.4040–4047.
- Tesfatsion, L., 2006. Agent-based computational economics: A constructive approach to economic theory. In L. Tesfatsion & K. L. Judd, eds. *Handbook of computational economics. 2nd volume: Agent-based computational economics*. Elsevier North-Holland, Amsterdam.
- Teske, S. et al., 2015. *Energy [R]evolution - A sustainable world energy outlook*, Greenpeace International, Global Wind Energy Council, SolarPowerEurope, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- Teske, S. et al., 2014. *Roadmap for Europe - towards a sustainable and independent energy supply*, Greenpeace International, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Ludwig Bölkow Systemtechnik.
- Tews, K., 2015. Europeanization of Energy and Climate Policy: The Struggle Between Competing Ideas of Coordinating Energy Transitions. *The Journal of Environment & Development*, 24, pp.267–291.
- Thielmann, A. et al., 2013. *Blockaden bei der Etablierung neuer Schlüsseltechnologien*, Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag.
- Thomas, T., 2015. Kampfpreise schaffen neue Fakten. *Sonne, Wind & Wärme*, 11&12, pp.28–31.
- Thompson, H.G. et al., 1996. *Economies of Scale and Vertical Integration in the Investor-Owned Electric Utility Industry*, The National Regulatory Research Institute - Ohio State University.
- Tierney, S.F., Schatzki, T. & Mukerji, R., 2008. Uniform-Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it Make a Difference? Analysis Group - New York Independent System Operation (ISONY), ed. Available at: http://www.nyiso.com/public/webdocs/media_room/current_issues/uniformpricing_v_payasbid_tierneyschatzki_mukerji_2008.pdf.
- Tietjen, O., 2014. *Analyses of Risk Factors in Conventional and Renewable Energy Dominated Electricity Markets*. Masterarbeit an der Freien Universität Berlin (FU) und Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK).
- Tietjen, O., Pahle, M. & Fuss, S., 2016. Investment risks in power generation: a comparison of fossil fuel and renewable energy dominated markets. *Energy Economics*, 58, pp.174–185.
- Token, D., 2007. *Making the UK Renewables Programme FITTER - The Renewables Obligation, the general case for a feed-in tariff and the feasibility of a feed-in tariff for small renewables*, World Future Council.
- Traber, T. & Kemfert, C., 2011. Gone with the Wind - Electricity Market Prices and Incentives to Invest in Thermal Power Plants under Increasing Wind Energy Supply. *Energy Economics*, 33, pp.249–256.

- trend:research, 2011. *Marktakteure Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Stromerzeugung im Rahmen des Projektes Genossenschaftliche Unterstützungsstrukturen für eine sozialräumlich orientierte Energiewirtschaft*, trend:research GmbH & Klaus Novy Institute (KNi).
- Trianel, 2014. ENERTRAG, GESY und Trianel gehen Kooperation ein - Systemstabilität durch Regelenergie aus Windkraft. Pressemitteilung. Available at: <https://www.trianel.com/pm/archiv/enertrag-gesy-und-trianel-gehen-kooperation-ein-1/>.
- Trieb, F., 2013. Integration erneuerbarer Energie bei hohen Anteilen an der Stromversorgung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63(7), pp.28–32.
- Tversky, A. & Kahneman, D., 1974. Judgment Under Uncertainty: Heuristics and Biases. *Science*, 185, pp.1124–1131.
- Uken, M., 2011. Wenn die Energiewende auf den Bürger trifft. *Zeit Online*. Available at: <http://www.zeit.de/wirtschaft/2011-11/stromnetzausbau-schleswig-holstein>.
- ÜNB, 2012. Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012. Available at: http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Kunden/2012_12_01_Modellbeschreibung_reBAP-Berechnung.pdf.
- Urban, 2004. *Das Referenzmodell PECS: Agentenbasierte Modellierung menschlichen Handelns, Entscheidens und Verhaltens*. Dissertation, Fakultät für Mathematik und Informatik, Universität Passau.
- Varian, H.R., 1996. Differential Pricing and Efficiency. *First Monday*, 1(2). Available at: <http://firstmonday.org/ojs/index.php/fm/article/view/473/394>.
- Varian, H.R., 1985. Price discrimination and social welfare. *American Economic Review*, 75, pp.870–875.
- Vattenfall, 2013. Vattenfall baut Ökostrom-Direktvermarktung aus. Pressemitteilung. Available at: <http://www.pressrelations.de/new/standard/derefferrer.cfm?r=549598>.
- Ventosa, M. et al., 2005. Electricity market modeling trends. *Energy Policy*, 33(7), pp.897–913.
- Verhaegen, K., Meeus, L. & Belmans, R., 2009. Towards an international tradable green certificate system - The challenging example of Belgium. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, pp.208–215.
- VKU, 2015. VKU Umfrage zur Direktvermarktung von erneuerbarem Strom. Verband Kommunaler Unternehmen (VKU), ed. Available at: <http://www.vku.de/energie/handel-beschaffung/direktvermarktung/vku-umfrage-zur-direktvermarktung-von-erneuerbarem-strom.html>.
- Voß, J.-P. & Rheinsberg, D., 2012. Windenergieanlagenbetreiber profitieren von EEG-Novelle- Seit 2012 Mehrerlöse durch Direktvermarktung. IKB aktuell vom 29. Feb. 2012, Nr. 1465, ed.
- De Vries, L.J. & Hakvoort, R.J., 2004. The Question of Generation Adequacy in Liberalised Electricity Markets. INDES Working Papers, Center for European Policy Studies (CEPS). Available at: http://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/bs/INDES/indes-ldv_paper.pdf.
- Wassermann, S., Reeg, M. & Nienhaus, K., 2015. Current challenges of Germany's energy transition project and competing strategies of challengers and incumbents: The case of direct marketing of electricity from renewable energy sources. *Energy Policy*, 76, pp.66–75.
- Wawer, T., 2007. *Förderung erneuerbarer Energien im liberalisierten deutschen Strommarkt*. Dissertation - Universität Münster - Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.
- Weber, C., 2010. Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems. *Energy Policy*, 38, pp.3155–3163.
- Weber, C., 2002. Das Investitionsparadoxon in wettbewerblichen Strommärkten. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52(11), pp.756–759.
- Weber, C., 2005. *Uncertainty in the electric power industry - methods and models for decision support*. International series in operations research & management science., New York: Springer-Verlag.
- Weidlich, A., 2008. *Engineering Interrelated Electricity Markets - An agent-based computational Approach*. Dissertation - Universität Karlsruhe TH - Faculty of Economics.
- Weidlich & Veit, 2006. Bidding in interrelated day-ahead electricity markets - insight from an agent-based simulation model. In *Proceedings of the 29th IAAE international conference*.
- Weis, F., 2015. Definition: Effizienz. businessOn - das regionale Wirtschaftsportal, ed. Available at: http://www.business-on.de/effizienz-definition-effizienz-_id40860.html.
- Welzer, H., 2012. Im Gespräch - Prof. Dr. Harald Welzer: Energiewende - das großflächige Realexperiment. *innovation & energie*, 12(2), p.21. Available at: <http://www.energieagentur.nrw/finanzierung/ea/energiewende-das-groflaechige-realexperiment>.
- Werker, C. & Brenner, T., 2004. Empirical Calibration of Simulation Models. Papers on Economics & Evolution No. 0410. Max Planck Institute for Research into Economic Systems, ed.

- Weron, R., 2014. Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*, 30(4), pp.1030–1081.
- WID & BWE, 2015. *Whitepaper 06/2016: Windenergieforschung - Die Grenzen des Wachstums sind noch nicht erreicht*, Windindustrie in Deutschland (WID) und Bundesverband für Windenergie (BWE).
- Windrum, P., Fagiolo, G. & Moneta, A., 2007. Empirical Validation of Agent-Based Models: Alternatives and Prospects. *Journal of Artificial Societies and Social Simulation*, 10(2), p.8.
- Winkler, Jenny et al., 2016. Impact of renewables on electricity markets - Do support schemes matter? *Energy Policy*, 93, pp.157–167.
- Winkler, J. et al., 2016. The market value of renewable electricity - Which factors really matter? *Applied Energy*, 184, pp.464–481.
- Winkler, J. & Altmann, M., 2012. Market Designs for a Completely Renewable Power Sector. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36, pp.77–92.
- Winkler, J., Sensfuß, F. & Pudlik, M., 2015. *Leitstudie Strommarkt - Analyse ausgewählter Einflussfaktoren auf den Marktwert von EE*, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI).
- Winter, W. et al., 2011. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 35, pp.139–153.
- Wirth, H., 2015. *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fassung vom 25.12.2015*, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). Available at: www.pv-fakten.de.
- Wood, A.J. & Wollenberg, B.F., 1996. *Power generation, operation and control*, Wiley, New York.
- Wooldrige, B., 2002. *An Introduction to Multi-Agent Systems*, John Wiley & Sons, Chichester.
- ZfK, 2014. Riesen-Batteriespeicher der WEGMAG fast fertig. Zeitschrift für kommunale Wirtschaft (ZfK) Onlinemitteilung, ed. Available at: <https://www.zfk.de/energie/strom/artikel/riesen-batteriespeicher-der-wemag-fast-fertig-2014-04-15/>.
- ZfK, 2015. Weniger Neugründungen von Genossenschaften. Zeitschrift für kommunale Wirtschaft (ZfK) Onlinemitteilung, ed. Available at: <https://www.zfk.de/politik/deutschland/artikel/weniger-neugruendungen-von-genossenschaften.html>.
- Zipp, A., 2016. *Die Marktfähigkeit von fluktuierenden erneuerbaren Energien im liberalisierten Stromsektor*. Dissertation - Universität des Saarlandes - Rechts- und Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät.

Anhang

A) Leitfragebogen der semi-strukturierten Experteninterviews – PV- und Windstrom-Investoren, Projektierer, Finanzierer und Anlagenbetreiber

Zum Hintergrund:

Bisher werden Politikinstrumente vorwiegend aus der neoklassischen ökonomischen Theorie abgeleitet und verfehlen damit häufig ihre intendierte Wirkung, weil sich die Akteure in der Realität durch individuelle Restriktionen wie asymmetrische und unvollständige Informationen und Märkte meistens anders verhalten als es die Theorie mit den Ansatz des „Homo oeconomicus“ annimmt.

Im Rahmen der Dissertation möchte ich das Thema „Refinanzierungsbedingungen für EE-Anlagen in Deutschland bei unterschiedlichen Förderbedingungen“ aus der Perspektive der betroffenen Akteure erforschen und als Input in das Agenten-Modell AMIRIS einfließen lassen, welches in der DLR Systemanalyse und Technikbewertung entwickelt und für die Politikberatung eingesetzt wird.

Hierzu möchte ich Sie gerne als Experten aus der EE-Investoren, Projektierer- und Finanzierungsbranche zu folgenden Punkten befragen und über die zukünftigen Refinanzierungsbedingungen von Wind- und PV-Projekten in Deutschland unter veränderten Rahmenbedingungen diskutieren. Derzeit liegen verschiedene Konzepte für zukünftige EEG-Fördermodelle auf dem Tisch wie:

- eine gleitende (**variable MP**) oder fixe Marktprämien (**fix MP**) (€/MWh) oder,
- eine Kapazitätsprämie (**CP**) (€/MW), die
- entweder **administrativ** oder ab 2017 über **Ausschreibungen ermittelt** werden sollen,

und die im Vergleich zur EEG-Einspeisevergütungen (FiT) i. d. R. höhere Risiken bei der Projektfinanzierung mit sich bringen, aber auch veränderte Anreize bei der Anlageninvestition (Anlagentechnik und Ausrichtung) und der Betriebsführung setzen und zu einer bedarfsgerechteren Fahrweise anreizen sollen. Die höheren Risiken der zukünftigen Erlöse münden normalerweise bei der Projektfinanzierung in Risikoprämien und/oder veränderten Anforderungen bei der Eigen- und Fremdkapitalquote, die ich u. a. gerne mit Ihrem Expertenwissen erheben möchte.

Anmerkung:

Die erhobenen Informationen im Interview dienen ausschließlich der wissenschaftlichen Forschung und finden Eingang in die Politikberatungstätigkeiten der Systemanalyse und Technikbewertung des Instituts für Technische Thermodynamik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR). Ihre Antworten werden streng vertraulich behandelt und für die Auswertung anonymisiert. Als Gegenleistung für ihre Teilnahme überlasse ich Ihnen das Gesamtergebnis der Umfrage.

Das ausführliche Interview im persönlichen Gespräch vor Ort wird ca. 90-120 min dauern; das gekürzte Telefoninterview schätzungsweise 45-60 min. Im Verlauf werden zunächst zur Einordnung der Institution und Person allgemeine Fragen gestellt bevor auf die Projektentwicklungsstadien und Wertschöpfungsketten eingegangen wird. Anschließend geht es um die Projektrisiken und um eine abschließende Einschätzung der zukünftigen Entwicklung der EE-Förderpolitik in Deutschland.

Für eine einfachere Auswertung bitte ich Sie noch, mir die Aufzeichnung des Interviews zu erlauben!

1) Allgemeine Fragen

- Können Sie sich und Ihren Hintergrund kurz vorstellen?
- Welche Position bekleiden Sie in ihrem Unternehmen/Institution?
- Können Sie Ihr Unternehmen kurz vorstellen?
- In welchem Land haben Sie die meisten Erfahrungen (positive/negative) sammeln könnten?

- Mit welchen EE-Fördermodellen konnten sie Erfahrungen sammeln?
- In welchen Land/Region machen die den größten Umsatz/Gewinn?
- In welchen Bereich entlang der EE Wertschöpfungskette ist ihr Unternehmen aktiv? [Projektentwicklung, Projektfinanzierung, Anlageninstallation, Anlagenbetrieb etc.]
- Wie groß ist ihr Unternehmen? [1-9, 10-100, >100 Angestellte]
- Welche Projektgrößen realisieren Sie i.d.R. [<100 kW, 100-1000 kW, >1 MW, > 5 MW]?
- Wie groß war/ist das Projektvolumen (in MW) und die -anzahl im Schnitt der letzten Jahre?

2) Projektentwicklungsstadien und Wertschöpfungsanteil

Für Wind- und PV-Projekte gelten je nach Technologie und Anlagengröße unterschiedliche Projektvorlaufzeiten mit den entsprechenden Entwicklungsstadien und jeweiligen Wertschöpfungsanteilen. Die zunehmende Vergütungsdegression der EEG-Einspeisetarife hat in den letzten Jahren zu steigenden Kostensenkungsdruck bei den Projektbeteiligten geführt. Nachfolgend sind die typische Projektentwicklungsstadien und nachfolgend deren Wertschöpfungsketten abgebildet.

Projektentwicklungsstadien nach Grau (2014):

Standortauswahl	Finanzierung	Genehmigungsverfahren	Netzan-schluss	Anlagenin-stallation
- Standortidentifikation - Standorterwerb	- Finanzplanung - Finanzierungszusage	- Planungsgenehmigung und Verträge	- Technische Entwicklung	- Technische Entwicklung

- Stimmt mit der Einteilung der Ketten überein?
- Wenn „nein“: Warum nicht?
- Können Sie bitte den durchschnittlichen projektbezogenen Zeitaufwand (in Wochen) je Stadium in Abhängigkeit der Technologie und Projektgröße angeben:

Für Windprojekte:

	<i>Onshore < 10 MW</i>			<i>Onshore > 10 MW</i>			<i>Offshore</i>		
Standortgüte	gut	mittel	schlecht	gut	mittel	schlecht	gut	mittel	schlecht
Standortauswahl									
Finanzierung									
Genehmigung									
Netzan-schluss									
Installation									

Für PV-Projekte:

	<i>Dachanlagen < 10 kW</i>	<i>Dachanlage > 10 > 1.000 kW</i>	<i>Dachanlage > 1.000 kW</i>	<i>Konversions- und Freifläche</i>
--	-------------------------------	---	---------------------------------	------------------------------------

	<i>Dachanlagen < 10 kW</i>			<i>Dachanlage > 10 > 1.000 kW</i>			<i>Dachanlage > 1.000 kW</i>			<i>Konversions- und Freifläche</i>		
Standortgüte	gut	mittel	schlecht	gut	mittel	schlecht	gut	mittel	schlecht	gut	mittel	schlecht
Standortauswahl												
Finanzierung												
Genehmigung												
Netzanschluss												
Installation												

Projektwertschöpfungskette über Lebensdauer der Anlagen (nach Windguard 2013 und EEG Erfahrungsbericht 2014):

Grundstück	Anlagenherstellung	Anlageninstallation	Anlagenbetrieb	Anlagenmanagement
- Pachtzahlung - Grundstückserwerb	- Fundament - WKA - Netzanschluss	- Fundament - WKA - Netzanschluss	- Techn. Betriebsführung - Wartung etc.	- Wirts. Betriebsführung - Vermarktung

- Stimmen Sie mit der Einteilung der Ketten überein?
- Wenn „nein“: Warum nicht?
- Können Sie eine Einschätzung über die Wertschöpfungsanteile (in %) je Kettenglied treffen (Anmerkung: Jede Spalte muss sich auf 100 % summieren)?

Für Windprojekte:

	<i>Onshore < 10 MW</i>			<i>Onshore > 10 MW</i>			<i>Offshore</i>		
Standortgüte	gut	mittel	schlecht	gut	mittel	schlecht	gut	mittel	schlecht
Grundstück									
Anlagenherstellung									
Anlageninstallation									
Anlagenbetrieb									
Anlagenmanagement									

- Besteht in den Kettengliedern Kostensenkungs-/steigerungspotenzial? Wenn ja, wo und wie hoch (in %)?

Für PV-Projekte:

Stand- ortgüte	Dachanlagen < 10 kW			Dachanlage > 10 > 1.000 kW			Dachanlage > 1.000 kW			Konversions- und Freifläche		
	gut	mittel	schlecht	gut	mittel	schlecht	gut	mittel	schlecht	gut	mittel	schlecht
Grund- stück												
Anlagen- her- stellung												
Anla- genin- stallation												
Anlagen- betrieb												
Anlagen- manage- ment												

- Besteht in den Kettengliedern Kostensenkungs-/steigerungspotenzial? Wenn ja, wo und wie hoch (in ungefährer % Angabe)?

3) Projektrisiken: Projektfinanzierung, Renditeerwartung und Kapitalkosten

Im Rahmen der Projektrealisierung und des Betriebs der Anlagen gibt es sehr unterschiede Risiken die sich der Investor bzw. Betreiber gegenüber sieht.

- Welches waren aus Ihrer Sicht die großen Risiken für Investoren und Betreiber in der Vergangenheit?
- Welche Risiken sind für Sie in Zukunft von herausragender Bedeutung zur Vollkostendeckung von Wind- und PV-Projekten in Deutschland?
- Wo sehen Sie weitere Risiken?

I) Unsicherheit beim Anlagenbetrieb

II) Kostenparameter bei der Projektfinanzierung

- Können Sie bitte eine Rangreihenfolge in Abhängigkeit des Einflusses des Risikos bzw. des Kostenparameters auf die Vollkostenrefinanzierung eines EE-Projektes abgeben?

	Rangreihenfolge		Rangreihenfolge
Absatzpreis- risiko		Anforderungen EK Rendite	
Absatzmengen- risiko		Anforderungen EK/FK-Quote	
Anlagenaus- lastung (VLH)		Risikoaufschlag (Zins für FK)	

- Bitte geben Sie zunächst eine qualitative Abschätzung darüber, wie sich die Risiken beim **Anlagenbetrieb** unter den oben genannten Förderbedingungen im Vergleich zum EEG-FIT entwickeln würden:

niedriger	+	o	-	--	---	höher
-----------	---	---	---	----	-----	-------

Risikoentwicklung beim Windanlagenbetrieb:

Eine Einschätzung möglicher Auswirkungen von Risiken bei der fixen Markt- und einer Kapazitätsprämie ist erst in Verbindung mit korrekten Ausgestaltungsdetails der Finanzierungsinstrumente möglich. Bitte stellen sich die deshalb folgende Szenarien vor:

fix MP: Die Prämie wird einmalig am Anfang der Investition administrativ berechnet und verändert sich nicht mehr im Laufe der Lebensdauer des Anlagenbetriebs.

CP: Sie wird administrativ berechnet und gleichverteilt über die Lebensdauer des Anlagenbetriebs ausbezahlt (z.B. monatlich oder jährlich):

- Im Falle guter Standorte soll sie ca. 40 % der Vollkosten decken.
- Im Falle mittlerer Standorte soll sie ca. 50 % der Vollkosten decken.
- Im Falle schlechter Standorte soll sie ca. 60 % der Vollkosten decken.

	Onshore guter Standort(2200 VLH)			Onshore mittlere Standort (1850 VLH)			Onshore schlechter Standort (1500 VLH)			Offshore (3800 VLH)		
	var. MP	fix MP	CP	var. MP	fix MP	CP	var. MP	fix MP	CP	var. MP	fix MP	CP
Preisrisiko												
Mengenrisiko												

Risikoentwicklung beim PV-Anlagenbetrieb:

Eine Einschätzung möglicher Auswirkungen von Risiken bei der fixen Markt- und einer Kapazitätsprämie ist erst in Verbindung mit korrekten Ausgestaltungsdetails der Finanzierungsinstrumente möglich. Bitte stellen sich die deshalb folgende Szenarien vor:

fix MP: Die Prämie wird einmalig am Anfang der Investition administrativ für die verschiedenen Technologieklassen wie unten abgebildet berechnet und verändert sich nicht mehr im Laufe der Lebensdauer des Anlagenbetriebs.

CP: Sie wird administrativ berechnet und gleichverteilt über die Lebensdauer des Anlagenbetriebs ausbezahlt (z.B. monatlich oder jährlich). Im Falle kleiner Dachanlagen soll sie ca. 75 % der Vollkosten decken.

- Im Falle mittlerer Dachanlagen soll sie ca. 70 % der Vollkosten decken.
- Im Falle großer Dachanlagen soll sie ca. 65% der Vollkosten decken.
- Im Falle von Frei- und Konversionsflächen soll sie ca. 60% der Vollkosten decken.

	Dachanlagen < 10 kW			Dachanlage > 10 > 1.000 kW			Dachanlage > 1.000 kW			Konversions- und Freifläche		
	var. MP	fix MP	CP	var. MP	fix MP	CP	var. MP	fix MP	CP	var. MP	fix MP	CP
Preisrisiko												
Mengenrisiko												

Risikoentwicklung bei Windanlagenfinanzierung:

- Wenn Sie Erfahrung mit unterschiedlichen Auftrag- und Eigenkapitalgebern (Privatpersonen, Genossenschaften, EVU, institutionelle Anleger, Industrie, Mischformen), Fremdkapitalgebern und Fördermodellen haben, geben Sie bitte eine Abschätzung über die Entwicklung folgender Finanzierungsparameter im Vergleich zum EEG-FIT ab (EK/FK in %-Verhältnisangabe, Risikoauf-

	<i>Dachanlagen < 10 kW</i>			<i>Dachanlage > 10 > 1.000 kW</i>			<i>Dachanlage > 1.000 kW</i>			<i>Konversions- und Freifläche</i>		
EK Rendite												
Risiko- aufschlag Zins												

In den vor kurzem vom BMWi veröffentlichten „Eckpunkten für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik Freiflächenanlagen“ sind folgende Punkte für das Auktionsdesign vorgesehen:

- Ausschreibungsgegenstand und -frequenz:
 - Leistung wird ausgeschrieben um Förderhöhe (FH = anzulegender Wert in €/MWh) zu ermitteln
 - Preisfindung über „Pay-as-Bid“ Verfahren
 - Zuschlag wird auf 25MW begrenzt
 - Ausschreibungsvolumen 600 MW/a in mind. 2 Runden pro Jahr
 - Ankündigung der Ausschreibungsrunde mit dreimonatigen Vorlauf
- Pönalen und Qualifikation der Bieter:
 - finanzielle Absicherung bei Gebotsabgabe i.H.v. 2-5 €/kW (sog. „Bid-Bond“)
 - finanzielle Absicherung bei Zuschlag i.H.v. 25-50 €/kW
 - Aufstellungsbeschluss einer Gemeinde + vorläufige Netzanschlusszusage
 - Um kleine Akteure nicht zu benachteiligen (durch Bid-Bond Zahlung), kann bei Vorlage eines bereits verkündeten Bebauungsplans einer Gemeinde eine niedrigeren Absicherung verlangt werden
 - 1. Pönalenstufe: Strafzahlung, Absenkung der FH oder Verkürzung des Förderzeitraums bei Nichterrichtung innerhalb von 18 Monaten, (Abhängigkeit der Pönale bei Eigen- und Fremdvverschulden noch zu klären)
 - 2. Pönalenstufe: Entzug der Förderberechtigung (anteilig für nicht realisierten Teil der Anlage) nach 24 Monaten + Geldstrafe (noch zu konkretisieren)

Risikoaufschlag durch Ausschreibungen bei Windprojekten:

	Onshore guter Standort			Onshore mittlere Standort			Onshore schlechter Standort			Offshore		
[%]	var. MP	fix MP	CP	var. MP	fix MP	CP	var. MP	fix MP	CP	var. MP	fix MP	CP
Risiko- aufschlag												

Risikoaufschlag durch Ausschreibungen bei PV-Projekten:

	<i>Dachanlagen < 10 kW</i>			<i>Dachanlage > 10 > 1.000 kW</i>			<i>Dachanlage > 1.000 kW</i>			<i>Konversions- und Freifläche</i>		
[%]	var. MP	fix MP	CP	var. MP	fix MP	CP	var. MP	fix MP	CP	var. MP	fix MP	CP
Risiko- auf- schlag												

- Was sind weitere typische Transaktionskosten bei Ausschreibungsmodellen?
- Welche Akteure bzw. Anlagenprojekte für EE-Investitionen würden von Ausschreibung profitieren bzw. benachteiligt?

4) Abschließende Erwartung über zukünftige Entwicklung

- Was sind Ihre generellen Einschätzungen wie sich der Markt entwickelt?
- Aus Sicht Ihres Unternehmens?
- Aus Sicht der EE-Branche?
- Im Hinblick auf das Gelingen der Energiewende?
- Habe ich etwas Wichtiges vergessen, möchten Sie noch etwas ergänzen?
- Haben Sie noch Ideen, wen ich sonst noch unbedingt zu diesem Thema interviewen sollte?

B) Ergebnisse zum 1) Teil des Interviewfragebogens: Allgemeine Fragen

Im Folgenden werden zunächst Teile der Befragung des 1) Teils ‚Allgemeine Fragen‘ anonymisiert dargestellt, bei dem es vor allem um die Herkunft, Erfahrung und Tätigkeitsbereiche der Interviewpartner und dessen Unternehmen ging, um einen Eindruck über den Querschnitt der Befragten zu erhalten.

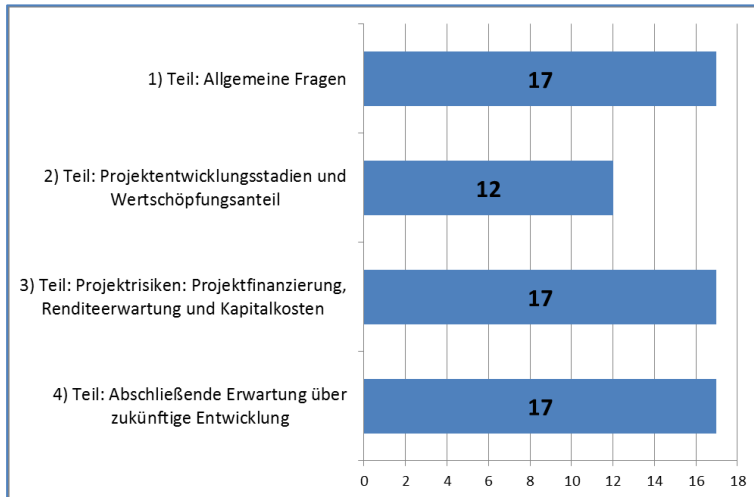


Abbildung A-I: Anzahl der beantworteten Fragebogenteile (Interviewanzahl n=17) [eigene Darstellung].

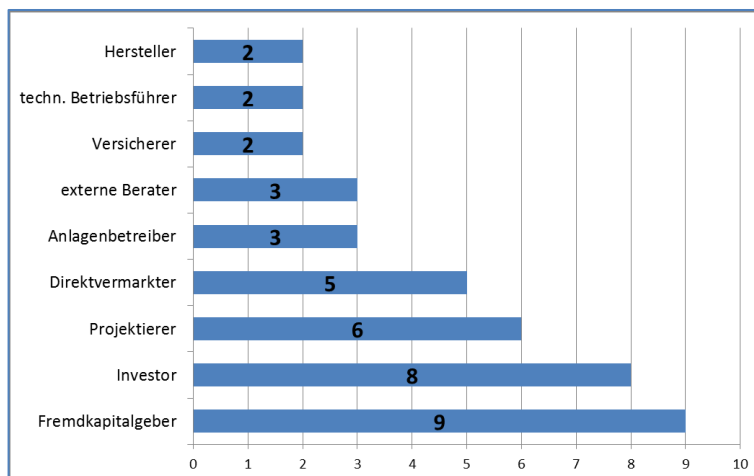


Abbildung A-II: Anzahl der Tätigkeitsbereiche der befragten Akteure in der Wertschöpfungskette (Mehrfachnennungen je nach Erfahrung und Tätigkeitsbereich möglich) [eigene Darstellung].

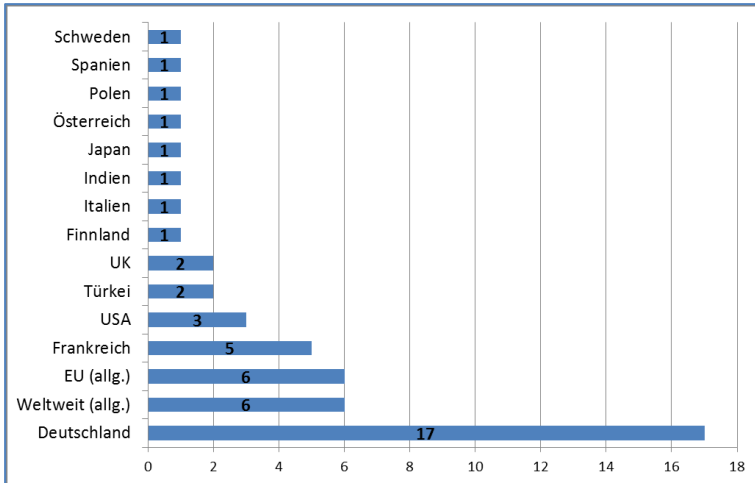


Abbildung A-III: Marktregionen in denen die Akteure aktiv sind (Mehrfachnennungen möglich) [eigene Darstellung].

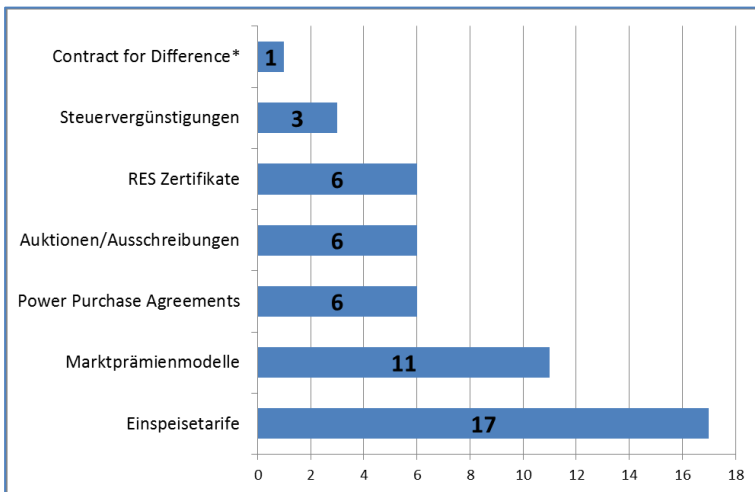


Abbildung A-IV: Anzahl der Art der Förderinstrumente mit denen die Interviewpartner Erfahrung gesammelt haben (*), 'Contract for Difference' wirken im Prinzip wie Einspeisevergütungen. Dem Erzeuger wird eine garantierte Vergütung über einen bestimmten Zeitraum gewährt und die Differenz zum Strombörsenerlös ausgezahlt [eigene Darstellung].

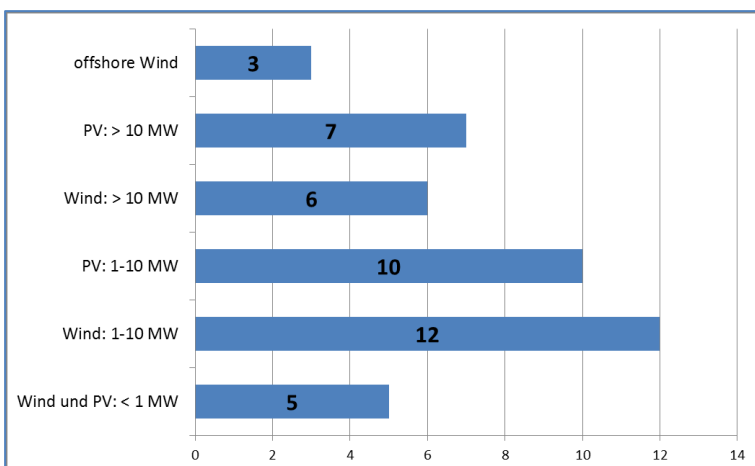


Abbildung A-V: Anzahl der jeweiligen Projektgrößen, die die Akteure überwiegend bedienen [eigene Darstellung].

C) Ergebnisse zum 2) Teil des Interviewfragebogens: Projektentwicklungsstadien und Wertschöpfungsanteile

III) Projektentwicklungsstadien (nach Grau 2014):

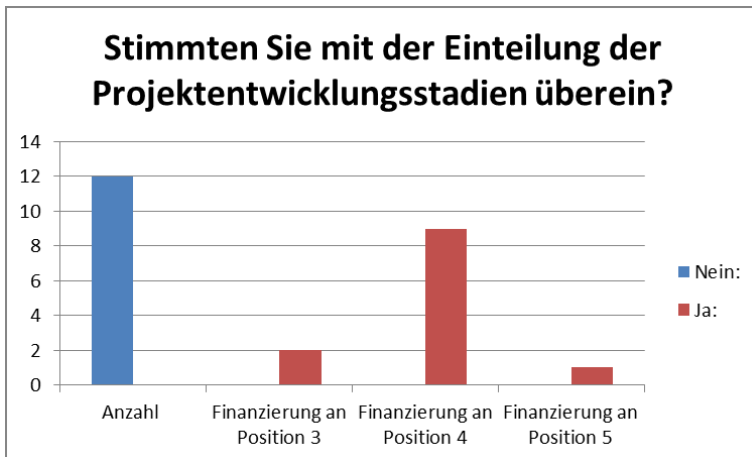


Abbildung A-VI: Ergebnisse der Abstimmung über Einteilung der Projektentwicklungsstadien (Interviewanzahl n=12) [eigene Darstellung].

Einschätzung des projektbezogenen Zeitaufwands (in Monaten) je Stadium für Windprojekte:

	<i>Onshore < 10 MW</i>	<i>Onshore > 10 MW</i>	<i>Offshore</i>
Standortauswahl		12-24	
Finanzierung		1-6	
Genehmigung		6-12(*)	
Netzanschluss		8-12	
Installation			
Gesamt	mind. 24	36-60	60

Abbildung A-VII: Ergebnisse der Einschätzung des projektbezogenen Zeitaufwands bei Wind-Projekten (*) Prozesse laufen häufig parallel (Interviewanzahl n=12) [eigene Darstellung].

Interessante Aussagen zu Stadien der Projektentwicklung:

- „Es kommt auf die Erfahrung an. Bürgerprotest unklar. Atmender Deckel bei Wind schwierig durch die langen Vorlaufzeiten...“
- „Keine unterschied zw. Großen und kleinen Projekten oder Standortgüte, Aufwand ist überall gleich groß.“
- „Manchmal gar nicht so wichtig die Rahmenbedingungen, als die Erfahrung die man braucht“
- „FK-Aufwand hängt davon ab, ob die Bank das alleine Macht oder im Konsortium,...“
- „...welcher Doku-Standard wird angewandt: nach dt. Standarddokumentation für einen Investitionskredit (20 Seiten) oder nach LMA (Loan and Markt Association).“

„Genehmigungszeiten stark vom zuständigen NB abhängig (manche nur ein paar Wochen, andere Monate)“

Einschätzung des projektbezogenen Zeitaufwands (in Wochen) je Stadium für PV-Projekte:

	<i>Dachanlagen < 10 kW</i>	<i>Dachanlage > 10 > 1.000 kW</i>	<i>Dachanlage > 1.000 kW</i>	<i>Konversions- und Freifläche</i>
Standortauswahl	1	3-6	3-6	12-24
Finanzierung		2 - 4 (restliche Prozesse 6)(*)	2-4 (restliche Prozesse 6)(*)	2-6
Genehmigung		2-4(*)	2-4(*)	12-18
Netzanschluss		2(*)	2(*)	
Installation		1(*)	1(*)	1-2
Gesamt	1	9-12	9-12	12-18

Abbildung A-VIII: Ergebnisse der Einschätzung des projektbezogenen Zeitaufwands bei PV-Projekten (*) Prozesse laufen häufig parallel (Interviewanzahl n=12) [eigene Darstellung].

Interessante Aussagen zu Stadien der Projektentwicklung:

„Aufwand bei Onshore ist projektgrößenunabhängig, bei offshore ist das anders.“

„...es ist immer ein Zusammenspiel mit der Standortgüte...“

„Standortgüte spielt keine Rolle. Es geht nur um die Bonität des Kunden.“

„...eigentlich spielt Projektgröße und Standortgüte keine Rollen. Man macht viele Sachen parallel.“

„Finanzierung bei Onshore recht schnell, bei offshore noch große Unsicherheit bei den Projekten, weshalb bei der Finanzierungsbewertung genau hingeschaut wird. Bei offshore wird es aber auch eine Lehrkurve geben.“

„Erfahrener Generalunternehmer (GU) kann bei Freiflächen-PV-Projekten 1 MW in einer Woche aufstellen (installieren)...“

1) Projektwertschöpfungskette über Lebensdauer der Anlagen (nach Windguard 2013 und EEG Erfahrungsbericht 2014):

Einschätzung der Wertschöpfungsanteile für Windprojekte:

	<i>Onshore < 10 MW</i>	<i>Onshore > 10 MW</i>	<i>Offshore</i>
Grundstück		5-20 % (je nach Güte)	
Anlagenherstellung		80%	
Anlageninstallation			
Anlagenbetrieb		10-15 %	
Anlagenmanagement		1-2 %	
Projektierung		10%	

Abbildung A-IX: Ergebnisse der Einschätzung der Wertschöpfungsanteile bei Wind-Projekten (Interviewanzahl n=12) [eigene Darstellung].

Anmerkung: Die *Projektierung* ist erst nach Durchführung der Interviews durch Anmerkungen der Interviewpartner nachträglich als weiteres Glied der Wertschöpfungskette aufgenommen worden.

Interessante Aussagen zu Kostensteigerungs- bzw. -senkungspotenzial:

- „...hängt mehr von der Standortgüte als der Anlagengröße ab, Pachtzahlungen haben extrem Zugenommen, Pachtempfänger steht als ersten in der Kette und kann fordern...“
- „Bei Wind bei Standortgüte noch Potential, in der Vergangenheit großer Flächenwettbewerb.“
- „Die geringsten Pachten, werden da gezahlt, wo wirtschaftlich am meisten gezahlt werden könnte (im Norden), das liegt an den Bürgerwindparks!“
- „Knappheit der Grundstücke Kostentreiber Nummer 1.“...„aber mit Potential nach unten...“
- „Rohstoffpreise spielen natürlich eine Rolle bei Kostensteigern.“
- „Anlagenhersteller haben noch Kostensenkungspotential , wird aber keine Technologischen Sprünge mehr geben,...“
- „In den Anlagen ist noch Wirkungsgroßpotential.“
- „Anlagenhersteller haben keine Luft mehr nach unten...“
- „Lernkurven auch bei WKA noch nicht abgeschlossen...“
- „Anlagenkosten könnten steigen...“
- „Anlagenbetrieb und Management sind ausgelutscht...“...„beim Anlagenbetrieb dürfte es nicht teurer werden...“
- „Nachverhandlungen bei bereits betriebenen Anlagen nicht möglich, höchstens bei Wartungsverträgen, wenn die Anlagen nicht so läuft wie versprochen, nachträgliche Effizienzverbesserungsmaßnahmen in der Anlagentechnik nicht möglich“
- „Anlagenbetrieb (techn. Betriebsführung) macht GU u Hersteller macht O&M, bei Wind und PV wird meist üppig bezahlt.“
- „Projekte werden teilweise als Nullsumme verkauft und die Erlöse kommen über technische Betriebsführung, auch mit O&M wird ordentlich verdient.“
- „Gutachtenkosten könnten steigen, Leitzinssatz ist entscheidenden: wenn LZ 1 % steigt, fällt die EK-Rendite um 5%.“

„Bei Hersteller und Projektierern ist sicherlich ein Puffer drin, hängt vom Standort ab...“

Einschätzung der Wertschöpfungsanteile für PV-Projekte:

	Dachanlagen < 10 kW	Dachanlage > 10 > 1.000 kW	Dachanlage > 1.000 kW	Konversions- und Freifläche
Grundstück		5-15 %		10%
Anlagenherstellung		40-80 %		60-70 %
Anlageninstallation		30%		10%
Anlagenbetrieb		7-12 %		7-12 %
Anlagenmanagement		2-7 %		2-7 %
Projektierung		10%		10%

Abbildung A-X: Ergebnisse der Einschätzung der Wertschöpfungsanteile bei PV-Projekten (Interviewanzahl n=12) [eigene Darstellung].

Interessante Aussagen zu Kostensteigerungs- bzw. -senkungspotenzial:

„Bei der Standortgüte bei PV wenig Potenzial.“

„Knappheit der Grundstücke Kostentreiber Nummer 1.“

„...wobei es bei Aufdachanlagen noch keine Knappheit bei den Flächen gibt.“

„Luft gibt es bei Pacht und Modulpreisen. Wechselrichter weniger.“

„Immer noch riesiges Kostensenkungspotential! Strafzölle sind sehr hinderlich,...der Weltmarkt liegt ca. 15% unter EU Preisen für Module!“...„bei chinesischen Wechselrichtern Qualität unklar, kosten aber 1/3 weniger.“

„Gute Anlagenqualität spielt große Rolle...Wirkungsgrad von 2% unterschied macht viel aus.“

„Herstellungskostensenkungspotential bei monokristallinen Zellen (Fertigungswirkungsgrad 20%, Laborwirkungsgrad 40%).“

„Bei Projektplanung bzw. Projektierung wird Genehmigung werden immer teurer... Landschaftsausgleich etc. sind nicht unerhebliche Kosten.“...„Projektkosten hängen stark von Höhe des FIT ab, d.h. wenn der Tarif hoch ist, sind auch die Wertschöpfungsanteile hoch, wenn niedrig, dann muss jeder abknapsen.“

D) Ergebnisse zum 3) Teil des Interviewfragebogens: Projektrisiken, Projektfinanzierung, Renditeerwartung und Kapitalkosten

I. a) Weitere ausgewählte interessante Aussagen zu Projektrisiken in der Vergangenheit:

- „..., es gibt Investoren die lieber ein Marktpreisrisiko als ein politisches Risiko haben wollen [Erfahrung aus Spanien und Italien],..., je näher der Einspeisetarif am Marktpreis liegt, desto irrelevant wird aber das politische Risiko.“
- „Im Windbereich lag Ertrag unter Prognose, bei PV über Prognose,..., mittlerweile gibt's aber Gutachten mit überarbeitet Modellen.“
- „Betriebsrisiken könne abgesicherter werden [Vollwartungsverträge mit 90 % Verfügbarkeitsabsicherung].“
- „...bei ‚Power-Purchase-Agreements‘ Modellen tauscht man das Kontrahentenrisiko vom Staat zum Vertragspartner, z.B. in Spanien sehr relevant.“
- „Keine großen Risiken, eigentlich nur Mengenrisiko.“
- „Risiko der Gutachten: bei Wind Unsicherheit über Ressource von bis zu 15 %, bei PV 5 %.“
- „...bei Fremdkapitalgebern werden nicht die Chancen sondern die Risiken betrachtet,..., z. B. bei p75127 und p90 Wert und was daraus für den DSCR Wert folgt.“
- „..., durch Garantieübernahmen durch Hersteller kaum technische Risiken.“
- „Vor zehn Jahren war technisches Risiko noch sehr relevant, heute nicht mehr.“
- „Vor allem die Ertragsgutachten bei Wind waren sehr risikobehaftet, alle anderen Risiken hatte der Investor bzw. Betreiber selber in der Hand [gute Technik etc.].“

I. b) Weitere ausgewählte interessante Aussagen zu Projektrisiken in der Zukunft:

- „...auf Kostenseite keine großen Risiken.“
- „Bei den Preisrisiken ja,..., je höher die Risiken rein kommen, desto höher muss der DSCR Wert sein,..., bisher nur Mengenrisiken, zukünftig ist das Preisrisiko entscheidend.“
- „bei fixer Marktpremie oder Ausschreibung gibt es keine Übersicht mehr über die Preise. Es wird dann wahrscheinlich keine Projekt-, sondern nur noch Unternehmensfinanzierung geben, da FK-Geber Sicherheiten wollen,..., hängt aber letztlich vom Design der Ausschreibung ab. Wenn Risiken komplett den GU oder Betreibern aufgebürdet werden, wird es keine Bürgerwindparks mehr geben.“
- „Anlagenauslastung bleibt ganz oben, aber Preisrisiken werden eine immer größere Rolle spielen.“
- „Aus Bankensicht sind immer die fixen und variablen Erlösanteile wichtig,..., ggf. Ausschüttungssperren in Zukunft für EK. Bank geht immer vom Worst Case aus.“
- „EK Risiken steigen vor allem mit der Direktvermarktung,..., EK Risikoverteilung deshalb immer wichtiger.“
- „Bisher konnte man immer zurück ins EEG, in Zukunft nur noch möglich mit 20 % Abschlag auf Anzulegenden Wert. Solange die Direktvermarktung ein Angebotsmarkt bleibt, kein Problem, aber ggf. zukünftig Wechsel zum Nachfragermarkt.“
- „Verpflichtende Direktvermarktung über Großhandel ist Schwachsinn, richtige Direktvermarktung mit direkter Endkundenabnahme würde das Problem von alleine lösen.“
- „Bei der Netzinfrastruktur und dem Einspeisevorrang...“

I. c) Weitere ausgewählte interessante Aussagen zu weiteren Risiken

¹²⁷ p75 bzw. p90 steht für den Wahrscheinlichkeitswert, dass 70 % bzw. 90 % des Ertrags erzielt werden.

„Bei der Beschaffung von Risikokapital für die Entwicklung des Standortes.“

„Wenn die Marktkonsolidierung bei der Direktvermarktung bonitätsgetrieben ist, könnte sich das Machtgefüge erheblich verschieben!“

„...wenn bei den Kapitalkosten mit hohen Marktrisiken gespielt wird, wird die Investitionstätigkeit einbrechen.“

„Bei der Offshore Windkraft werden die extremen Wetterrisiken unterschätzt. Es gibt bisher nur ganz wenige Versicherungsanbieter für diese Fälle.“

„Marktdesignrisiko ist wesentlich wichtiger geworden,..., z.B. kommt der Kapazitätsmarkt ja oder nein?“

„Bankeability von Projekten z.B. durch fixe statt gleitende Marktprämie,..., unklar ob bei einer fixen Marktprämie Projekt über eine Projektfinanzierung noch möglich ist, oder die Bonität des Investors viel entscheidender wird.“

„Bei Auktionssystem könnten neue Risiken in Gebote problemlos eingepreist werden...aber dann auch „Winners-Curse“ Problematik möglich.“

„Profilservicekosten und Prognoserisiko sind bei der Direktvermarktung überschaubar.“

II. a) Weitere ausgewählte interessante Aussagen über Rangreihenfolge der Risiken:

„Zusätzlich Erlöse über Regelenergiemärkte noch völlig unklar.“

„Der Marktwert an der Börse kann vom Anlagenbetreiber nicht beeinflusst werden....Diese Risiken können sich kleine Akteure nicht mehr leisten, sondern nur noch große Firmen.“

„Mengenrisiko wird immer abgewälzt werden auf Direktvermarkter.“

„Das Volumenrisiko wird bei Offshore enorm sein,..., bei hohen Windgeschwindigkeiten ein 300 MW Park in Portfolio zu haben ist für ein Direktvermarkter ein Desaster!“

„Wenn sie in Zukunft häufiger abgeregelt werden, werden die Anlagen zum Ausgleich mehr und mehr auf den Regelenergiemarkt gehen.“

„...ggf. könnten sich auch neue Geschäftsmodelle entwickeln, um der Abregelung entgegen zu wirken.“

„Das Problem ist die Diskrepanz zwischen Stromkäufer und Stromproduzent. Bei Kohle Kraftwerken kann das Produkt auf die Käufer verteilt werden, bei PV im dezentralen Bereich geht das nicht. Es gibt keinen der bereit ist für mehr als 4-5 Jahren Strom abzunehmen.“

II. b) Weitere ausgewählte interessante Aussagen zur qualitativen Risikoeinschätzung:

„Bei gleitender Marktprämie gleiches Risiko, bei Kapazitätsprämie stark abhängig vom Anteil an Vollkosten.“

„Zum Zeitpunkt der Finanzierung spielt es eine entscheidende Rolle, ob die Förderung regulativ oder über Ausschreibungen bestimmt wird.“

„Aus Fremdkapitalgeber Sicht kein Unterschied zwischen fixer Markt- und Kapazitätsprämie,..., wobei da die Kapazitätsprämie im Prinzip schon wieder vorteilhaft wäre, weil man da die Anlage nur installieren müsste, aber nicht unbedingt betreiben.“

„Bei guten Standorten ist das Preisrisiko eigentlich nicht geringer sondern höher, weil hier der Gleichzeitigkeitseffekt sehr stark ausgeprägt ist.“

„Ob das auch mit der Standortqualität zusammenhängt kann ich nicht sagen, das sind sehr komplexe Zusammenhänge.“

„Standortgüte spielt keine Rolle bei der Kapazitätsprämie.“

III. a) Weitere interessante Aussagen zum Einfluss der Kapitalkostenparameter:

„Was man nach vorne schiebt in der Reihenfolge hängt vom Investor ab.“

- „Wenn der EK-Anteil steigt und die Zinsen steigen werden auch die Gesamtkosten höher.“
- „Ein großes EVU in Deutschland sagt nicht ohne Grund, dass die eigenen Renditeerwartungen zu hoch sind,...EK-Rendite nach unten ist aber schon ausgereizt.“
- „...auch schwer zu sagen, hängt auch von der Standortgüte ab: je schlechter der Standort desto höher der EK Anteil [in Norddeutschland EK 5%].“
- „Bei Wind wird höhere EK Rendite erwartet, weil Ertragsrisiken durch Wetterschwankung größer sind als bei PV.“
- „Bei geänderten Fördermodellen geht der Risikofächer [am Ende der Projektlaufzeit] weiter auf, d.h. EK Renditeanforderung steigt.“
- „Die Verhältnisänderung bei EK/FK wird bei Wind stärker sein als bei PV.“
- „...das hängt sehr stark vom Investor ab, wenn der Investor selber weniger Volatilität will, dann geht er eben mit mehr EK rein.“
- „...bei Wind wird bei höheren Risiken das Ziel 80 % FK-Anteil sein.“
- „Das DSCR ist bei größerem Risiko sehr relevant, wenn EK Quote steigt, geht Risikoaufschlag für FK runter.“
- „Pensionsfonds wollen meist ihr eigenes Kapital ausgeben, d.h. keine hohen FK Anteile, im Gegensatz zu Investoren wie Standwerke oder EVU. Die wollen hebeln und hoffen auf hohe FK Anteile,..., auch strategische Gesichtspunkte hier wichtig, wo die EK Renditeerwartung untergeordnet ist.“
- „EK-Aufschlag hängt sehr stark vom Investor ab.“
- „Die FK-Zinsen werden aufgrund des allgemeinen Niedrigzinsniveaus kaum steigen.“
- „FK-Geber müssen sich Risiken bezahlen lassen...“
- „...bei Finanzierung hängt es aber auch zentral von anderen Anlagenoptionen ab.“
- „der FK-Wettbewerb ist in Deutschland zu hoch, Risikoaufschlag kann somit nur schwer durchgesetzt werden.“
- „Eine Rangreihenfolge kann man bei den Kostenparametern der Projektfinanzierung eigentlich nicht abgeben, da alle voneinander abhängen...“

III. b) Weitere interessante Aussagen zur qualitativen Einschätzung der Risikoentwicklung

- „...also wenn EK unter 2-3% geht wird's echt schwierig [das überhaupt Projekte realisiert werden], aber hängt auch vom Projekt bzw. Akteuren ab.“
- „Keine generelle quantitative Aussagen möglich, das ist sehr projektspezifisch..., also je volatil der Cashflow ist, desto schlechter das Rating und damit auch die Kostenparameter.“
- „Risikoaufschlag hängt sehr stark auch von den FK-Mitteln ab, also z.B. ob KfW Förderung oder über Kapitalmarkt.“
- „...naja irgendwie geht's schon so um 1,3-1,5 % hoch [der FK-Zins], aber schwierig zu sagen.“
- „Die Kapazitätsprämie hat die höchsten Anforderungen, dann die fix Marktprämie und dann die gleitende.“
- „...die EK/FK Quote ist vor allem vom Standort abhängig.“
- „also wir hören schon öfter, dass gerade bei Bürgerbeteiligungsprojekten die EK-Rendite eine untergeordnete Rolle spielt,..., da ist eh wichtig für die Leute das Vertrauen zum Akteur der das macht, also der steht 100 % hinter den EE oder so...“
- „Also was ich mir bei höheren EK/FK Anforderungen vorstellen könnte ist, dass da auch irgendwelche eigenen bzw. neu EK-Quellen gesucht werden ohne Bank, also z.B. wie bei diesem Crowd Funding Dingen.“
- „Höhere Risiken können auch natürlich kürzere Finanzierungsdauern nach sich ziehen.“

„Hängt zu stark von den einzelnen Projekten ab. Man kann keine generellen Aussagen treffen,..., hängt auch von den Erwartungen der Beteiligten ab.“

IV. a) Weitere interessante Aussagen zu Transaktions- bzw. Zusatzkosten bei Ausschreibungen

„...also wenn man sich anschaut was da in Frankreich abgeht, das ist schon unglaublich,..., also was da alles an Zusatzkosten anfällt, auch volkswirtschaftlich. Da bieten teilweise 100 Akteure auf ein 1-2 Projekte, und einer kriegt den Zuschlag.“

„Die Firma mit den niedrigsten Kapitalkosten gewinnt die Ausschreibung,..., also nur große Firmen und große EVU,..., kleine Akteure werden keine Chance mehr haben, da muss man sich nur Südafrika oder Brasilien angucken.“

„Es gibt definitiv höhere Kosten im Fördersystem, weil neue Vorfinanzierungskosten hinzukommen,...“

„Die Projektentwicklung wird sich ändern,..., die großen EVU werden die Projekte entwickeln und damit Geld verdienen und dann aufgrund der niedrigen EK-Rendite an die Versicherer und Pensionsfonds verkaufen.“

„Also im Schnitt kann man sagen, dass Windprojekte mit 150 T€/MW vorfinanziert werden müssen. Bei Bürgerbeteiligungsprojekten ist das aber viel höher, da sind eher mit 300-400 T€/MW zu rechnen,..., hier haben selbst die Gutachter gesagt, dass sie missverstanden wurden.“

„Es gibt ein strukturelles Problem im Bietprozess,..., das Ausfallrisiko beim Bietverfahren muss auch der FK Geber tragen, genauso wie der Investor. Hängt aber auch vom Druck im Markt ab.“

„In der Verordnungsermächtigung liegt die Gebotsgrenze beim Anzulegenden Wert, was dauerhaft nicht funktionieren kann.“

„Ich halte mich hier mit Aussagen zurück, da der Schwachsinn der Ausschreibung nicht lange Bestand haben wird,..., es sei denn man könnte sich erst nach dem Ausschreibungszuschlag um die Finanzierung kümmern.“

„...hängt auch davon ab, wann das Projekt verkauft wird. Wann treten welche Risiken auf? Die Pönale ist entscheidend...“

„Bei der PV sind die Projektentwicklungskosten weitaus geringer als bei Wind. Bei Wind kann das auch mal 2-7 Jahre dauern,..., zwei bis drei Jahre nach Einführung der Ausschreibung werden weniger Projekte entwickelt und die Projektpipeline wird versiegen.“

„Es muss teuer werden, aber Kostensenkungspotential auch durch Wettbewerbselement, welcher Effekt überwiegt ist unklar.“

„Es wird eine Professionalisierung bei den Generalunternehmen/ Projektieren geben.“

„Vorfinanzierung, Genehmigung, Projektentwicklung, Finanzierungskosten werden alle höher sein.“

„FK würde erst entsprechend später finanziert werden. Hängt aber alles sehr von Details im Ausschreibungsmodell ab.“

„Es gibt dann doppeltes Risikokapital: krieg ich den Standort und kriegt ich den Preis? Aber je nachdem wie es [die Auktion] ausgestaltet wird...“

„Die Marktteilnehmer werden lernen. Wenn in der ersten Runde die Preise zu niedrig sind, werden sie in der zweiten Runde wieder steigen.“

„Erfahrungen im Ausland zeigen, dass hier teilweise viel Geld vernichtet wird, wenn das Projekt den Zuschlag nicht erhält.“

„... es kommt stark darauf an, wann die Ausschreibung stattfindet.“

„Wenn jemand den Zuschlag bekommen will, muss man häufig schon vorher Bürgschaften hinterlegen,..., die Großen können die Garantie über die Firmenbilanz machen.“

„Die Vorfinanzierungskosten bei Ausschreibung sind keine wirklichen Transaktion oder gar versunkenen Kosten, da man bei nicht erfolgreichen Geboten [je nach Entwicklung eines Zweitmarktes], das vorentwickelte Projekt für die nächste Auktion auch wieder verkaufen kann.“

IV. b) Weitere interessante Aussagen Gewinnern und Verlierern bei Ausschreibungen

„...also ganz klar die Großen, da nur sie Unternehmensfinanzierung machen können...Kleine Akteure sind raus...“

„...wenn die Ausschreibung so kommen wie vorgesehen, wird es keine Bürgerenergieprojekte mehr geben...“

„Kleinere haben es schwieriger,..., die 10 MW Obergrenze ist ggf. auch nicht sinnvoll.“

„Kleine Akteure verlieren, wegen Klumpenrisiko..., man muss halt energiewirtschaftliches Know-How entwickeln.“

E) Speicherstrategiebestimmung zur Erzielung von Arbitrage am ‚Day-ahead‘-Spotmarkt

Für detaillierte schriftliche Ausführungen siehe (Klemp 2015, S.31-38).

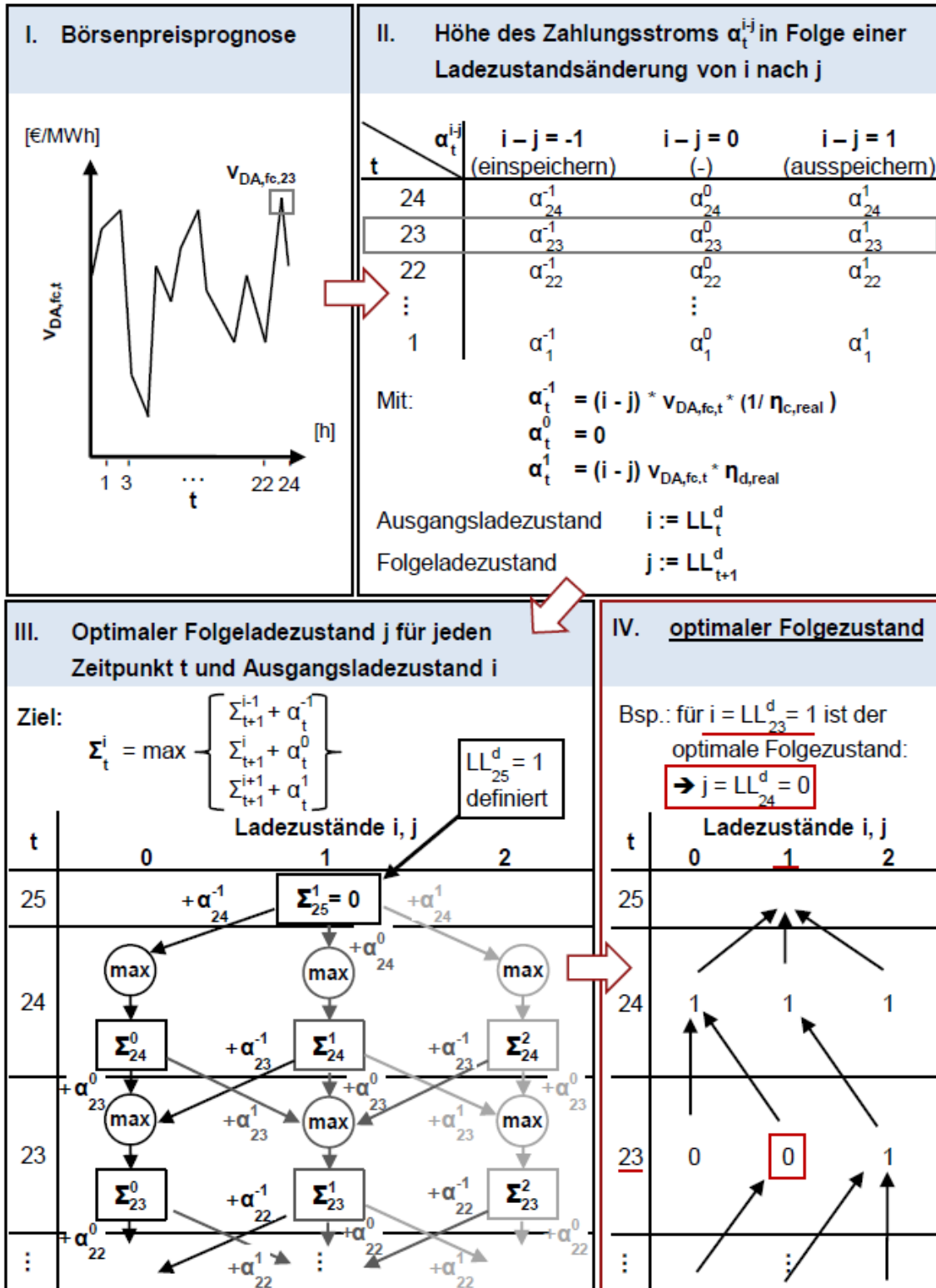


Abbildung A-XI: Berechnungsschema zur Bestimmung der optimale zentrale Speicher-Betriebsstrategie [Darstellung aus Klemp (2015)].

F) Tabellenanhang: techno-ökonomische Anlagen- und Kraftwerksdaten

I) Spezifische Investitions- sowie Wartungs- und Betriebskosten der EE-Anlagen

Tabelle A-I: Spezifische Investitions- sowie Wartungs- und Betriebskosten für Windanlagen.

Jahr	C_Invest onshore low in T€/MW	C_Invest onshore med in T€/MW	C_Invest onshore high in T€/MW	C_O&M_var onshore low in €/MWh	C_O&M_var onshore med in €/MWh	C_O&M_var onshore high in €/MWh
2006	1034	1229	1324	14,8	18,6	20,6
2007	1101	1296	1391	14,8	18,6	20,6
2008	1167	1362	1457	14,8	18,6	20,6
2009	1234	1429	1524	14,8	18,6	20,6
2010	1301	1496	1591	14,8	18,6	20,6
2011	1239	1421	1524	14,8	18,6	20,6
2012	1177	1346	1457	14,8	18,6	20,6
2013	1114	1270	1389	14,8	18,6	20,6
2014	1052	1195	1322	14,8	18,6	20,6
2015	990	1120	1255	14,8	18,6	20,6
2016	1027	1157	1292	14,8	18,6	20,6
2017	1064	1194	1329	14,8	18,6	20,6
2018	1100	1230	1365	14,8	18,6	20,6
2019	1137	1267	1402	14,8	18,6	20,6
2020	1174	1304	1439	14,8	18,6	20,6
2021	1166	1296	1431	14,8	18,6	20,6
2022	1158	1288	1423	14,8	18,6	20,6
2023	1151	1281	1416	14,8	18,6	20,6
2024	1143	1273	1408	14,8	18,6	20,6
2025	1136	1266	1401	14,8	18,6	20,6
2026	1128	1258	1393	14,8	18,6	20,6
2027	1120	1250	1385	14,8	18,6	20,6
2028	1113	1243	1378	14,8	18,6	20,6
2029	1105	1235	1370	14,8	18,6	20,6
2030	1097	1227	1362	14,8	18,6	20,6
2031	1095	1225	1360	14,8	18,6	20,6
2032	1092	1222	1357	14,8	18,6	20,6
2033	1089	1219	1354	14,8	18,6	20,6
2034	1087	1217	1352	14,8	18,6	20,6
2035	1084	1214	1349	14,8	18,6	20,6

Tabelle A-II: Spezifische Investitions- sowie Wartungs- und Betriebskosten für Windanlagen (Fortsetzung).

Jahr	C_O&M_fix onshore low in T€/MW	C_O&M_fix onshore med in T€/MW	C_O&M_fix onshore high in T€/MW	C_Invest offshore low in T€/MW	C_Invest offshore med in T€/MW	C_Invest offshore high in T€/MW	C_O&M_var offshore med in €/MWh	C_O&M_fix offshore med in T€/MW
2006	16,8	28,0	39,2	4450	5000	5550	30,4	50,4
2007	16,8	28,0	39,2	4267	4817	5367	30,4	50,4
2008	16,8	28,0	39,2	4085	4635	5185	30,4	50,4

Jahr	C_O&M_fix onshore low in T€/MW	C_O&M_fix onshore med in T€/MW	C_O&M_fix onshore high in T€/MW	C_Invest offshore low in T€/MW	C_Invest offshore med in T€/MW	C_Invest offshore high in T€/MW	C_O&M_var offshore med in €/MWh	C_O&M_fix offshore med in T€/MW
2009	16,8	28,0	39,2	3902	4452	5002	30,4	50,4
2010	16,8	28,0	39,2	3719	4269	4819	30,4	50,4
2011	16,8	28,0	39,2	3655	4205	4755	30,4	50,4
2012	16,8	28,0	39,2	3591	4141	4691	30,4	50,4
2013	16,8	28,0	39,2	3528	4078	4628	30,4	50,4
2014	16,8	28,0	39,2	3464	4014	4564	30,4	50,4
2015	16,8	28,0	39,2	3400	3950	4500	30,4	50,4
2016	16,8	28,0	39,2	3320	3870	4420	30,4	50,4
2017	16,8	28,0	39,2	3239	3789	4339	30,4	50,4
2018	16,8	28,0	39,2	3159	3709	4259	30,4	50,4
2019	16,8	28,0	39,2	3079	3629	4179	30,4	50,4
2020	16,8	28,0	39,2	2998	3548	4098	30,4	50,4
2021	16,8	28,0	39,2	2915	3465	4015	30,4	50,4
2022	16,8	28,0	39,2	2831	3381	3931	30,4	50,4
2023	16,8	28,0	39,2	2748	3298	3848	30,4	50,4
2024	16,8	28,0	39,2	2664	3214	3764	30,4	50,4
2025	16,8	28,0	39,2	2581	3131	3681	30,4	50,4
2026	16,8	28,0	39,2	2497	3047	3597	30,4	50,4
2027	16,8	28,0	39,2	2414	2964	3514	30,4	50,4
2028	16,8	28,0	39,2	2331	2881	3431	30,4	50,4
2029	16,8	28,0	39,2	2247	2797	3347	30,4	50,4
2030	16,8	28,0	39,2	2164	2714	3264	30,4	50,4
2031	16,8	28,0	39,2	2123	2673	3223	30,4	50,4
2032	16,8	28,0	39,2	2082	2632	3182	30,4	50,4
2033	16,8	28,0	39,2	2041	2591	3141	30,4	50,4
2034	16,8	28,0	39,2	2000	2550	3100	30,4	50,4
2035	16,8	28,0	39,2	1959	2509	3059	30,4	50,4

Tabelle A-III: Spezifische Investitions- sowie Wartungs- und Betriebskosten für PV-Anlagen.

Jahr	C_Invest RT_small low in T€/MW	C_Invest RT_small med in T€/MW	C_Invest RT_small high in T€/MW	C_Invest RT_middle low in T€/MW	C_Invest RT_middle med in T€/MW	C_Invest RT_middle high in T€/MW	C_Invest RT_big low in T€/MW
2006	4800	5200	5600	4600	5000	5400	4600
2007	4463	4830	5197	4281	4648	5014	4255
2008	4127	4461	4795	3963	4296	4629	3910
2009	3790	4091	4392	3644	3944	4243	3566
2010	2400	2600	2800	2300	2500	2700	2300
2011	2131	2304	2478	2045	2218	2391	2024
2012	1862	2009	2156	1790	1937	2083	1748
2013	1592	1713	1833	1535	1655	1774	1472
2014	1323	1417	1511	1281	1373	1466	1197
2015	1054	1121	1189	1026	1092	1157	921

Jahr	C_Invest RT_small low in T€/MW	C_Invest RT_small med in T€/MW	C_Invest RT_small high in T€/MW	C_Invest RT_middle low in T€/MW	C_Invest RT_middle med in T€/MW	C_Invest RT_middle high in T€/MW	C_Invest RT_big low in T€/MW
2016	1016	1084	1152	989	1055	1122	888
2017	979	1047	1116	980	1019	1059	879
2018	941	1010	1079	970	983	996	871
2019	903	973	1042	961	947	933	862
2020	866	926	1005	843	902	979	756
2021	848	919	990	826	895	963	741
2022	831	903	974	809	879	948	726
2023	814	886	958	792	863	933	711
2024	797	870	943	775	846	918	696
2025	766	814	913	746	792	889	670
2026	749	823	897	729	801	873	655
2027	732	807	882	712	785	858	640
2028	715	790	866	696	769	843	624
2029	697	774	850	679	753	828	609
2030	693	733	849	675	713	826	606
2031	681	719	839	663	699	817	595
2032	669	704	829	651	686	807	585
2033	657	690	820	640	672	798	574
2034	645	676	810	628	658	788	564
2035	633	661	800	617	644	779	553

Tabelle A-IV: Spezifische Investitions- sowie Wartungs- und Betriebskosten für PV-Anlagen (Fortsetzung).

Jahr	C_Invest RT_big high in T€/MW	C_Invest GM low in T€/MW	C_Invest GM med in T€/MW	C_Invest GM high in T€/MW	C_O&M var_low in €/MWh	C_O&M var_med in €/MWh	C_O&M var_high in €/MWh	C_O&M fix_low in T€/MW	C_O&M fix_med in T€/MW	C_O&M fix_high in T€/MW
2006	5400	4400	4800	5200	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2007	4985	4035	4397	4759	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2008	4569	3670	3994	4317	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2009	4154	3305	3590	3876	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2010	2700	2200	2400	2600	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2011	2368	1908	2077	2247	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2012	2036	1616	1755	1894	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2013	1703	1324	1432	1541	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2014	1371	1032	1110	1188	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2015	1039	740	787	835	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2016	1007	713	761	809	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2017	950	687	735	783	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2018	894	660	709	757	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2019	837	634	683	731	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2020	878	608	650	706	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2021	865	595	645	695	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2022	851	583	634	684	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2023	837	571	622	673	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3

Jahr	C_Invest RT_big high in T€/MW	C_Invest GM low in T€/MW	C_Invest GM med in T€/MW	C_Invest GM high in T€/MW	C_O&M var_low in €/MWh	C_O&M var_med in €/MWh	C_O&M var_high in €/MWh	C_O&M fix_low in T€/MW	C_O&M fix_med in T€/MW	C_O&M fix_high in T€/MW
2024	824	559	610	662	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2025	798	538	571	641	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2026	784	526	578	630	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2027	770	514	566	619	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2028	757	502	555	608	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2029	743	490	543	597	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2030	742	487	514	596	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2031	733	478	504	589	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2032	725	470	494	582	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2033	716	461	484	575	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2034	708	453	474	568	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3
2035	699	445	464	562	0,0	0,0	0,0	30,3	35,3	40,3

Tabelle A-V: Installierte Leistung, EEG-Vergütung, spezifische Investitions- sowie Wartungs- und Betriebskosten für Biomasseanlagen der LK1

Jahr	P _{inst bru} LK1 (FBS-DHKW > 5 MW) in MW	P _{inst net} LK1 (FBS-DHKW > 5 MW) in MW	Vergütung LK1 in €/MWh	C_Invest LK1 in T€/MW	OR_var LK1 in €/MWh _{el}	BS-Bereitstellung in €/MWh _{el}	O&M_var LK1 in €/MWh _{el}
2006	1383	1383	94,8	2150	43,0	80,6	123,6
2007	1536	1536	94,8	2150	43,0	80,6	123,6
2008	1679	1679	94,7	2150	43,0	80,6	123,6
2009	1866	1866	95,6	2150	43,0	80,6	123,6
2010	2035	2035	96,2	2150	43,0	80,6	123,6
2011	2200	2200	96,6	2150	43,0	80,6	123,6
2012	2331	2331	97,0	2150	43,0	80,6	123,6
2013	2447	2447	97,3	2150	43,0	80,6	123,6
2014	2552	2552	97,6	2150	43,0	80,6	123,6
2015	2585	2646	97,7	2150	43,0	80,6	123,6
2016	2614	2643	96,7	2150	43,0	80,6	123,6
2017	2641	2847	95,7	2150	43,0	80,6	123,6
2018	2664	2931	94,7	2150	43,0	80,6	123,6
2019	2685	3009	93,8	2150	43,0	80,6	123,6
2020	2626	3081	92,8	2150	43,0	80,6	123,6
2021	2516	3084	91,8	2150	43,0	80,6	123,6
2022	2436	3087	90,8	2150	43,0	80,6	123,6
2023	2297	3091	89,8	2150	43,0	80,6	123,6
2024	1961	3094	88,9	2150	43,0	80,6	123,6
2025	1800	3097	87,9	2150	43,0	80,6	123,6
2026	1602	3100	86,9	2150	43,0	80,6	123,6
2027	1409	3103	85,9	2150	43,0	80,6	123,6
2028	1296	3106	84,9	2150	43,0	80,6	123,6
2029	1157	3109	84,0	2150	43,0	80,6	123,6
2030	977	3112	83,0	2150	43,0	80,6	123,6

Jahr	P _{inst bru} LK1 (FBS-DHKW > 5 MW) in MW	P _{inst net} LK1 (FBS-DHKW > 5 MW) in MW	Vergütung LK1 in €/MWh	C_Invest LK1 in T€/MW	OR_var LK1 in €/MWh _{el}	BS-Bereit- stellung in €/MWh _{el}	O&M_var LK1 in €/MWh _{el}
2031	907	3112	82,0	2150	43,0	80,6	123,6
2032	854	3112	81,0	2150	43,0	80,6	123,6
2033	802	3112	80,0	2150	43,0	80,6	123,6
2034	763	3112	79,1	2150	43,0	80,6	123,6
2035	738	3112	78,1	2150	43,0	80,6	123,6

Tabelle A-VI: Installierte Leistung, EEG-Vergütung, spezifische Investitions- sowie Wartungs- und Betriebskosten für Biomasseanlagen der LK2

Jahr	P _{inst bru} LK2 (FBS-HVG) in MW	P _{inst net} LK2 (FBS-HVG > 1 MW) in MW	Vergütung LK2 in €/MWh	C_Invest LK2 in T€/MW	OR_var LK2 in €/MWh _{el}	BS-Bereit- stellung in €/MWh _{el}	O&M_var LK2 in €/MWh _{el}
2006	0	0	163,0	3550	71,0	86,1	157,1
2007	0	0	163,0	3500	70,0	86,1	156,1
2008	0	0	171,5	3450	69,0	86,1	155,1
2009	0	0	262,6	3400	68,0	86,1	154,1
2010	0	0	135,6	3350	67,0	86,1	153,1
2011	11	11	134,5	3300	66,0	86,1	152,1
2012	43	43	160,1	3250	65,0	86,1	151,1
2013	87	87	167,8	3200	64,0	86,1	150,1
2014	134	134	170,4	3150	63,0	86,1	149,1
2015	143	182	171,2	3100	62,0	86,1	148,1
2016	157	220	170,2	3050	61,0	86,1	147,1
2017	177	286	169,2	3000	60,0	86,1	146,1
2018	202	342	168,2	2950	59,0	86,1	145,1
2019	231	400	167,3	2900	58,0	86,1	144,1
2020	264	457	166,3	2850	57,0	86,1	143,1
2021	295	524	165,3	2840	56,8	86,1	142,9
2022	325	590	164,3	2830	56,6	86,1	142,7
2023	353	657	163,3	2820	56,4	86,1	142,5
2024	380	724	162,4	2810	56,2	86,1	142,3
2025	404	790	161,4	2800	56,0	86,1	142,1
2026	427	857	160,4	2790	55,8	86,1	141,9
2027	449	924	159,4	2780	55,6	86,1	141,7
2028	469	991	158,4	2770	55,4	86,1	141,5
2029	487	1057	157,4	2760	55,2	86,1	141,3
2030	504	1124	156,5	2750	55,0	86,1	141,1
2031	519	1124	155,5	2745	54,9	86,1	141,0
2032	532	1124	154,5	2740	54,8	86,1	140,9
2033	543	1124	153,5	2735	54,7	86,1	140,8
2034	553	1124	152,5	2730	54,6	86,1	140,7
2035	563	1124	151,6	2725	54,5	86,1	140,6

Tabelle A-VII: Installierte Leistung, EEG-Vergütung, spezifische Investitions- sowie Wartungs- und Betriebskosten für Biomasseanlagen der LK3

Jahr	P _{inst bru} LK3 (BGA < 350 kW) in MW	P _{inst net} LK3 (BGA < 350 kW) in MW	Vergütung LK3 in €/MWh	C_Invest LK3 in T€/MW	OR_var LK3 in €/MWh _{el}	BS-Bereit- stellung in €/MWh _{el}	O&M_var LK3 in €/MWh _{el}
2006	616	616	137,3	7167	15,0	52,9	67,9
2007	998	998	144,5	7095	15,0	52,9	67,9
2008	1343	1343	147,0	7024	15,0	52,9	67,9
2009	1659	1659	169,8	6954	15,0	52,9	67,9
2010	1956	1956	169,8	6884	15,0	52,9	67,9
2011	2170	2170	174,3	6815	15,0	52,9	67,9
2012	2323	2323	176,5	6747	15,0	52,9	67,9
2013	2430	2430	177,8	6680	15,0	52,9	67,9
2014	2900	2900	178,5	6613	15,0	52,9	67,9
2015	3290	3281	178,9	6547	15,0	52,9	67,9
2016	3343	3307	177,9	6481	15,0	52,9	67,9
2017	3395	3326	177,0	6417	15,0	52,9	67,9
2018	3447	3341	176,0	6352	15,0	52,9	67,9
2019	3500	3356	175,0	6289	15,0	52,9	67,9
2020	3546	3357	174,0	6226	15,0	52,9	67,9
2021	3570	3383	173,0	6164	15,0	52,9	67,9
2022	3589	3408	172,1	6102	15,0	52,9	67,9
2023	3592	3433	171,1	6041	15,0	52,9	67,9
2024	3614	3457	170,1	5981	15,0	52,9	67,9
2025	3606	3480	169,1	5921	15,0	52,9	67,9
2026	3241	3503	168,1	5862	15,0	52,9	67,9
2027	2956	3525	167,2	5803	15,0	52,9	67,9
2028	2764	3546	166,2	5745	15,0	52,9	67,9
2029	2600	3567	165,2	5688	15,0	52,9	67,9
2030	2193	3587	164,2	5631	15,0	52,9	67,9
2031	1756	3608	163,2	5574	15,0	52,9	67,9
2032	1173	3629	162,3	5519	15,0	52,9	67,9
2033	794	3649	161,3	5463	15,0	52,9	67,9
2034	539	3668	160,3	5409	15,0	52,9	67,9
2035	254	3687	159,3	5355	15,0	52,9	67,9

Tabelle A-VIII: Installierte Leistung, EEG-Vergütung, spezifische Investitions- sowie Wartungs- und Betriebskosten für Biomasseanlagen der LK4

Jahr	P _{inst bru} LK4 (BGA > 350 kW) in MW	P _{inst net} LK4 (BGA > 350 kW) in MW	Vergütung LK4 in €/MWh	C_Invest LK4 in T€/MW	OR_var LK4 in €/MWh _{el}	BS-Bereit- stellung in €/MWh _{el}	O&M_var LK4 in €/MWh _{el}
2006	17	17	145,7	4033	15,0	26,2	41,2
2007	45	45	144,7	3993	15,0	26,2	41,2
2008	78	78	143,9	3953	15,0	26,2	41,2
2009	112	112	160,3	3914	15,0	26,2	41,2
2010	149	149	160,3	3874	15,0	26,2	41,2
2011	177	177	162,8	3836	15,0	26,2	41,2

2012	223	223	162,6	3797	15,0	26,2	41,2
2013	266	266	161,3	3759	15,0	26,2	41,2
2014	308	308	159,5	3722	15,0	26,2	41,2
2015	351	351	157,5	3685	15,0	26,2	41,2
2016	359	354	156,6	3648	15,0	26,2	41,2
2017	369	357	155,6	3611	15,0	26,2	41,2
2018	380	360	154,6	3575	15,0	26,2	41,2
2019	393	364	153,6	3539	15,0	26,2	41,2
2020	407	364	152,6	3504	15,0	26,2	41,2
2021	424	372	151,6	3469	15,0	26,2	41,2
2022	442	381	150,7	3434	15,0	26,2	41,2
2023	462	391	149,7	3400	15,0	26,2	41,2
2024	484	401	148,7	3366	15,0	26,2	41,2
2025	508	412	147,7	3332	15,0	26,2	41,2
2026	534	423	146,7	3299	15,0	26,2	41,2
2027	562	436	145,8	3266	15,0	26,2	41,2
2028	592	449	144,8	3233	15,0	26,2	41,2
2029	625	462	143,8	3201	15,0	26,2	41,2
2030	660	477	142,8	3169	15,0	26,2	41,2
2031	697	493	141,8	3137	15,0	26,2	41,2
2032	737	511	140,9	3106	15,0	26,2	41,2
2033	779	529	139,9	3075	15,0	26,2	41,2
2034	824	548	138,9	3044	15,0	26,2	41,2
2035	869	567	137,9	3014	15,0	26,2	41,2

II) Kostenparameter und installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke

Tabelle A-IX: Techno-ökonomische Parameter, installierte und verfügbare Leistung der Kernkraftwerke

Jahr	Ø Brennstoffkosten in €/MWh	sonstige variable Kosten in €/MWh	Auf-/ Abschlag auf BS- & CO ₂ -Kosten	Entsorgungskosten in €/MWh	Brennstoffsteuer in €/MWh	P _{inst bru} in MW	P _{inst net} in MW	Ø P _{inst verf} in MW	η _{min}	η _{max}
2006	2,4	10,9	0,00	3,0	0,0	21523	20554	18499	0,22	0,33
2007	4,3	10,9	0,00	3,0	0,0	21523	20554	18499	0,22	0,33
2008	4,3	10,9	0,00	3,0	0,0	20400	19482	17534	0,22	0,33
2009	3,5	10,9	0,00	3,0	0,0	20400	19482	17534	0,22	0,33
2010	2,9	10,9	0,00	3,0	0,0	21435	20470	18423	0,22	0,33
2011	3,6	10,9	0,00	3,0	8,5	17037	16270	18423	0,22	0,33
2012	3,2	10,9	0,00	3,0	15,8	12639	12070	10863	0,22	0,33
2013	2,4	10,9	0,00	3,0	13,2	12639	12070	10863	0,22	0,33
2014	2,0	10,9	0,00	3,0	7,3	12639	12070	10863	0,22	0,33
2015	2,6	10,9	0,00	3,0	11,0	12639	12070	10863	0,22	0,33
2016	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	11357	10846	9761	0,22	0,33
2017	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	11357	10846	9761	0,22	0,33
2018	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	10013	9562	8606	0,22	0,33
2019	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	10013	9562	8606	0,22	0,33
2020	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	8545	8160	7344	0,22	0,33

Jahr	Ø Brennstoffkosten in €/MWh	sonstige variable Kosten in €/MWh	Auf-/ Abschlag auf BS- & CO ₂ -Kosten	Entsorgungskosten in €/MWh	Brennstoffsteuer in €/MWh	P _{inst bru} in MW	P _{inst net} in MW	Ø P _{inst verf} in MW	η _{min}	η _{max}
2021	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	8545	8160	7344	0,22	0,33
2022	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	4291	4098	3688	0,22	0,33
2023	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	0	0	0	0,00	0,00
2024	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	0	0	0	0,00	0,00
2025	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	0	0	0	0,00	0,00
2026	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	0	0	0	0,00	0,00
2027	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	0	0	0	0,00	0,00
2028	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	0	0	0	0,00	0,00
2029	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	0	0	0	0,00	0,00
2030	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	0	0	0	0,00	0,00
2031	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	0	0	0	0,00	0,00
2032	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	0	0	0	0,00	0,00
2033	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	0	0	0	0,00	0,00
2034	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	0	0	0	0,00	0,00
2035	2,2	10,9	0,00	3,0	11,0	0	0	0	0,00	0,00

Tabelle A-X: Techno-ökonomische Parameter, installierte und verfügbare Leistung der Braunkohle-Kraftwerke

Jahr	Ø Brennstoffkosten in €/MWh	sonstige variable Kosten in €/MWh	Auf-/ Abschlag auf BS- & CO ₂ -Kosten	P _{inst bru} in MW	P _{inst net} in MW	Ø P _{inst verf} in MW	η _{min}	η _{max}
2006	4,0	4,7	-0,45	21100	20151	18479	0,25	0,43
2007	4,0	4,7	-0,45	21500	20533	18479	0,25	0,43
2008	4,1	4,7	-0,45	21500	20533	18479	0,25	0,43
2009	4,2	4,7	-0,45	21500	20533	18479	0,25	0,43
2010	4,3	4,7	-0,45	21990	21000	18900	0,25	0,43
2011	4,4	4,7	-0,45	21068	20120	18108	0,25	0,43
2012	4,4	4,7	-0,45	21058	20110	18099	0,25	0,43
2013	4,5	4,7	-0,45	21312	20353	18318	0,26	0,44
2014	4,5	4,7	-0,45	21501	20533	18480	0,26	0,44
2015	4,6	4,7	-0,45	21822	20840	18756	0,26	0,44
2016	4,6	4,7	-0,45	19938	19040	17136	0,26	0,44
2017	4,7	4,7	-0,45	18053	17241	15517	0,26	0,44
2018	4,7	4,7	-0,45	16169	15441	13897	0,27	0,45
2019	4,8	4,7	-0,45	14284	13642	12277	0,27	0,45
2020	4,8	4,7	-0,45	12400	11842	10658	0,27	0,45
2021	4,9	4,7	-0,45	12360	11804	10623	0,27	0,45
2022	4,9	4,7	-0,45	12320	11766	10589	0,27	0,45
2023	4,9	4,7	-0,45	12280	11727	10555	0,28	0,46
2024	5,0	4,7	-0,45	12240	11689	10520	0,28	0,46
2025	5,0	4,7	-0,45	12200	11651	10486	0,28	0,46
2026	5,1	4,7	-0,45	10880	10390	9351	0,28	0,46
2027	5,1	4,7	-0,45	9560	9130	8217	0,28	0,46
2028	5,2	4,7	-0,45	8240	7869	7082	0,29	0,47

Jahr	Ø Brennstoffkosten in €/MWh	sonstige variable Kosten in €/MWh	Auf-/ Abschlag auf BS- & CO ₂ -Kosten	P _{inst bru} in MW	P _{inst net} in MW	Ø P _{inst verf} in MW	η _{min}	η _{max}
2029	5,2	4,7	-0,45	6920	6609	5948	0,29	0,47
2030	5,3	4,7	-0,45	5600	5348	4813	0,29	0,47
2031	5,4	4,7	-0,45	5040	4813	4332	0,29	0,47
2032	5,5	4,7	-0,45	4480	4278	3851	0,29	0,47
2033	5,6	4,7	-0,45	3920	3744	3369	0,30	0,48
2034	5,7	4,7	-0,45	3360	3209	2888	0,30	0,48
2035	5,8	4,7	-0,45	2800	2674	2407	0,30	0,48

Tabelle A-XI: Techno-ökonomische Parameter, installierte und verfügbare Leistung der Steinkohle-Kraftwerke

Jahr	Ø Brennstoffkosten in €/MWh	sonstige variable Kosten in €/MWh	Auf-/ Abschlag auf BS- & CO ₂ -Kosten	P _{inst bru} in MW	P _{inst net} in MW	Ø P _{inst verf} in MW	η _{min}	η _{max}
2006	61,8	3,9	0,00	25000	23250	20600	0,31	0,49
2007	68,2	3,9	0,00	26000	24180	21600	0,31	0,49
2008	112,5	3,9	0,00	27000	25110	22599	0,32	0,50
2009	78,8	3,9	0,00	27800	25854	23269	0,32	0,50
2010	85,3	3,9	0,00	28600	26598	23938	0,32	0,50
2011	106,8	3,9	0,00	26935	25050	22545	0,32	0,50
2012	93,0	3,9	0,00	26935	25050	22545	0,32	0,50
2013	79,1	3,9	0,00	25541	23753	21378	0,33	0,51
2014	84,3	3,9	0,00	24496	22781	20503	0,33	0,51
2015	118,2	3,9	0,00	22753	21160	19044	0,33	0,51
2016	124,1	3,9	0,00	21442	21252	19127	0,33	0,51
2017	130,0	3,9	0,00	20132	21343	19209	0,33	0,51
2018	135,8	3,9	0,00	18821	21435	19292	0,34	0,52
2019	141,7	3,9	0,00	17511	21527	19374	0,34	0,52
2020	147,5	3,9	0,00	16200	21619	19457	0,34	0,52
2021	151,6	3,9	0,00	16200	21619	19457	0,34	0,52
2022	155,8	3,9	0,00	16200	21619	19457	0,34	0,52
2023	159,9	3,9	0,00	16200	21619	19457	0,35	0,53
2024	164,0	3,9	0,00	16200	21619	19457	0,35	0,53
2025	168,1	3,9	0,00	16200	21619	19457	0,35	0,53
2026	172,2	3,9	0,00	15080	20577	18519	0,35	0,53
2027	176,3	3,9	0,00	13960	19535	17582	0,35	0,53
2028	180,4	3,9	0,00	12840	18494	16644	0,36	0,54
2029	184,5	3,9	0,00	11720	17452	15707	0,36	0,54
2030	188,6	3,9	0,00	10600	16411	14770	0,36	0,54
2031	192,7	3,9	0,00	10100	15946	14351	0,36	0,54
2032	196,8	3,9	0,00	9600	15481	13933	0,36	0,54
2033	200,9	3,9	0,00	9100	15016	13514	0,37	0,55
2034	205,0	3,9	0,00	8600	14551	13096	0,37	0,55
2035	209,1	3,9	0,00	8100	14086	12677	0,37	0,55

Tabelle A-XII: Techno-ökonomische Parameter, installierte und verfügbare Leistung der Gas- und Dampfkraftwerke

Jahr	Ø Brennstoffkosten in €/MWh	sonstige variable Kosten in €/MWh	Auf-/ Abschlag auf BS- & CO ₂ -Kosten	P _{inst bru} in MW	P _{inst net} in MW	Ø P _{inst verf} in MW	η _{min}	η _{max}
2006	21,3	4,0	0,70	16500	16253	14800	0,36	0,54
2007	21,2	4,0	0,70	15500	15268	14030	0,36	0,54
2008	20,0	4,0	0,70	15092	14866	13736	0,36	0,54
2009	15,0	4,0	0,70	16560	16311	15062	0,36	0,54
2010	11,4	4,0	0,70	19600	19306	17640	0,36	0,54
2011	9,9	4,0	0,70	19681	19386	17713	0,36	0,54
2012	7,6	4,0	0,70	18941	18657	17047	0,36	0,54
2013	9,7	4,0	0,70	18945	18661	17050	0,37	0,55
2014	10,9	4,0	0,70	18763	18481	16887	0,37	0,55
2015	10,9	4,0	0,70	18939	18655	17045	0,37	0,55
2016	12,3	4,0	0,70	19591	19297	18526	0,37	0,55
2017	13,7	4,0	0,70	20244	19940	19142	0,37	0,55
2018	15,1	4,0	0,70	20896	20582	19759	0,38	0,56
2019	16,4	4,0	0,70	21548	21225	20376	0,38	0,56
2020	17,8	4,0	0,70	22200	21867	20992	0,38	0,56
2021	19,2	4,0	0,70	22360	22025	21144	0,38	0,56
2022	20,6	4,0	0,70	22520	22182	21295	0,38	0,56
2023	22,0	4,0	0,70	22680	22340	21446	0,39	0,57
2024	23,4	4,0	0,70	22840	22497	21598	0,39	0,57
2025	24,8	4,0	0,70	23000	22655	21749	0,39	0,57
2026	26,2	4,0	0,70	22980	22635	21730	0,39	0,57
2027	27,6	4,0	0,70	22960	22616	21711	0,39	0,57
2028	29,0	4,0	0,70	22940	22596	21692	0,40	0,58
2029	30,4	4,0	0,70	22920	22576	21673	0,40	0,58
2030	31,8	4,0	0,70	22900	22557	21654	0,40	0,58
2031	33,2	4,0	0,70	22750	22409	21512	0,40	0,58
2032	34,5	4,0	0,70	22600	22261	21371	0,40	0,58
2033	35,9	4,0	0,70	22450	22113	21229	0,41	0,59
2034	37,3	4,0	0,70	22300	21966	21087	0,41	0,59
2035	38,7	4,0	0,70	22150	21818	20945	0,41	0,59

Tabelle A-XIII: Techno-ökonomische Parameter, installierte und verfügbare Leistung der Gasturbinen

Jahr	Ø Brennstoffkosten in €/MWh	sonstige variable Kosten in €/MWh	Auf-/ Abschlag auf BS- & CO ₂ -Kosten	P _{inst bru} in MW	P _{inst net} in MW	Ø P _{inst verf} in MW	η _{min}	η _{max}
2006	21,3	5,5	1,40	4510	4465	4300	0,22	0,37
2007	21,2	5,5	1,40	4190	4148	4000	0,22	0,37
2008	20,0	5,5	1,40	3927	3888	3693	0,22	0,37
2009	15,0	5,5	1,40	3980	3940	3743	0,22	0,37
2010	11,4	5,5	1,40	4343	4300	4085	0,22	0,37
2011	9,9	5,5	1,40	5121	5069	4816	0,22	0,37

Jahr	Ø Brennstoffkosten in €/MWh	sonstige variable Kosten in €/MWh	Auf-/ Abschlag auf BS- & CO ₂ -Kosten	P _{inst bru} in MW	P _{inst net} in MW	Ø P _{inst verf} in MW	η _{min}	η _{max}
2012	7,6	5,5	1,40	5076	5025	4774	0,22	0,37
2013	9,7	5,5	1,40	5228	5176	4917	0,23	0,38
2014	10,9	5,5	1,40	5330	5277	5013	0,23	0,38
2015	10,9	5,5	1,40	5538	5482	5208	0,23	0,38
2016	12,3	5,5	1,40	7750	7673	7366	0,23	0,38
2017	13,7	5,5	1,40	9963	9863	9469	0,23	0,38
2018	15,1	5,5	1,40	12175	12053	11571	0,24	0,39
2019	16,4	5,5	1,40	14388	14244	13674	0,24	0,39
2020	17,8	5,5	1,40	16600	16434	15777	0,24	0,39
2021	19,2	5,5	1,40	16660	16493	15834	0,24	0,39
2022	20,6	5,5	1,40	16720	16553	15891	0,24	0,39
2023	22,0	5,5	1,40	16780	16612	15948	0,25	0,40
2024	23,4	5,5	1,40	16840	16672	16005	0,25	0,40
2025	24,8	5,5	1,40	16900	16731	16062	0,25	0,40
2026	26,2	5,5	1,40	16720	16553	15891	0,25	0,40
2027	27,6	5,5	1,40	16540	16375	15720	0,25	0,40
2028	29,0	5,5	1,40	16360	16196	15549	0,26	0,41
2029	30,4	5,5	1,40	16180	16018	15377	0,26	0,41
2030	31,8	5,5	1,40	16000	15840	15206	0,26	0,41
2031	33,2	5,5	1,40	15800	15642	15016	0,26	0,41
2032	34,5	5,5	1,40	15600	15444	14826	0,26	0,41
2033	35,9	5,5	1,40	15400	15246	14636	0,27	0,42
2034	37,3	5,5	1,40	15200	15048	14446	0,27	0,42
2035	38,7	5,5	1,40	15000	14850	14256	0,27	0,42

G) Tabellenanhang: Entwicklung weiterer Input-Zeitreihen und Parameter

I) Externe Inputdaten des Referenzszenarios (SV_REF)

a) Installierte EE-Kapazitäten

Tabelle A-XIV: Installierten Leistung der Windanlagen sowie EEG-Vergütung der Bestandanlagen nach Leistungsklassen

Jahr	P_inst LK1 in MW	P_inst LK2 in MW	P_inst LK3 in MW	P_inst LK4 in MW	P_inst LK5 in MW	P_inst LK6 in MW	FLH Bestand off_real in h	Vergütung LK 6 in €/MWh	Summe LK1, 2, 3, 5 (on-shore) in MW	Summe LK4 & 6 (off-shore) in MW
2006	0	0	0	0	20568	0	3949	150,0	20568	0
2007	0	0	0	0	20568	0	3981	150,0	20568	0
2008	0	0	0	0	22183	0	3850	150,0	22183	0
2009	0	0	0	0	23815	0	3616	150,0	23815	0
2010	0	0	0	0	25632	60	3506	150,0	25632	60
2011	0	0	0	0	27012	168	3972	150,0	27012	168
2012	0	0	0	0	28857	203	4233	152,6	28857	203
2013	0	0	0	0	30996	308	3949	152,6	30996	308
2014	0	0	0	0	33757	903	3981	152,6	33757	903
2015	143	1127	1733	693	37613	2340	3850	152,6	40616	3033
2016	283	2225	3423	1387	37185	2340	3616	152,6	43116	3727
2017	428	3365	5178	2080	36645	2340	3506	152,6	45616	4420
2018	586	4596	7077	2773	35857	2340	3972	152,6	48116	5113
2019	781	6116	9420	3467	34299	2340	4233	152,6	50616	5807
2020	981	7673	11825	4160	32637	2340	3949	152,6	53116	6500
2021	1230	9595	14795	5010	29996	2340	3981	152,6	55616	7350
2022	1507	11739	18112	5860	26758	2340	3850	152,6	58116	8200
2023	1755	13650	21070	6710	24141	2340	3616	152,6	60616	9050
2024	1975	15336	23683	7560	22122	2340	3506	152,6	63116	9900
2025	2182	16926	26148	8410	20359	2340	3972	152,6	65616	10750
2026	2411	18675	28863	9260	18166	2340	4233	152,6	68116	11600
2027	2613	20208	31244	10110	16551	2340	3949	152,6	70616	12450
2028	2815	21746	33636	10960	14919	2340	3981	152,6	73116	13300
2029	3027	23351	36135	11870	13102	2280	3850	152,6	75616	14150
2030	3218	24794	38382	12828	11722	2172	3616	152,6	78116	15000
2031	3433	26408	40898	13863	9877	2137	3506	152,6	80616	16000
2032	3662	28130	43586	14968	7738	2032	3972	152,6	83116	17000
2033	3923	30082	46634	16563	4977	1437	4233	152,6	85616	18000
2034	4264	32624	50610	18282	618	719	3949	152,6	88116	19000
2035	4388	33551	52059	20000	0	0	3981	152,6	89998	20000

Tabelle A-XV: Installierten Leistung der PV-Anlagen sowie EEG-Vergütung der Bestandanlagen nach Leistungsklassen

Jahr	P_inst LK1 in MW	P_inst LK2 in MW	P_inst LK3 in MW	P_inst LK4 in MW	FLH_Bestand real in h	P_inst LK5 in MW	Vergütung LK5 in €/MWh	Summe LK 1-5 in MW
2006	0	0	0	0	923	2899	530,1	2899

Jahr	P_inst LK1 in MW	P_inst LK2 in MW	P_inst LK3 in MW	P_inst LK4 in MW	FLH_Bestand real in h	P_inst LK5 in MW	Vergütung LK5 in €/MWh	Summe LK 1-5 in MW
2007	0	0	0	0	964	2899	519,6	2899
2008	0	0	0	0	888	4170	502,0	4170
2009	0	0	0	0	828	6120	479,8	6120
2010	0	0	0	0	842	10566	435,7	10566
2011	0	0	0	0	960	17944	401,6	17944
2012	0	0	0	0	902	25429	354,7	25429
2013	0	0	0	0	923	33033	333,5	33033
2014	0	0	0	0	964	36337	305,9	36337
2015	381	1335	384	400	888	38236	305,9	40736
2016	762	2670	768	800	828	38220	305,9	43220
2017	1143	4005	1152	1200	842	38206	305,9	45706
2018	1523	5341	1536	1600	960	38194	305,9	48194
2019	1904	6677	1919	2000	902	38178	305,9	50678
2020	2284	8014	2302	2400	923	38134	305,9	53134
2021	2664	9351	2684	2800	964	38072	305,9	55572
2022	3044	10689	3067	3200	888	37952	305,9	57952
2023	3424	12027	3449	3600	828	37813	305,9	60313
2024	3804	13365	3831	4000	842	37143	305,9	62143
2025	4184	14704	4212	4400	960	36192	305,9	63692
2026	4563	16043	4593	4800	902	35349	305,9	65349
2027	4943	17383	4974	5200	923	34078	305,9	66578
2028	5322	18723	5355	5600	964	32128	305,9	67128
2029	5701	20064	5735	6000	888	27682	305,9	65182
2030	6080	21405	6115	6400	828	20304	305,9	60304
2031	6459	22746	6495	6800	842	12819	305,9	55319
2032	6838	24088	6874	7200	960	5215	305,9	50215
2033	7216	25430	7254	7600	902	1911	305,9	49411
2034	7595	26773	7632	8000	923	12	305,9	50012
2035	7973	28116	8011	8400	964	0	305,9	52500

Tabelle A-XVI: Installierten Leistung (brutto & netto AKB) und EEG-Vergütung der Biomasseanlagen nach Leistungsklassen

Jahr	P_inst LK1 brutto FBS-DHKW > 5 MW in MW	P_inst LK1 netto FBS-DHKW > 5 MW in MW	Vergütung LK1 in €/MWh	P_inst LK2 FBS-HVG in MW	P_inst LK2 FBS-HVG > 1 MW in MW	Vergütung LK2 in €/MWh	P_inst LK3: BGA < 350 kW in MW	P_inst LK3: BGA < 350 kW in MW
2006	1383	1383	94,8	0	0	163,0	616	616
2007	1536	1536	94,8	0	0	163,0	998	998
2008	1679	1679	94,7	0	0	171,5	1343	1343
2009	1866	1866	95,6	0	0	262,6	1659	1659
2010	2035	2035	96,2	0	0	135,6	1956	1956
2011	2200	2200	96,6	11	11	134,5	2170	2170
2012	2331	2331	97,0	43	43	160,1	2323	2323
2013	2447	2447	97,3	87	87	167,8	2430	2430

Jahr	P_inst LK1 brutto FBS-DHKW > 5 MW in MW	P_inst LK1 netto FBS-DHKW > 5 MW in MW	Vergü- tung LK1 in €/MWh	P_inst LK2 FBS-HVG in MW	P_inst LK2 FBS-HVG > 1 MW in MW	Vergü- tung LK2 in €/MWh	P_inst LK3: BGA < 350 kW in MW	P_inst LK3: BGA < 350 kW in MW
2014	2552	2552	97,6	134	134	170,4	2900	2900
2015	2585	2646	97,7	143	182	171,2	3290	3281
2016	2614	2643	96,7	157	220	170,2	3343	3307
2017	2641	2847	95,7	177	286	169,2	3395	3326
2018	2664	2931	94,7	202	342	168,2	3447	3341
2019	2685	3009	93,8	231	400	167,3	3500	3356
2020	2626	3081	92,8	264	457	166,3	3546	3357
2021	2516	3084	91,8	295	524	165,3	3570	3383
2022	2436	3087	90,8	325	590	164,3	3589	3408
2023	2297	3091	89,8	353	657	163,3	3592	3433
2024	1961	3094	88,9	380	724	162,4	3614	3457
2025	1800	3097	87,9	404	790	161,4	3606	3480
2026	1602	3100	86,9	427	857	160,4	3241	3503
2027	1409	3103	85,9	449	924	159,4	2956	3525
2028	1296	3106	84,9	469	991	158,4	2764	3546
2029	1157	3109	84,0	487	1057	157,4	2600	3567
2030	977	3112	83,0	504	1124	156,5	2193	3587
2031	907	3112	82,0	519	1124	155,5	1756	3608
2032	854	3112	81,0	532	1124	154,5	1173	3629
2033	802	3112	80,0	543	1124	153,5	794	3649
2034	763	3112	79,1	553	1124	152,5	539	3668
2035	738	3112	78,1	563	1124	151,6	254	3687

Tabelle A-XVII: Installierten Leistung (brutto & netto AKB) und EEG-Vergütungssätze der Biomasseanlagen nach Leistungsklassen (Fortsetzung)

Jahr	Vergütung LK3 in €/MWh	P_inst LK4 BGA > 350 kW in MW	P_inst LK4 BGA > 350 kW in MW	Vergütung LK 4 in €/MWh	P_inst LK 1-4 brutto in MW	P_inst LK 1-4 netto in MW	Zu- /Rückbau gesamt
2006	137,3	17	17	145,7	2017	2017	-
2007	144,5	45	45	144,7	2580	2580	563
2008	147,0	78	78	143,9	3100	3100	520
2009	169,8	112	112	160,3	3637	3637	537
2010	169,8	149	149	160,3	4140	4140	503
2011	174,3	177	177	162,8	4558	4558	418
2012	176,5	223	223	162,6	4921	4921	363
2013	177,8	266	266	161,3	5230	5230	309
2014	178,5	308	308	159,5	5894	5894	664
2015	178,9	351	351	157,5	6369	6460	474
2016	177,9	359	354	156,6	6473	6523	104
2017	177,0	369	357	155,6	6581	6816	108
2018	176,0	380	360	154,6	6693	6975	112
2019	175,0	393	364	153,6	6809	7129	115

Jahr	Vergütung LK3 in €/MWh	P_inst LK4 BGA > 350 kW in MW	P_inst LK4 BGA > 350 kW in MW	Vergütung LK 4 in €/MWh	P inst LK 1-4 brutto in MW	P inst LK 1-4 netto in MW	Zu-/Rückbau gesamt
2020	174,0	407	364	152,6	6844	7259	35
2021	173,0	424	372	151,6	6805	7363	-39
2022	172,1	442	381	150,7	6792	7467	-13
2023	171,1	462	391	149,7	6704	7571	-88
2024	170,1	484	401	148,7	6438	7675	-266
2025	169,1	508	412	147,7	6318	7779	-120
2026	168,1	534	423	146,7	5804	7883	-514
2027	167,2	562	436	145,8	5376	7987	-428
2028	166,2	592	449	144,8	5121	8091	-255
2029	165,2	625	462	143,8	4869	8195	-252
2030	164,2	660	477	142,8	4334	8299	-535
2031	163,2	697	493	141,8	3879	8338	-455
2032	162,3	737	511	140,9	3296	8376	-583
2033	161,3	779	529	139,9	2919	8414	-377
2034	160,3	824	548	138,9	2680	8452	-239
2035	159,3	869	567	137,9	2425	8490	-255

b) Wetter- und FEE-Erzeugungprofile

- Für die Onshore-WKA mit einer niedrigen, mittleren oder hohen Standortgüte (SOG) sowie der Bestandsanlagen ergibt sich beispielhaft für das Jahr 2015 die in Abbildung A-XII dargestellten Erzeugungprofile.
- Für eine Offshore-WKA ergibt sich beispielhaft für das Jahr 2015 das in Abbildung A-XIV dargestellte Erzeugungprofil.
- Für PV-Anlagen mit einer niedrigen, mittleren oder hohen Standortgüte (SOG) sowie für Bestandsanlagen ergibt sich beispielhaft für das Jahr 2015 die in Abbildung A-XVI dargestellten Erzeugungprofile.

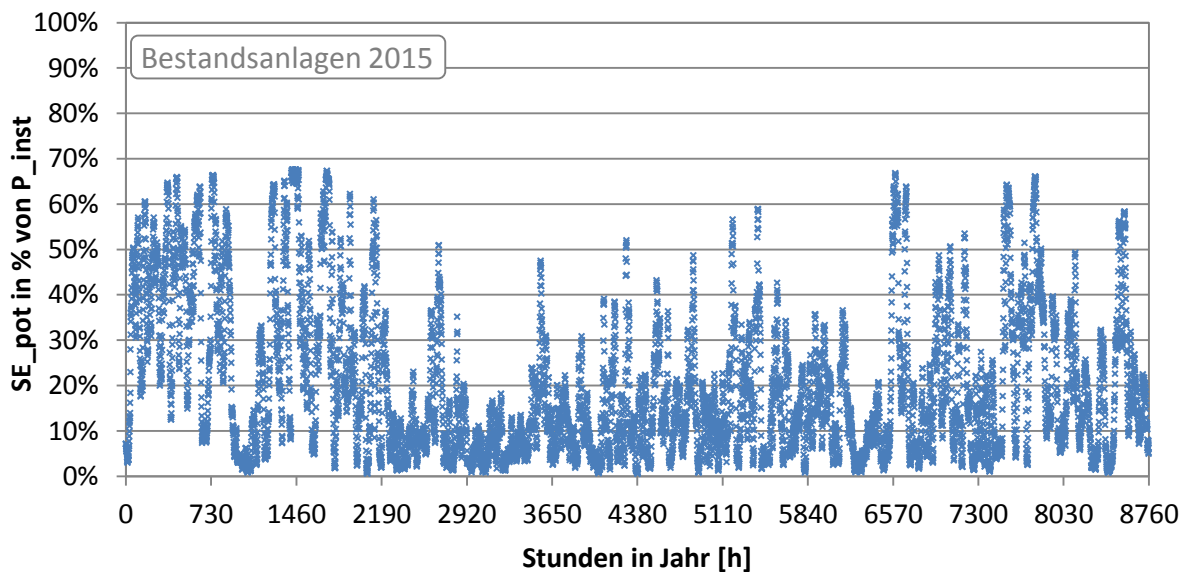


Abbildung A-XII: Erzeugungprofile für die potenzielle Stromerzeugung (SE_pot) für Onshore-WKA Bestandsanlagen für das exemplarische Jahr 2015

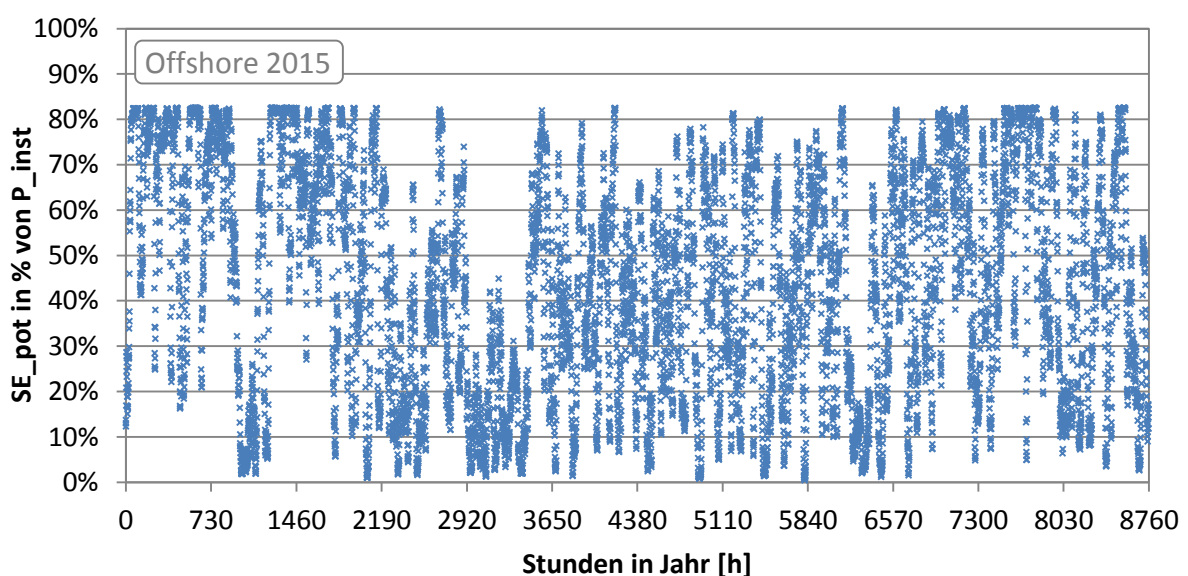


Abbildung A-XIII: Erzeugungprofil für die potenzielle Stromerzeugung (SE_pot) für Offshore-WKA für das exemplarische Jahr 2015

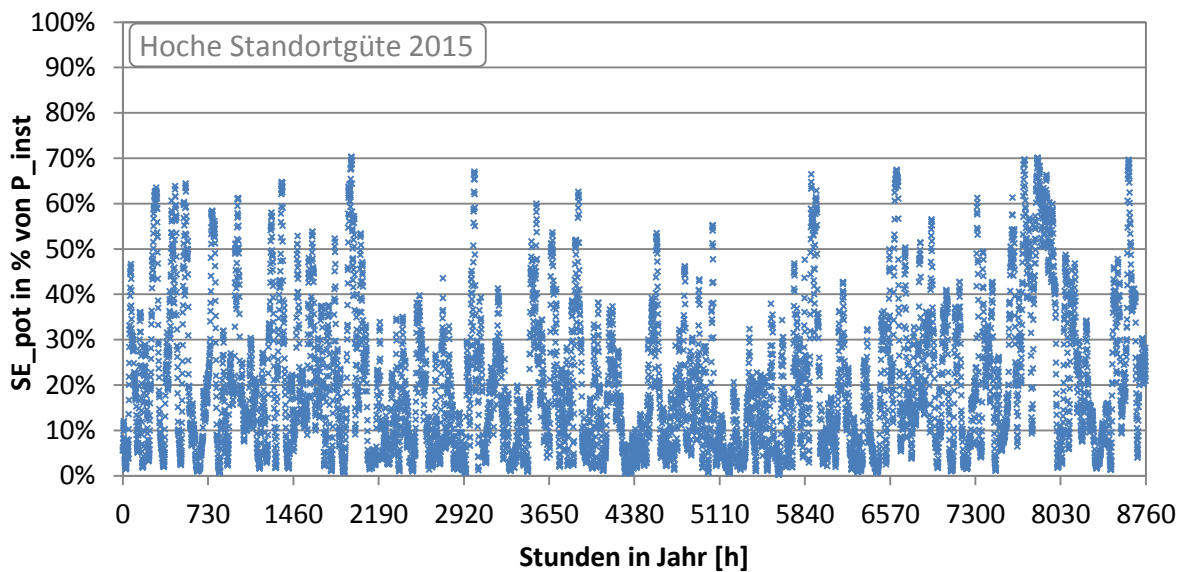
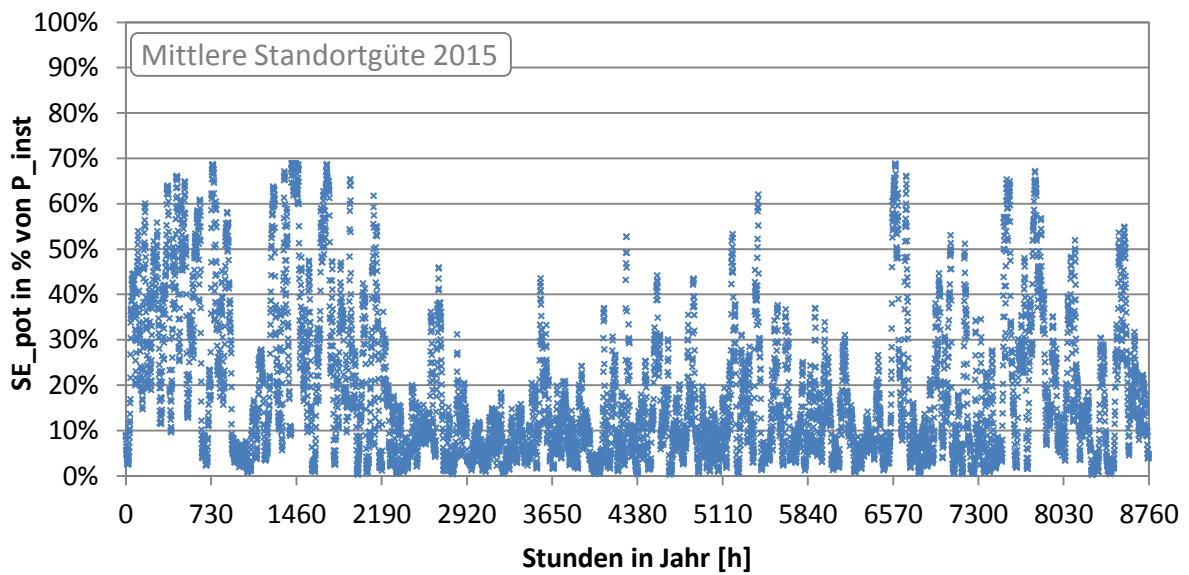
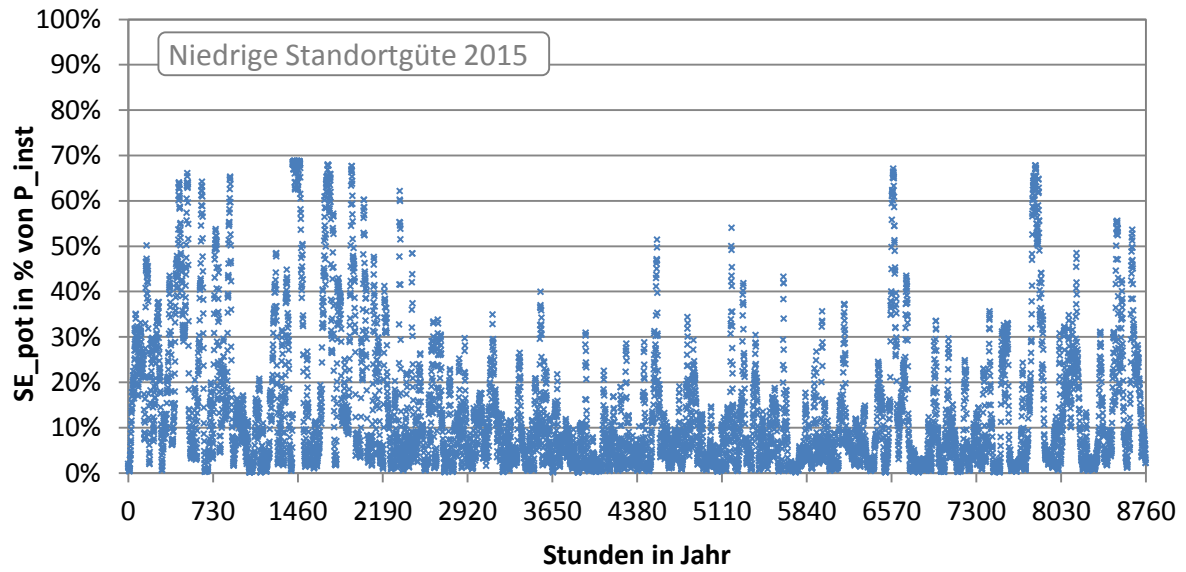


Abbildung A-XIV: Erzeugungprofile für die potenzielle Stromerzeugung (SE_pot) für Onshore-WKA mit niedriger (SOG_low), mittlerer (SOG_med) und hoher (SOG_high) Standortgüte für das exemplarische Jahr 2015

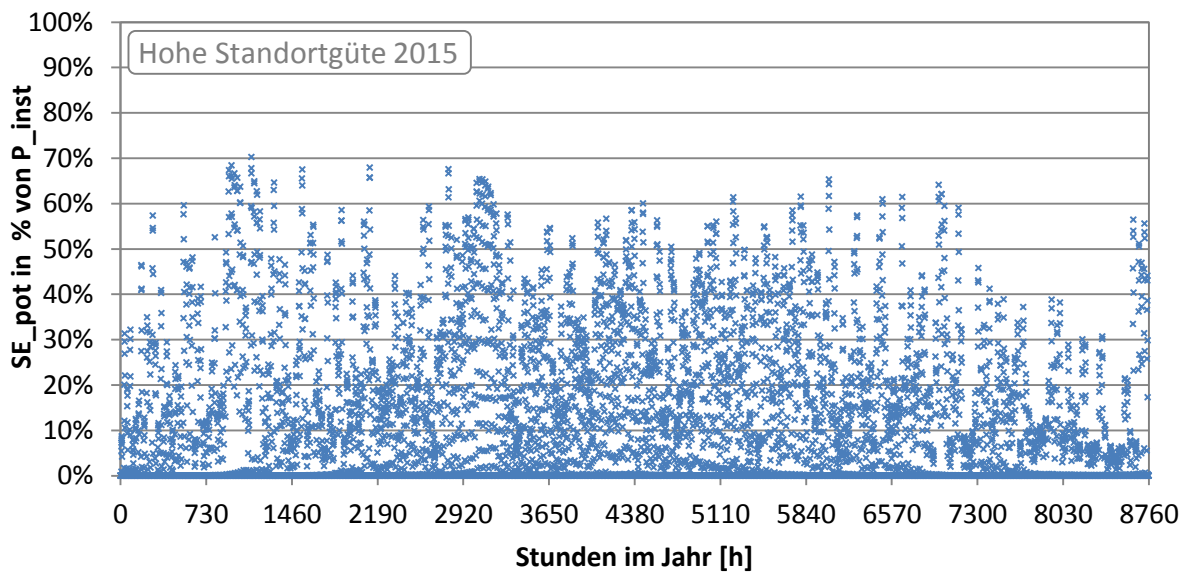
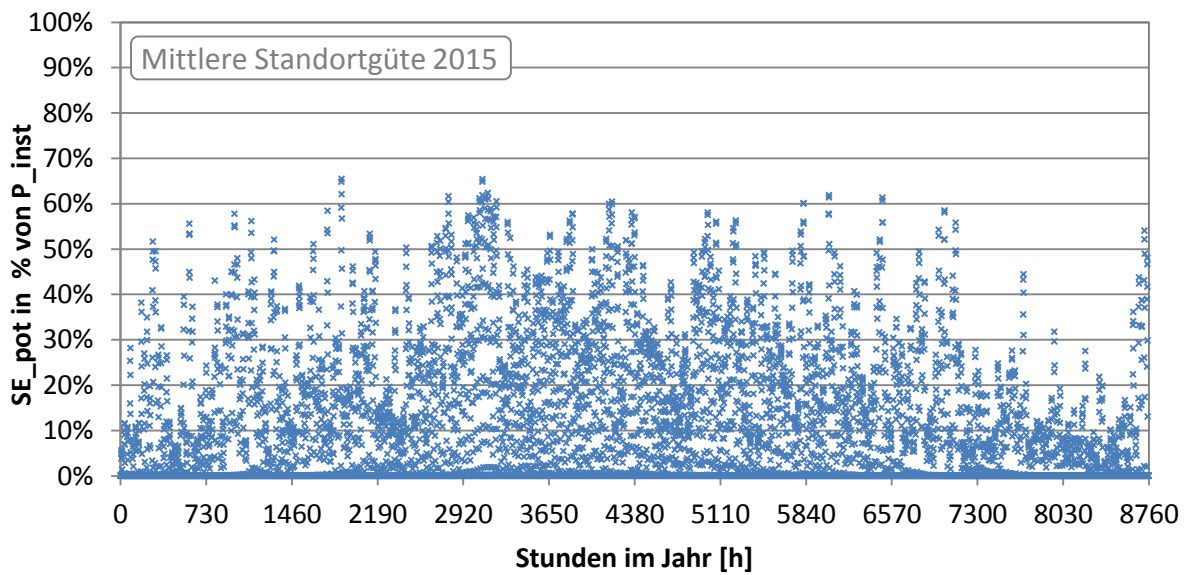
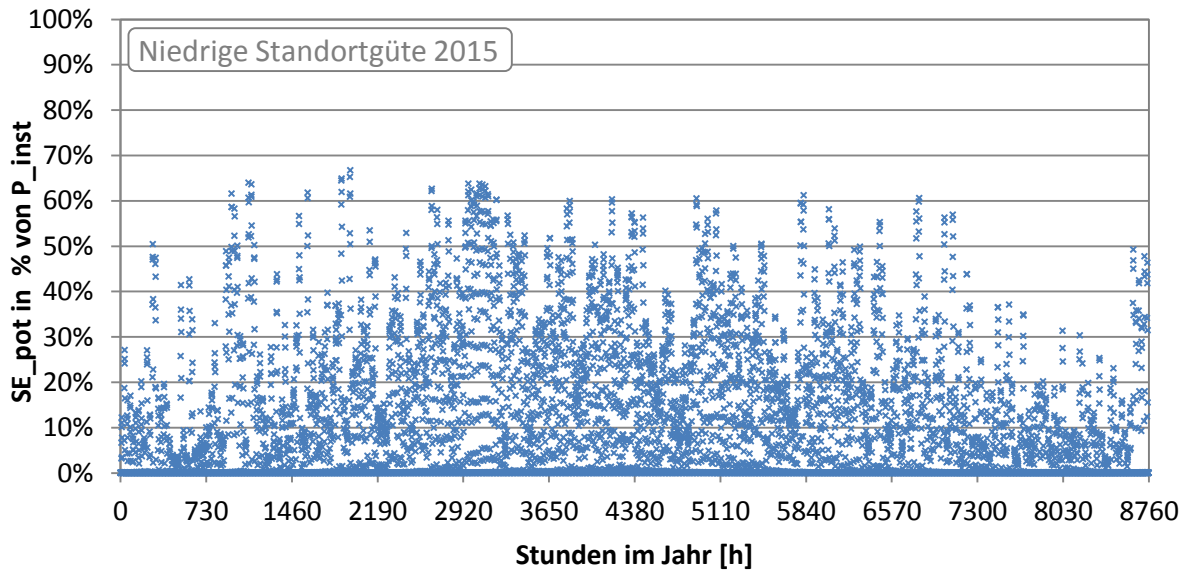


Abbildung A-XV: Erzeugungprofile für die potenzielle Stromerzeugung (SE_pot) für PV-Anlagen mit niedriger (SOG_low), mittlerer (SOG_med) und hoher (SOG_high) Standortgüte für das exemplarische Jahr 2015

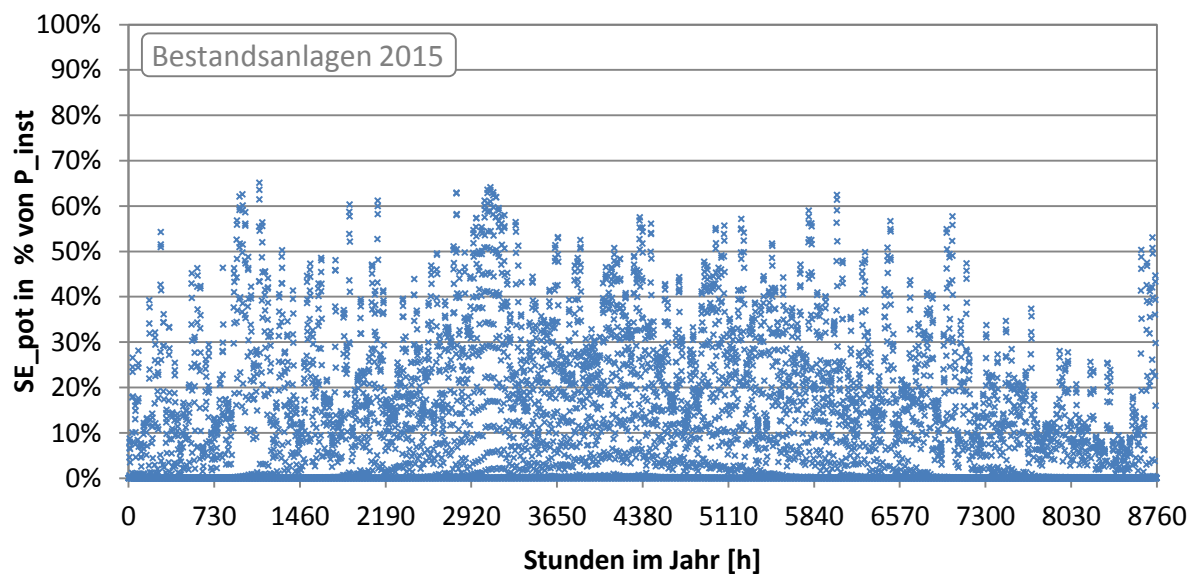


Abbildung A-XVI: Erzeugungprofile für die potenzielle Stromerzeugung (SE_pot) für PV-Bestandsanlagen für das exemplarische Jahr 2015

c) Brennstoff- und CO₂-Preiszeitreihen

Tabelle A-XVIII: Brennstoff- und CO₂-Preise 2015-2035 als Jahresmittelwerte in der SV_REF

Jahr	CO ₂ -Preise in €/t	Uranpreis in €/MWh _{th}	Braunkohle in €/MWh _{th}	Steinkohle in €/MWh _{th}	Gaspreis in €/MWh _{th}
2015	7,1	2,6	4,3	7,4	7,9
2016	9,3	2,5	3,7	8,2	9,4
2017	11,5	2,5	3,1	9,0	11,0
2018	13,6	2,5	2,4	9,8	12,5
2019	15,8	2,5	1,8	10,7	14,0
2020	18,0	2,5	1,5	11,5	15,6
2021	20,1	2,5	1,5	12,3	17,1
2022	22,3	2,5	1,5	13,2	18,7
2023	24,4	2,5	1,5	14,0	20,2
2024	26,6	2,5	1,5	14,8	21,8
2025	28,7	2,5	1,5	15,7	23,3
2026	30,9	2,6	1,5	16,5	24,9
2027	33,0	2,7	1,5	17,3	26,4
2028	35,2	2,7	1,5	18,2	27,9
2029	37,4	2,8	1,5	19,0	29,5
2030	39,5	2,9	1,5	19,8	31,0
2031	41,7	2,9	1,5	20,6	32,6
2032	43,8	2,9	1,5	21,5	34,1
2033	46,0	3,0	1,5	22,3	35,7
2034	48,1	3,0	1,5	23,1	37,2
2035	50,3	3,0	1,5	24,0	38,7

d) ‚Must-Run‘-Kapazitäten bzw. Residuallast-Intervalle

Tabelle A-XIX: Ober- und Untergrenzen der Residuallast(RL)-Intervalle in MW für niedrige und negative Preise in jährlicher Auflösung in der SV_REF.

RL-Intervall #	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Jahr	20 €/MWh	10 €/MWh	5 €/MWh	0 €/MWh	-5 €/MWh	-10 €/MWh	-30 €/MWh	-50 €/MWh	-75 €/MWh	-150 €/MWh
2006	33703	31592	29481	27369	23369	20369	18369	16869	15869	15369
2007	33907	31781	29655	27528	23528	20528	18528	17028	16028	15528
2008	34761	32584	30407	28230	24230	21230	19230	17730	16730	16230
2009	34890	32704	30518	28333	24333	21333	19333	17833	16833	16333
2010	35751	33513	31276	29039	25039	22039	20039	18539	17539	17039
2011	30016	28112	26209	24305	20305	17305	15305	13805	12805	12305
2012	27517	25755	23993	22231	18231	15231	13231	11731	10731	10231
2013	26888	25167	23446	21725	17725	14725	12725	11225	10225	9725
2014	26491	24798	23104	21410	17410	14410	12410	10910	9910	9410
2015	25868	24216	22564	20912	16912	13912	11912	10412	9412	8912
2016	23988	22454	20920	19386	15386	12386	10386	8886	7886	7386
2017	23220	21737	20254	18771	14771	11771	9771	8271	7271	6771
2018	21758	20365	18972	17579	13579	10579	8579	7079	6079	5579
2019	20990	19648	18306	16964	12964	9964	7964	6464	5464	4964
2020	19464	18215	16967	15718	11718	8718	6718	5218	4218	3718
2021	19447	18199	16952	15704	11704	8704	6704	5204	4204	3704
2022	17236	16111	14987	13862	9862	6862	4862	3362	2362	1862
2023	15006	14504	14002	13500	9500	6500	4500	3000	2000	1500
2024	14989	14430	13871	13313	9313	6313	4313	2813	1813	1313
2025	14971	14356	13740	13125	9125	6125	4125	2625	1625	1125
2026	13935	13603	13270	12938	8938	5938	3938	2438	1438	938
2027	12899	12850	12800	12750	8750	5750	3750	2250	1250	750
2028	13563	13229	12896	12563	8563	5563	3563	2063	1063	563
2029	13375	13042	12708	12375	8375	5375	3375	1875	875	375
2030	13188	12854	12521	12188	8188	5188	3188	1688	688	188
2031	13000	12667	12333	12000	8000	5000	3000	1500	500	0
2032	12813	12479	12146	11813	7813	4813	2813	1313	313	-187
2033	12625	12292	11958	11625	7625	4625	2625	1125	125	-375
2034	12438	12104	11771	11438	7438	4438	2438	938	-62	-562
2035	12250	11917	11583	11250	7250	4250	2250	750	-250	-750

Tabelle A-XX: Ober- und Untergrenzen der Residuallast(RL)-Intervalle in MW für niedrige und negative Preise in jährlicher Auflösung in der SV_P2X.

RL-Intervall #	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Jahr	20 €/MWh	10 €/MWh	5 €/MWh	0 €/MWh	-5 €/MWh	-10 €/MWh	-30 €/MWh	-50 €/MWh	-75 €/MWh	-150 €/MWh
2006	0	33703	31592	29481	27369	23369	20369	18369	16869	15869

2007	8760	33907	31781	29655	27528	23528	20528	18528	17028	16028
2008	17520	34761	32584	30407	28230	24230	21230	19230	17730	16730
2009	26280	34890	32704	30518	28333	24333	21333	19333	17833	16833
2010	35040	35751	33513	31276	29039	25039	22039	20039	18539	17539
2011	43800	30016	28112	26209	24305	20305	17305	15305	13805	12805
2012	52560	27517	25755	23993	22231	18231	15231	13231	11731	10731
2013	61320	26888	25167	23446	21725	17725	14725	12725	9000	6600
2014	70080	26491	24798	23104	21410	17410	14410	11000	7500	4000
2015	87600	26139	23639	22130	20621	17500	14113	9113	5113	2113
2016	96360	24716	22216	20802	19388	17000	12973	7973	3973	973
2017	105120	22594	20094	18814	17534	16253	11253	6253	2253	-747
2018	113880	21139	18639	17455	16271	15087	10087	5087	1087	-1913
2019	122640	19094	16594	15538	14483	13428	8428	3428	-572	-3572
2020	131400	17700	15200	14237	13274	12311	7311	2311	-1689	-4689
2021	140160	16853	14353	13439	12525	11610	6610	1610	-2390	-5390
2022	148920	16674	14174	13271	12368	11465	6465	1465	-2535	-5535
2023	157680	14629	12129	11342	10554	9766	4766	-234	-4234	-7234
2024	166440	12613	10113	9439	8765	8091	3091	-1909	-5909	-8909
2025	175200	12479	9979	9314	8648	7983	2983	-2017	-6017	-9017
2026	183960	11509	9009	8408	7808	7207	2207	-2793	-6793	-9793
2027	192720	10560	8060	7523	6985	6448	1448	-3552	-7552	-10552
2028	201480	9632	7132	6656	6181	5705	705	-4295	-8295	-11295
2029	210240	8724	6224	5809	5394	4979	-21	-5021	-9021	-12021
2030	219000	7837	5337	4981	4626	4270	-730	-5730	-9730	-12730
2031	227760	7422	4922	4594	4266	3938	-1062	-6062	-10062	-13062
2032	236520	7017	4517	4215	3914	3613	-1387	-6387	-10387	-13387
2033	245280	6620	4120	3845	3570	3296	-1704	-6704	-10704	-13704
2034	254040	6232	3732	3483	3234	2985	-2015	-7015	-11015	-14015
2035	262800	5853	3353	3129	2906	2682	-2318	-7318	-11318	-14318

e) Endenergieverbrauch im Stromsektor

Tabelle A-XXI: Endverbrauch im Stromsektor in der SV_REF (=EFF) und SV_FLEX (=P2X)

Jahr	Endstromverbrauch SV_REF in TWh	Endstromverbrauch SV_EFF in TWh	Endstromverbrauch SV_FLEX (=P2X) in TWh
2006	519	518	518
2007	522	522	522
2008	524	524	524
2009	527	488	488
2010	529	516	516
2011	524	525	525
2012	524	528	528
2013	521	526	526

Jahr	Endstromverbrauch SV_REF in TWh	Endstromverbrauch SV_EFF in TWh	Endstromverbrauch SV_FLEX (=P2X) in TWh
2014	512	512	512
2015	515	504	506
2016	509	500	504
2017	503	496	502
2018	497	492	500
2019	491	488	498
2020	485	484	496
2021	480	481	494
2022	474	477	492
2023	469	474	491
2024	463	470	490
2025	458	467	488
2026	457	464	486
2027	455	460	485
2028	454	457	483
2029	452	453	482
2030	451	450	480
2031	448	447	479
2032	446	445	477
2033	443	442	476
2034	440	440	474
2035	438	437	473

II) Installierte EE-Kapazitäten und Verteilung auf Standortgütern

a) SV_WbruPvnet

Tabelle A-XXII: Installierten Leistung der Windanlagen nach Brutto-ABK und Leistungsklassen

Jahr	P_inst LK 1 in MW	P_inst LK 2 in MW	P_inst LK 3 in MW	P_inst LK 4 in MW	P_inst LK 5 in MW	P_inst LK 6 in MW	Summe LK 1, 2, 3, 5 (onshore) in MW	Summe LK 4, 6 (offshore) in MW
2006	0	0	0	0	20568	0	20568	0
2007	0	0	0	0	20568	0	20568	0
2008	0	0	0	0	22183	0	22183	0
2009	0	0	0	0	23815	0	23815	0
2010	0	0	0	0	25632	60	25632	60
2011	0	0	0	0	27012	168	27012	168
2012	0	0	0	0	28857	203	28857	203
2013	0	0	0	0	30996	308	30996	308
2014	0	0	0	0	33757	903	33757	903
2015	119	938	1443	693	37613	2340	40113	3033
2016	239	1876	2886	1387	37185	2340	42185	3727
2017	358	2813	4329	2080	36645	2340	44145	4420

2018	478	3749	5773	2773	35857	2340	45857	5113
2019	598	4685	7216	3467	34299	2340	46799	5807
2020	719	5621	8661	4160	32637	2340	47637	6500
2021	839	6556	10105	5010	29996	2340	47496	7350
2022	960	7490	11550	5860	26758	2340	46758	8200
2023	1081	8423	12995	6710	24141	2340	46641	9050
2024	1203	9356	14441	7560	22122	2340	47122	9900
2025	1325	10289	15887	8410	20359	2340	47859	10750
2026	1447	11220	17333	9260	18166	2340	48166	11600
2027	1569	12151	18780	10110	16551	2340	49051	12450
2028	1691	13082	20227	10960	14919	2340	49919	13300
2029	1814	14012	21674	11870	13102	2280	50602	14150
2030	1937	14941	23122	12828	11722	2172	51722	15000
2031	2061	15870	24570	13863	9877	2137	52377	16000
2032	2184	16798	26018	14968	7738	2032	52738	17000
2033	2308	17725	27467	16563	4977	1437	52477	18000
2034	2432	18652	28916	18282	618	719	50618	19000
2035	2557	19578	30365	20000	0	0	52500	20000

Tabelle A-XXIII: Installierten Leistung der PV-Anlagen nach Netto-ABK und Leistungsklassen

Jahr	P_inst LK 1 in MW	P_inst LK 2 in MW	P_inst LK 3 in MW	P_inst LK 4 in MW	P_inst LK 5 in MW	Summe LK 1-5 in MW
2006	0	0	0	0	2899	2899
2007	0	0	0	0	2899	2899
2008	0	0	0	0	4170	4170
2009	0	0	0	0	6120	6120
2010	0	0	0	0	10566	10566
2011	0	0	0	0	17944	17944
2012	0	0	0	0	25429	25429
2013	0	0	0	0	33033	33033
2014	0	0	0	0	36337	36337
2015	382	1339	385	400	38236	40742
2016	765	2680	771	800	38220	43236
2017	1148	4024	1158	1200	38206	45736
2018	1531	5368	1543	1600	38194	48236
2019	1914	6714	1929	2000	38178	50736
2020	2303	8079	2320	2400	38134	53236
2021	2694	9456	2714	2800	38072	55736
2022	3096	10870	3119	3200	37952	58236
2023	3501	12296	3526	3600	37813	60736
2024	4002	14062	4030	4000	37143	63236
2025	4553	16007	4584	4400	36192	65736
2026	5085	17884	5118	4800	35349	68236
2027	5694	20034	5729	5200	34078	70736
2028	6426	22619	6463	5600	32128	73236

2029	7608	26797	7649	6000	27682	75736
2030	9318	32850	9364	6400	20304	78236
2031	11047	38972	11098	6800	12819	80736
2032	12797	45173	12851	7200	5215	83236
2033	13771	48627	13827	7600	1911	85736
2034	14492	51184	14548	8000	12	88236
2035	14870	52527	14927	8400	0	90724

b) SV_WindOpt

Tabelle A-XXIV: Installierten Leistung der Windanlagen nach Netto-ABK und optimierter Leistungsklassenverteilung

Jahr	P_inst LK 1 in MW	P_inst LK 2 in MW	P_inst LK 3 in MW	P_inst LK 4 in MW	P_inst LK 5 in MW	P_inst LK 6 in MW	Summe LK 1, 2, 3, 5 (onshore) in MW	Summe LK 4, 6 (offshore) in MW
2006	0	0	0	0	20568	0	20568	0
2007	0	0	0	0	20568	0	20568	0
2008	0	0	0	0	22183	0	22183	0
2009	0	0	0	0	23815	0	23815	0
2010	0	0	0	0	25632	60	25632	60
2011	0	0	0	0	27012	168	27012	168
2012	0	0	0	0	28857	203	28857	203
2013	0	0	0	0	30996	308	30996	308
2014	0	0	0	0	33757	903	33757	903
2015	143	1127	1733	693	37613	2340	40616	3033
2016	283	2225	3423	1387	37185	2340	43116	3727
2017	505	3365	5101	2080	36645	2340	45616	4420
2018	829	4596	6834	2773	35857	2340	48116	5113
2019	1331	6116	8870	3467	34299	2340	50616	5807
2020	1952	7673	10855	4160	32637	2340	53116	6500
2021	2848	9595	13176	5010	29996	2340	55616	7350
2022	3995	11739	15624	5860	26758	2340	58116	8200
2023	5147	13650	17678	6710	24141	2340	60616	9050
2024	6279	15336	19379	7560	22122	2340	63116	9900
2025	7455	16926	20876	8410	20359	2340	65616	10750
2026	8868	18675	22406	9260	18166	2340	68116	11600
2027	10212	20208	23645	10110	16551	2340	70616	12450
2028	11666	21746	24785	10960	14919	2340	73116	13300
2029	13294	23351	25868	11870	13102	2280	75616	14150
2030	14856	24794	26744	12828	11722	2172	78116	15000
2031	16716	26408	27616	13863	9877	2137	80616	16000
2032	18818	28130	28430	14968	7738	2032	83116	17000
2033	21336	30082	29221	16563	4977	1437	85616	18000
2034	24793	32624	30081	18282	618	719	88116	19000
2035	26116	33551	30331	20000	0	0	89998	20000

H) Grafische Darstellungen nicht abgebildeter Ergebnisse aus Kapitel 5

I) Ergebnisse ausgewählter PVAB in der SV_REF_MPfix.

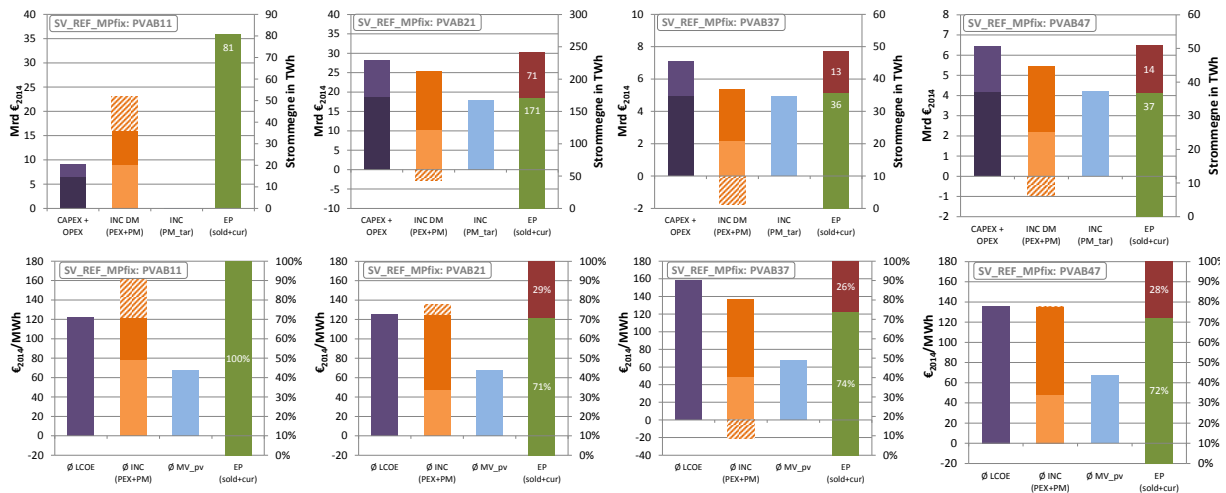


Abbildung A-XVII: Kumulierte Kosten (EXP) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (obere Reihe) und spezifischen Durchschnittskosten (\emptyset LCOE) und -einnahmen (\emptyset INC) (untere Reihe) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter PVAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_REF_MPfix

II) Ergebnisse ausgewählter PVAB in der SV_SWA-REF_MPvar

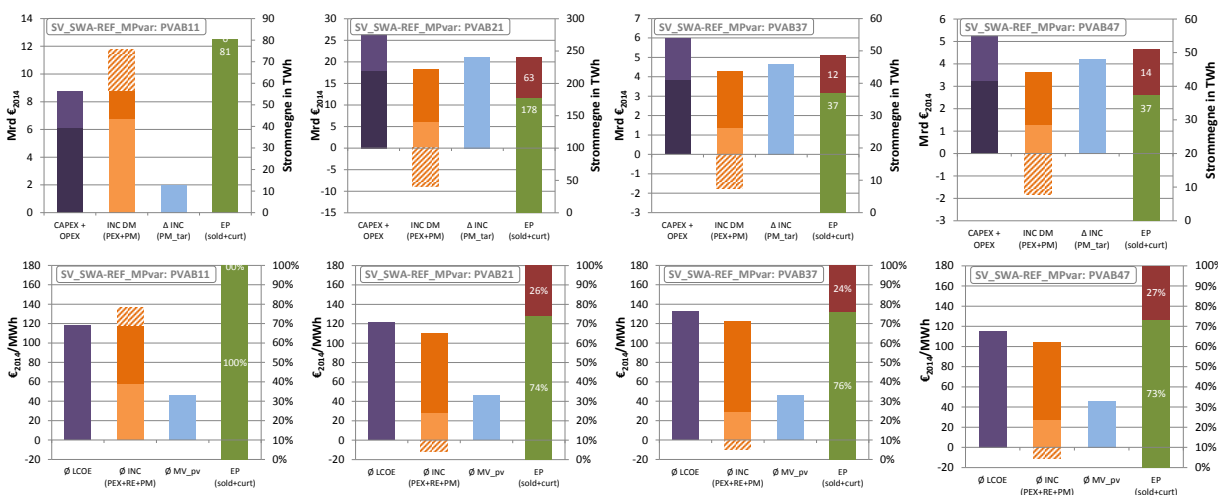


Abbildung A-XVIII: Kumulierte Kosten (EXP) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (obere Reihe) und spezifischen Durchschnittskosten (\emptyset LCOE) und -einnahmen (\emptyset INC) (untere Reihe) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter PVAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_SWA-REF_MPvar

III) Ergebnisse ausgewählter PVAB in der SV_SWA-WindOpt_MPvar

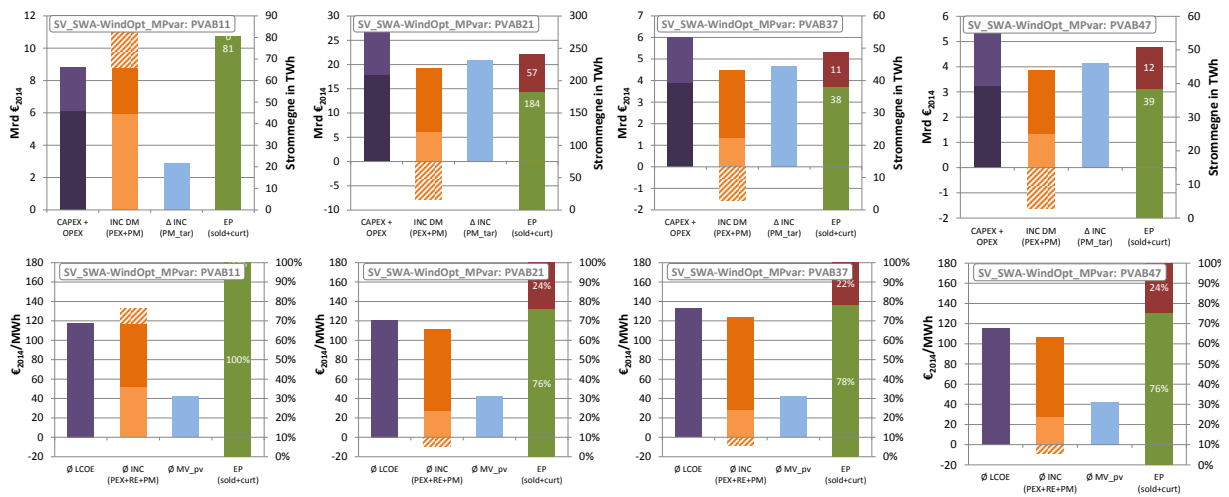


Abbildung A-XIX: Kumulierte Kosten (EXP) und Einnahmen (INC) in absoluten Werten (obere Reihe) und spezifischen Durchschnittskosten (\emptyset LCOE) und –einnahmen (\emptyset INC) (untere Reihe) sowie tatsächlich vermarktete (EP_sold) und abgeregelte Strommengen (EP_cur) ausgewählter PVAB im Zeitraum 2015-2035 in der SV_SWA-WindOpt_MPvar